

# **ГЕО** Eurasia 2019

## **МАТЕРИАЛЫ**

**Международной геолого-геофизической конференции и выставки  
ГеоЕвразия-2019. Современные технологии  
изучения и освоения недр Евразии**

**4-7 февраля 2019**

**г. Москва**

УДК 550.8  
ББК 26.343.1

Сборник тезисов Международной геолого-геофизической конференции и выставки «ГеоЕвразия 2019. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2019. 1135 с.: ISBN 978-5-6041943-3-1.

Сборник «Материалы Международной геолого-геофизической конференции и выставки «ГеоЕвразия 2019. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» представляет собой книгу тезисов докладов участников конференции. Сборник состоит из глав, соответствующих секциям технической программы конференции: актуальные вопросы нефтегазовой геологии, региональные геолого-геофизические исследования, бассейновое и геологическое моделирование, нетрадиционные источники УВ, Обработка сейсмических данных, ВСП и микросейсмические исследования, Моделирование сейсмических волновых полей, технологии интерпретации сейсмических данных, интерпретация геофизических данных, геофизическое оборудование и аппаратура, малоглубинная геофизика, петрофизика и геомеханика, твердые полезные ископаемые, морские исследования, цифровая трансформация индустрии. В сборник включены тезисы, представленные на круглых столах: Поиски нефти и газа в районах сложного геологического строения, Геолого-экономический анализ: проблемы и результаты, Геотермия как метод изучения природы движущих сил тектогенеза и геологического прогнозирования, Разработка отечественных морских аппаратно-программных комплексов, Применение робототехники и беспилотных летательных аппаратов для геофизических исследований.

В рамках проведения конференции были подняты вопросы развития и внедрения новейших решений и технологий в области поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых и связанных с ними инженерных задач. Мероприятие послужило инструментом, позволяющим повысить конкурентоспособность предприятий, сформировать качественно новые технологии на базе отечественных компаний, повысить эффективность геологоразведочных работ, поднять уровень образования в данной сфере.

Отличительная черта конференции и сборника – комплексность обсуждаемых исследований и значительное количество докладов, авторами которых были представители крупнейших добывающих и сервисных компаний, производителей оборудования, а также представителей государственных структур, ВУЗов и научно-исследовательских институтов и центров.

**Подготовлено к выпуску издательством ООО «ПолиПРЕСС» по заказу ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова».**

ООО «ПолиПРЕСС»  
170041, Россия, г. Тверь, Комсомольский пр-т,  
д. 7, пом. II polypress@yandex.ru

ООО «Центр анализа сейсмических данных  
МГУ имени М.В. Ломоносова».  
119234. Москва, Ленинские горы, Научный  
парк МГУ, владение 1, стр. 77  
(495) 930-85-52/ 930-80-58

Все права на издание принадлежат ООО  
«Центр анализа сейсмических данных МГУ  
имени М.В. Ломоносова».

© ООО «Центр анализа сейсмических  
данных МГУ имени М.В. Ломоносова», 2019  
© ООО «ПолиПРЕСС»



# Программный комитет

Токарев Михаил Юрьевич <i>председатель комитета</i>	Заместитель декана геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова
Агапитов Дмитрий Дмитриевич	Исполнительный директор ООО «Институт геотехнологий»
Ампилов Юрий Петрович	Профессор МГУ имени М.В. Ломоносова
Байков Виталий Анварович	Заместитель генерального директора по технологиям и исследованиям ООО «РН-УфаНИПИнефть»
Гогоненков Георгий Николаевич	Советник генерального директора ВНИГНИ
Горбачев Сергей Викторович	Начальник управления реализации ГРП ООО «РН-Шельф-Арктика»
Золотая Людмила Алексеевна	Заместитель заведующего кафедрой геофизических методов исследования земной коры МГУ имени М.В. Ломоносова
Керусов Игорь Николаевич	Начальник Центра сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Костюченко Сергей Леонидович	Заместитель генерального директора - директор Департамента науки и импортозамещения АО «Росгеология»
Курин Евгений Александрович	Генеральный директор ООО «ГЕОЛАБ»
Попов Михаил Михайлович	Советник по отраслевым решениям Landmark/Halliburton
Соборнов Константин Олегович	Главный геолог ООО "Северо-Уральская нефтегазовая компания»
Тихонов Анатолий Анатольевич	Главный геофизик ООО «ЦАСД МГУ»
Тихоцкий Сергей Андреевич	Директор ИФЗ РАН имени О.Ю. Шмидта
Череповский Анатолий Викторович	Эксперт по сейсморазведке ООО «НьюТек Сервисез»
Чесалов Леонид Евгеньевич	Заместитель генерального директора по информационным технологиям и защите информации ФГБУ «Гидроспецгеология»

# Координационный комитет



г. Москва, Ленинские горы, 1/77,  
Научный парк МГУ  
[www.eago-moscow.com](http://www.eago-moscow.com)  
[info.moscow@eago.ru](mailto:info.moscow@eago.ru)

Московское городское региональное отделение  
Межрегиональной общественной организации  
Евро Азиатское Геофизическое Общество  
(МГРО МОО ЕАГО)

Золотая Людмила Алексеевна -  
Корост Светлана  
Надеева Ирина  
Несмеянова Екатерина  
Гончарова Екатерина  
Терентьева Евгения

# Организаторы



Московское городское региональное отделение  
Международной общественной организации  
Евро-Азиатское геофизическое общество  
(МГРО МОО ЕАГО)

При поддержке:



Международная ассоциация научно-технического  
и делового сотрудничества по геофизическим  
исследованиям и работам в скважинах (АИС)

Оператор:



ООО «Центр анализа сейсмических  
данных МГУ имени М.В. Ломоносова»



Общественная организация  
Российское геологическое общество  
(РОСГЕО)

# Спонсоры

## HALLIBURTON

Серебряный спонсор

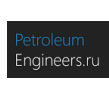
Landmark



Спонсоры

# Информационные партнеры

Генеральный информационный партнер



# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>РЕГИОНАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (устные доклады) .....</b>	<b>17</b>
Региональные сейсмологические наблюдения МОВЗ вдоль профиля II-II на территории Республики Узбекистан. Атабаев Д.Х., Абдуллаев Н.К. ....	18
Плотностная структура земной коры Мякит-Хурчанского рудного района и прилегающих структур (Магаданская область). Гайдай Н.К. ....	23
Структурно-тектоническое районирование севера Западной Сибири по комплексу региональных данных потенциальных методов. Сусанина О.М., Смирнов О.А. ....	30
Глубинное геоэлектрическое строение юго-восточного Приладожья по результатам анализа обобщенного ансамбля данных многолетних МТ/МВ исследований. Соколова Е.Ю., Голубцова Н.С., Ионичева А.П., Зайцев С.В., Ковачикова С., Куликов В.А., Нилов М.Ю., Пушкарев П.Ю., Рокитянский И.И., Фельдман И.С., Яковлев А.Г., Рабочая группа LADOGA .....	36
Строение северной части Южно-Онежской мульды по результатам выполненных наземных геофизических работ (аудиомагнитотелурических, грави- и магниторазведочных) при ГДП-200 листов Р-36-XXII, XXIII (Прионежская площадь). Антащук К.М., Степанов К.И. ....	42
Флюидодинамическая активность на Среднем Каспии. Путанс В.А., Мерклин Л.Р., Иванов А.Ю. ....	49
Программа геологического изучения и освоения Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия). Герт А.А., Эрнст В.А., Найденов Л.Ф., Варламов С.Н., Абросимова О.О., Кринин В.А., Кузьмина К.Н. ....	55
<b>РЕГИОНАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (постерные доклады) .....</b>	<b>62</b>
Выделение девонских рифовым построек западного Оренбуржья по комплексному анализу данных сейсморазведки и ГИС. Ольховская О.О., Трушкова Ю.И., Ампилов Ю.П. ....	63
Построение детальной геологической модели резервуара на примере комплекса В месторождения К Паннонского бассейна. I. Milovanović, I. Isić, R. Pešalj, S. Doroškov .....	69
Региональные геолого-геофизические исследования тектонического строения коры в шельфовой зоне Восточной Арктики и перспективы ее нефтегазоносности. Харитонов А.Л. ....	74
Численное моделирование гидродинамических процессов термической конвекции под Черноморской плитой и анализ ее нефтегазовой перспективности. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. ....	80
<b>АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ (устные доклады) .....</b>	<b>85</b>
Гравиметрические и магнитометрические данные как источник дополнительной информации о геологическом строении арктического шельфа. Черников К.С., Горбачев С.В., Голованов Д.Ю., Клещина Л.Н., Мазекина А.В. ....	86
Влияние складчато-надвиговых дислокаций на процессы нефтегазогенерации в Предуральском краевом прогибе (Тимано-Печорский НГБ). Карасев П.С., Надежкин Д.В., Попова Т.В., Скачек Д.К., Колосков В.Н., Фатеев В.С. ....	93
Перспективы открытия крупнейшего в Тимано-Печоре Западно-Интинского рифа по данным 3Д сейсморазведки в условиях надвиговой тектоники. Птецов С.Н., Приймак П.И. ....	99
Тектоностратиграфия и нефтегазоносность пояса надвигов Полярного Урала. Соборнов К.О. ....	105
Перспективы нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба на территории Башкортостана и прилегающих Свердловской и Оренбургской областей. Хакимова С.В., Киселев В.В., Степанищева Е.И. ....	111

Моделирование формирования зон нефтегазоаккумуляции в районах со сложным тектоническим строением (на примере передовых складок Урала). Меркулов О.И., Зинченко И.А. ....	117
Новые объекты и методика нефтепоисковых работ в российском секторе Прикаспийской впадины. Гогоненков Г.Н., Грошев В.Г. ....	123
Палеозойский комплекс осадочных бассейнов запада Туранской плиты и территории к востоку от Уральской складчатой системы. Ажгалиев Д.К., Таскинбаев К.М. ....	128
Неотектонические напряжения и газоносность Иркинеево-Чадобецкого прогиба (Восточная Сибирь). Сим Л.А., Пошибаев В.В. ....	135
Геофизические свидетельства нефтегазового потенциала палеозойского комплекса Западной Сибири как основа для разработки стратегий и ключевых проектов. Костюченко С.Л. ....	141
Оценка перспектив и выбор программы ГРП на основе многовариантного геологического моделирования. Гайнаншин Р.Н., Хафизов С.Ф., Абрамов В.Ю., Сначев М.В. ....	146
Особенности оценки потенциальных ресурсов углеводородов в сложно построенных комплексах доюрского основания Западной Сибири. Фатеев А.В., Смирнов Л.В. ....	152
Строение зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины: новые результаты. Соборнов К.О., Кузнецов И.К. ....	157
Геоэлектрические критерии нефтегазоносности древних платформ. Фельдман И.С. ....	163
Изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности рифейских, вендских и нижнепалеозойских отложений по результатам электроразведочных работ на региональных профилях в Восточной Сибири. Алексанова Е.Д., Окулов С.А., Яковлев А.Г., Яковлев Д.В. ....	170
Изучение сложнопостроенных коллекторов в доюрских отложениях Западной Сибири на основе сейсмогеологического моделирования. Жигалов В.В., Кулишкин Н.М., Петрушин А.Б., Юльметьев Т.И. ....	176
Структурные особенности осадочных бассейнов Чукотского моря. Скарятин М.В., Баталова А.А. ....	183
<b>АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ (постерные доклады) ...</b>	<b>189</b>
Особенности строения и формирования нижнепермских карбонатных резервуаров Колвинского мегавала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Евдокимов Н.В. ....	190
Влияние процессов вторичной доломитизации на формирование коллекторских свойств нижнедевонских отложений восточного борта Хорейверской впадины (Тимано-Печорский НГБ). Маслова Е.Е. ....	193
Генерационный потенциал Доманиковой формации Волго-Уральского НГБ. Орлова А.Ю. ....	199
«Перспективы нефтегазоносности северо-западной части ХМАО на основе восстановления истории развития НГ-систем». Сабирьянова Р.Р. ....	205
Прогнозирование перспективных зон для эксплуатационного бурения с помощью метода аналогии на примере одного из месторождений Широкого Приобья (Западная Сибирь). Бабина Е.О., Кутукова Н.М. ....	211
Рентгеновская томография – новый эффективный метод для изучения горных пород южного шельфа Вьетнама. Ле Тхи Ныт Сьонг. ....	215
<b>БАССЕЙНОВОЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. ....</b>	<b>222</b>

Комплекси́рование геолого-геохимических данных в норвежской части Баренцева моря в рамках создания модели углеводородных систем. Надежкин Д.В., Попова Т.В., Наумова М.Н., Обухова М.А., Колосков В.Н. ....	223
Палеотектоническая реконструкция Западной части Баренцевоморской плиты. Обухова М.А., Карасев П.С., Энсон К.В., Надежкин Д.В., Колосков В.Н. ....	228
Сейсмогеологическая модель палеозойско-мезозойских отложений акватории Карского моря по данным сейсморазведки ЗД. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Лукашов А.В., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Погрещкий А.В. ....	234
Секвенс-стратиграфическое расчленение разреза в условиях неоднозначностей стратиграфических разбивок по данным ГИС (на примере юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири). Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. ....	240
Опыт сейсмогравитационного моделирования в разных физико-геологических ситуациях. Лыгин И.В., Соколова Т.Б., Золотая Л.А., Широкова Т.П. ....	246
<b>НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ .....</b>	<b>253</b>
Литолого-геохимические особенности доманиковых отложений северной части Верхнекамской впадины. Карамов Т.И., Козлова Е.В., Богданович Н.Н., Плотников В.В. ....	254
Анализ флюидонасыщенности пород доманиковых отложений методом низкочастотной ЯМР релаксометрии. Мухаметдинова А.З., Богданович Н.Н., Черемисин А.Н., Плотников В.В. ....	260
Построение трехмерной геологической модели сланцеподобных коллекторов с использованием детерминистической синхронной инверсии частично-кратных сумм. Гареева Л.Ф., Горбачев С.Д., Ампилов Ю.П. ....	267
Оценка перспектив нефтегазоносности баженовской свиты в южной части Западно-Сибирского бассейна методом 3D бассейнового моделирования. Санникова И.А., Ступакова А.В., Большакова М.А., Калмыков Г.А., Сауткин Р.С. ....	273
Доманиковые «сланцевые» отложения Тимано-Печорской НГП, их нефтегазоматеринский потенциал и подходы к ресурсной оценке. Прищепа О.М., Грохотов Е.И., Нефедов Ю.В. ....	280
<b>ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА АКВАТОРИЯХ (постерные доклады) ....</b>	<b>286</b>
Нефтегазоматеринские отложения озера Байкал. Видищева О.Н., Кислицына Е.В., Юрченко А.Ю., Ахманов Г.Г., Хлыстов О.М. ....	287
Органическое вещество осадков озера Байкал в районе мыса Горевой Утёс. Деленгов М.Т., Фадеева Н.П., Ахманов Г.Г., Хлыстов О.М. ....	290
Перспективы газоносности верхней части разреза северо-западного сектора акватории Берингова моря на основе интерпретации сейсмических данных. А.В. Кишанков .....	294
Методология идентификации абиотических элементов ландшафтов на мелководных акваториях гляциальных шельфов. Терехина Я.Е., Токарев М.Ю., Исаченко А.И., Репкина Т.Ю. ....	297
Магматические комплексы в осадочном чехле восточной части Баренцева моря по данным гидромагнитных съемок. Арутюнян Д.А., Лыгин И.В., Соколова Т.Б., Булычев А.А., Кузнецов К.М. ....	301
<b>ПЕТРОФИЗИКА И ГЕОМЕХАНИКА .....</b>	<b>306</b>
Анализ упругих свойств карбонатных пород для геомеханического моделирования. Березина И.А. ....	307

Разделение терригенных коллекторов на литотипы по комплексному анализу керна и ГИС с целью повышения достоверности определения их проницаемости и нефтегазонасыщенности. Дорошев В.А., Билибин С.И., Комова А.Д. ....	312
Литолого-петрофизическое моделирование состава и свойств нижнепермских нефтегазоматеринских пород Прикаспийской синеклизы и юга Предуральяского краевого прогиба. Панков В.В., Кляжников Д.В. ....	318
Особенности моделирования упругих свойств карбонатных отложений со сложной структурой емкостного пространства. Синякина Ю.С., Пискун Д.А., Абукарова А.А. ....	324
Физическое моделирование распространения упругих колебаний в анизотропных средах. Попов Д.А., Чичина Т.И., Половков В.В., Корсакова И.О., Pinbo Ding. ....	327
Многомасштабное петроупругое моделирование анизотропных карбонатных коллекторов. Харитонов Н.В., Баяк И.О., Тихоцкий С.А. ....	334
Решение эволюционной обратной задачи для реконструкции истории формирования и актуальной структуры соляных куполов. Лунёв Б.В., Лапковский В.В. ....	340
Моделирование тектонических процессов методом дискретных элементов. Лисица В.В., Чеверда В.А., Решетова Г.В., Волянская В.В. ....	346
Исследование информативности скважинных данных при построении объемных петрофизических моделей методом «Двойного Крайгинга». Шестаков В.В., Степанов Д.Ю. ....	352
Разработка оптимального комплекса мероприятий с учетом особенностей тонкодисперсной составляющей пород продуктивного пласта Ю <sub>1</sub> группы месторождений Когалымского региона. Жолудева В.А., Колпаков В.В., Саетгалеев Я.Х., Астаркин С.В. ....	358
Моделирование насыщенности с использованием функции капиллярной пропитки на примере одного из газоконденсатных месторождений Западной Сибири. Исаков Д.В., Самоторова Г.С. ....	364
Проведение трассерных исследований для оценки эффективности существующей системы поддержания пластового давления. Чернокожев Д.А., Хозяинов М.С. ....	369
Особенности термогидродинамических исследований горизонтальных скважин при наличии источников теплоты в стволе скважины. Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Закиров М.Ф., Попов А.А. ....	375
Комплексирование геофизических и гидродинамических исследований для уточнения модели притока горизонтальной скважины в трещиноватом карбонатном коллекторе. Морозовский Н.А., Каневская Р.Д., Колесов В.А., Пименов А.А., Коротовских В.А. ....	381
Моделирование. Петрофизика 1+1D. Неокомские отложения Западной Сибири. Байков В.А., Жонин А.В., Коновалова С.И., Михайлов С.П., Рыкус М.В. ....	387
Влияние граничных условий на тензор проницаемостей. Метод для создания правильных граничных условий при моделировании тензорных фильтрационных характеристик. Герке К.М., Карсанина М.В., Кацман Р., Сизоненко Т.О., Корост Д.В. ....	392
К оценке горизонтального напряжения с помощью мини-гидроразрыва пласта во взбросовом тектоническом режиме. Дубиня Н.В. ....	396
Метод для создания правильных граничных условий при моделировании тензорных фильтрационных характеристик. Карсанина М.В., Герке К.М., Сизоненко Т.О., Корост Д.В. ....	403

Модель фильтрации жидкости через флюидоупор, связанная с потерей сплошности среды. Аксаков А.В., Байков В.А., Борщук О.С., Коновалова С.И. ....	407
Особенности термогидродинамических процессов в горизонтальных скважинах с МГРП. Закиров М.Ф., Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А. ....	413
Результаты ультразвукового исследования свойств водонасыщенного песка в интервале температур -20+20°С. Владов М.Л., Судакова М.С. ....	420
Лабораторные исследования физико-механических свойств горных пород различными способами. Бурмистров А.А., Галкин Д.И., Дубиня Н.В., Егоров Н.А., Окуневич В.С., Фокин И.В. ....	426
Опыт использования рентгеновской томографии при структурных исследованиях золоторудного штокверка месторождения Дрожное, Республика Саха (Якутия). Чикатуева В.Ю., Сивков Д.В., Читалин А.Ф. ....	431
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПОИСКЕ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ ПИ (постерные доклады) .....</b>	<b>436</b>
Проблемы и перспективы развития технологии захоронения буровых отходов в подземных резервуарах в криолитозоне. Пискунова А.С., Мосин А.М. ....	437
Поляризуемость песчано-гравийных смесей по результатам лабораторных петрофизических измерений . Аношина С.А., Куликов В.А. ....	446
Новые данные МТЗ-ГМТЗ по профилю «Кириши-Подпорожье» 2018г. Куликов В.А., Соколова Е.Ю., Десятов Д.О., Ионичева А.П., Пушкарев П.Ю., Сумарокова Е.С. ....	446
Валообразные поднятия севера Западной Сибири в аналоговых моделях. Корбутяк А.Н, Фролова Н.С. ....	453
<b>ОБРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ .....</b>	<b>458</b>
Пассивная томография на поверхностной волне Рэлея: определение профилей продольной и сдвиговой скоростей.. Мананов С.А., Коньков А.И. ....	459
Итеративный подход к разделению данных от мультиисточника. Тарасов А.В.1, Шувалов А.А.1, Игнатъев В.И., Коньков А.И., Ошкин А.Н., Каштан Б.М. ....	464
Способ фильтрации естественных вертикально-направленных продольных волн на основе 3х компонентного массива сейсмических сенсоров. Зиатдинов Б.Д., Рыжов В.А. ....	469
Оценивание параметров поглощения и Q-деконволюция в пластовой модели среды в обобщённой статистической модели сейсмической трассы. Кунченко Д.С., Родин И.В., Фиников Д.Б. ....	475
Технология разделения сейсмического сигнала на факторные составляющие (CSD-технология). Митрофанов Г.М. ....	480
Определение в методе ПРО градиентно-скоростных свойств геологической среды. Кондрашков В.В., Анискович Е.М., Глаголев А.Ю. ....	486
Двухэтапное обращение полного волнового поля: от верхней части к целевым глубинным горизонтам. Гадыльшин К.Г., Протасов М.И., Чеверда В.А. , Королев А.Е., Ланда Е., Старков К., Шевченко А. ....	492
Специфика обработки сейсмических данных, базирующаяся на пластовом описании среды. Исаков М.А., Силаенков О.А. ....	498



Построение скоростной модели верхней части разреза в условиях распространения многолетнемёрзлых пород с учётом данных наземной электроразведки. Каплан С.А., Клокова В.П., Слинчук Г., Соколова Е.Ю., Шпекторов А.Л., Яковлев Д.В. ....	503
Построение трёхмерных дифракционных изображений на основе использования Гауссовых пучков. Лисица В.В., Протасов М.И., Решетова Г.В., Чеверда В.А., Мельник А.В., Петров Д.А., Шиликов В.В., Волянская В.В. ....	509
Изучение отраженных и дифрагированных волн на сейсмограммах после миграционного преобразования с целью обоснования алгоритмов их разделения. Шевченко А.А., Королев А.Е., Литвякова О.О., Российская Е.М., Фомичева Е.А. ....	516
Разделение волновых полей отраженных и дифрагированных волн на сейсмограммах 3Д с использованием преобразования Радона. Шевченко А.А., Королев А.Е., Сафронова О., Смирнов К., Ланда Е. ....	523
Повышение качества сейсмического изображения за счет использования широкополосной обработки с сохранением энергии низких частот на примере одного из месторождений Восточной Сибири. Коробкин В.С., Кудрявцев К.Ю., Бурлаков А.В., Твердохлебов Д.Н. ....	529
О природе гармоник в вибросейсмическом методе разведки и возможности их использования для расширения спектра сигнала. Денисов М.С., Шнеерсон М.Б. ....	534
<b>ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ.....</b>	<b>539</b>
Технология Прони фильтрации и ее применение при прогнозе месторождений углеводородов. Митрофанов Г.М., Смолин С.Н. ....	540
Классификация сейсмических сигналов на основе 3D нейронных сетей Кохонена. Приезжев И.И., Егоров С.В., Никифоров А.Н., Трушкова Ю.И. ....	546
Спектральная декомпозиция - 20 лет в индустрии, успехи и перспективы. Попов М.М. ....	552
Комплексный атрибутный анализ для выявления аномалий волнового поля и прогноза ФЕС в разрезах различного типа. Авдеев П.А. ....	557
Исследования особенностей волновых процессов в трещиноватых средах.. Семерикова И. И. ....	562
Восстановление параметров зоны трещиноватости по сейсмическим данным посредством топологического анализа трёхмерных дифракционных изображений. Протасов М.И., Хачкова Т.С., Колюхин Д.Р., Базайкин Я.В. ....	570
Применение AVAZ/FAVAZ анализа для прогнозирования проницаемой трещиноватости при обработке полно-азимутальных сейсмических данных. Иноземцев А.Н., Соловьев В.Н. ....	576
Повышение достоверности локализации малоразмерных элементов среды на основе выделения рассеянной компоненты сейсмического поля. Смирнов К.А. ....	582
<b>ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ .....</b>	<b>587</b>
Выделение карбонатного тела, предположительно рифового генезиса, по данным МОГТ-3Д в сложных сейсмогеологических условиях Южного Урала. Сафина Р.Ф., Бруй С.О., Жерновкова Т.В., Прокопьева О.М., Хлебников М.С., Попов В.Г. ....	588
Анализ влияния галитосодержащих толщ на волновую картину, особенности сейсмической интерпретации при создании глубинно-скоростных моделей на примере объектов в различных регионах мира. Курьянова М.В., Алексахин Ю.Г., Кольцов С.В. ....	594
Сейсмическая инверсия на основе нечеткой модели. Ковалевский Е.В., Волкова М.С. ....	599

Методика выделения неантиклинальных объектов в ниже-среднеюрском нефтегазоносном комплексе акватории Среднего Каспия. Агапитов И.Д., Белова А.А., Керусов И.Н. ....	605
Может ли реальная точность сейсмического прогноза помочь при оптимизации эксплуатационного бурения. Романенко М.Ю., Перельман М.И., Севрюков Д.А. ....	610
Перспективы использования многоволновой сейсморазведки на Ярегском месторождении высоковязкой нефти. Мирошниченко Д.Е., Керусов И.Н., Гриневский А.С., Баранцев А.А., Кузнецов В.М., Коротков И.П., Тихонов А.А. ....	616
Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии: пример практического применения в карбонатных отложениях. Эпов К. А. , Жемчугова В. А. ....	622
<b>ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И АППАРАТУРА .....</b>	<b>628</b>
Интеллектуальная разведка: Увеличение глубинности исследований ЭМ и ВП методами. Nind, C., Bérubé, P., Paidin, M., Ovcharuk, V. ....	629
3D-электроразведка ЗСБ + МТЗ при оценке нефтегазовых коллекторов. Мамаева А.В., Белая А.А., Захаркин А.К., Махнач Е.Н., Крупнов Е.В., Тригубович Г.М., Яковлев А.Г., Яковлев Д.В. Чернышев А.В. ....	642
Изучение ВЧР комплексом методов ЭМС, электрокаротажа и МСК с целью прогноза оптимальной глубины погружения заряда при сейсморазведочных исследованиях МОГТ буровзрывным способом. Дмитриев Ю.Ю., Гоц И.А., Тригубович Г.М., Батманов И.А., Рябошапка С.М. ....	646
Вопросы и проблемы импортозамещения аппаратуры для проведения геофизических исследований скважин. Беляков Е.О., Киндюк В.А., Макухо Д.М. ....	653
Бескабельная система регистрации и контроля расстановки в реальном времени RT2 и опыт ее использования в России. Кузьмичев В.Е. ....	656
Контроль качества работы виброисточников по данным SEG-D. Фролов А.С.1,2, Белоусов А.В.1 ...	663
Монохроматическая модификация вибросейсморазведки: опыт применения. Михайлов В.А., Шнеерсон М.Б. ....	669
Вибросейсморазведка с применением эквивалентного минимально фазового свип сигнала. Коротков И.П., Жуков А. П., Шехтман Г.А. ....	675
Реализация высокоплотных и широкополосных сейсмических проектов с использованием высокопроизводительных вибросейсмических технологий. Тэлье Н., Абашкин А.Н., Борейко В.С., Забородько В.А. ....	681
Выполнение сейсморазведочных работ в районах с сильно развитой инфраструктурой с применением технологии «Зеленая сейсмика». Зозуля В.А., Шевченко И.И., Митрофанов Д.Ю., Кузнецов М.А., Котунов Д.А. ....	687
<b>МАЛОГЛУБИННАЯ ГЕОФИЗИКА.....</b>	<b>692</b>
Обнаружение неглубоко залегающих объектов естественного и техногенного происхождения геофизическими методами. Романов В.В., Иванов А. А., Посеренин А. И. ....	693
Интерпретационные возможности непродольной системы наблюдений в Малоглубинной и инженерной сейсморазведке. Санфиоров И.А., Бобров В.Ю., Бабкин А.И., Ярославцев А.Г., Жикин А.А. ....	697
Применение геофизических исследований при проведении мониторинга состояния дамб и плотин, построенных в условиях Крайнего Севера на «вечной мерзлоте». Костина М.А., Садиков А.В. ....	702

Опыт применение межскважинного сейсмоакустического просвечивания. Анализ результатов. Ошкин А.Н., Игнатъев В.И., Полицина А.В.З, Шувалов А.А., Тарасов А.В., Рагозин Н.А., Коньков А.И...	710
Применение малоглубинной сейсморазведки на территории объектов повышенной опасности. Садуртдинов М.Р., Скворцов А.Г., Царев А.М. (все - Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН), Судакова М.С.	716
Информативность результатов цифровой обработки данных малоглубинной сейсморазведки, полученных в условиях современного города. Санфиоров И.А., Жикин А.А., Калашникова М.М., Герасимова И.Ю.	720
Результаты комплексных геофизических исследований песчаного тела в Калужской области. Куликов В.А., Аношина С.А., Соловьева А.В., Турчков А.М., Яковлев А.Г.	727
Скважинная электротомография. Бобачев А.А., Стойнова А.М., Сергеев К.С.	732
<b>ВСП И МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ</b>	<b>738</b>
Современные возможности различных модификаций скважинной сейсморазведки при оценке анизотропии среды. Иркабаев Д.Р., Ленский В.А., Шарова Т.Н., Жужель А.С.	739
Многомерная фильтрация и разделение волн на данных, зарегистрированных по методике WalkAway.. Шевченко А.А., Черкашнев С.А.	745
Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. Александров С.И., Мишин В.А.	750
Наблюдение расщепления поперечных волн при скважинном микросейсмическом мониторинге. Яскевич С.В., Дучков А.А.	761
Ускорение процедур обработки данных поверхностного микросейсмического мониторинга с использованием нейронных сетей. Грубась С.И., Логинов Г.Н., Дучков А.А.	766
Оценка устойчивости определения параметров микросейсмических событий методом максимального правдоподобия в условиях неточного знания модели среды. Рыжов В.А., Камилов М.Р.	772
Анализ разномасштабной VTI анизотропии по данным сейсморазведки, ВСП и ГИС в Тимано-Печорском регионе. Бляс Э., Черкашнев С.А., Митин А.В., Керусов И.Н., Гриневский А.С., Мирошниченко Д.Е.	778
<b>МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ</b>	<b>784</b>
Численное моделирование волновых сейсмических полей в трёхмерно-неоднородных средах с локальными осложняющими факторами (поглощение, анизотропия, мелкомасштабные неоднородности). Костин В.И., Лисица В.В., Решетова Г.В., Чеверда В.А.	785
Оптимальный перенос в обратной динамической задаче сейсмики. Василенко А.А.	791
Новые подходы в оптимизации расчёта волновых полей, связанных непосредственно с выделенной целевой областью сейсмического отклика. Шалашников А.В., Фиников Д.Б., Хохлов Н.И., Иванов А.М.	796
Пространственно-временное представление переходных волн при падении полубесконечной плоской волны на систему однородных изотропных упругих слоев с плоскими параллельными границами. Рок В.Е., Галаев В.Е.	800

Влияние связности систем трещин на поглощение сейсмической энергии в трещиновато-пористых средах.. Новиков М.А., Лисица В.В., Колюхин Д.Р., Решетова Г.В.....	808
Особенности компьютерного сейсмического моделирования геологических структур с контрастными неоднородностями в условиях вечной мерзлоты. Левченко Т.В., Рок В.Е., Левченко В.Д., Перепёлкина А.Ю.....	814
Матричный метод расчета поля точечного источника в кусочно-однородной многослойной среде. Никитина М.А., Вальков А.Ю.....	819
Параметры модели афтершоков землетрясения 08 сентября 2017 М8.2. Зырянов В.Б., Бегарь А.В., Gara Elena .....	823
Моделирование квазиортогональных сигналов для одновременного использования нескольких виброисточников. Тарасов А.В., Шувалов А.А., Игнатьев В.И., Коньков А.И., Ошкин А.Н., Каштан Б.М. ....	828
<b>МОРСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ .....</b>	<b>834</b>
Проект специальной системы геофизических исследований в Арктике. Могилатов В.С. ....	835
Строение осадочного чехла на пресноводных озерах вблизи Беломорской биологической станции (ББС) МГУ по данным георадиолокации и бурения. Старовойтов А.В., Ошкин А.Н., Валиуллина К.З., Пятилова А.М.....	842
Предварительные результаты сейсмоакустического профилирования дна Таманского залива с целью определения его очертаний в период греческой колонизации. Ольховский С.В., Шматков А.А., Шматкова А.А., Гайдаленок О.В.....	849
О возможностях сейсмоакустического профилирования при исследованиях отдельных геологических объектов – некоторые удачные примеры. Гайнанов В.Г. ....	854
Особенности инженерно-геологических работ на шельфе Арктических морей. Марченко И.А., Парамонов Н.В., Черников Д.И. ....	860
Поиск и картирование геологических опасностей на Западно-Ямальском шельфе. Демонов А.П., Алёшкин М.В. ....	866
Обнаружение зон сосредоточенной миграции и разгрузки газосодержащих флюидов по сейсмоакустическим данным. Миرونюк С.Г., Галаев В.Е., Росляков Г.А.....	872
Перспективы использования поверхностно-волновой томографии для решения инженерно-геологических задач. А.В.Пономаренко, В.В.Половков, Д.А.Попов, Б.М.Каштан.....	881
Инструментальные сейсмологические исследования в дельте р. Лена (проект «СИОЛА»). Крылов А.А., Ковачев С.А., Гайсслер В.Х., Баранов Б.В. ....	887
Новые данные о строении «неклассического» глубоководного конуса выноса Хурай (оз. Байкал). Соловьева М.А., Ахманов Г.Г., Хлыстов О.М.....	890
Мониторинг ледовой обстановки при планировании и проведении геолого-геофизических работ на шельфе арктических морей. Зубков С.А. ....	895
Углеводороды поверхностных вод на трансарктическом разрезе. Колтовская Е.В., Немировская И.А.....	902
<b>ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА АКВАТОРИЯХ (постерные доклады) ....</b>	<b>907</b>
Результаты сейсмоакустических изысканий в заливе Петра Великого. Белов М.В., Маев П.А., Рыбалко А.Е., Шербаков В.А., Токарев М.Ю. ....	908

Особенности подбора оптимальных параметров морских пневмоисточников при проведении работ по исследованию верхней части разреза. Алёшкин М.В, Степанов Н.А, Ланцев В.В. ....	912
Изучение геологического строения верхней части разреза на акватории Карского моря. Замотина З.С., Иванова А.А.....	917
<b>ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ .....</b>	<b>925</b>
Роль аэрогеофизических методов при поисках месторождений твердых полезных ископаемых. Бабаянц П.С., Трусов А.А. ....	926
Применение современных электромагнитных технологии при поисках и разведки месторождений полезных ископаемых в Казахстане. Беляков С.Н., Ингеров О., Есимханова Н.Д. ....	930
Геолого-геофизические критерии поисков гидротермально-метасоматических месторождений марганца на примере рудопоявления Ньякадеча, республика Зимбабве. Воробьев Ю.В., Дорохова Е.В., Кузовенков А.Д., Самсонкин А.В., Перхурова В.А.....	938
Применение геофизических методов при поисках золотосурьмяных руд в Мотыгинском районе Красноярского края. Георгиев В.В., Симонов А.Л.....	944
Методы экспресс-интерпретации магнитовариационных аномалий при решении рудных и региональных задач. Ермолин Е.Ю., Ингеров О.....	947
Комплексирование методов АМТЗ и ЗСБ при изучении палеодолин на территории Калужской области. Куликов В.А., Алексанова Е.Д., Зайцев С.В., Соловьева А.В., Шустов Н.Л., Яковлев А.Г. ...	954
Геолого-структурная интерпретация геофизических и геохимических аномалий Баимской рудной зоны, Западная Чукотка. Читалин А.Ф. ....	961
Радиогеохимические характеристики рудных узлов и полей с крупнообъемными золото-кварцевыми месторождениями Центрально-Колымского региона. Фёдорова К.С., Зубов Е.И., Асламов Ю.В. ....	967
<b>ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ИНДУСТРИИ.....</b>	<b>973</b>
Цифровая трансформация: от идей к актуальным задачам индустрии. Щербич А.Ю.....	974
Контроль качества геолого-геофизических материалов, используемых в системе информационного обеспечения. Косолапов А.Г., Кобелев С.Л.....	982
Подготовка исходных данных для оптимизации системы ППД для моделирования с помощью многослойной нейронной сети. Юнусов Р.Р., Шестаков Д.А., Муллагалин И.З., Емченко О.В., Мирянов С.Н., Холоднов Э.Э., Хасанова А.Р., Хамитов А.Т. ....	988
Модель создания базы знаний на основе формальной обработки описательной информации. Кувшинова Л.А., Кувшинова К.А., Клименцова Н.И.....	993
Принципы построения универсальной палеонтологической базы данных. Агарков Ю.В., Агарков А.Ю., Клавдиева Н.В. ....	997
Пути повышения эффективности работы междисциплинарных групп. Авдеев П.А, Мифтахов Р.Ф., Базанов А.К. ....	1002
Трёхмерная инверсия магнитотеллурических данных с использованием суперкомпьютерного комплекса «Ломоносов». Зайцев С.В., Куликов В.А., Яковлев А.Г., Яковлев Д.В.....	1006
Использование сверточных нейронных сетей в задаче детектирования времен первых вступлений сейсмических волн. Логинов Г.Н., Дучков А.А., Литвиченко Д.А. ....	1012

«Технология цифровизации геолого - геофизических данных и логистическое сопровождение их интерпретационного цикла. Никитин А.А., Земцова Д.П., Егорова Ю.М. ....	1018
«Придонный пазл» как инструмент анализа данных гидролокатора бокового обзора. Марченко А.Л., Судакова М.С., Терентьева Е.Б. ....	1021
Опыт применения принципа упорядоченности при кластеризации данных ГИС и керна. Еникеев Б.Н. ....	1026
Применение CSD-технологии при анализе и обработке морских сейсмических данных. Митрофанов Г.М., Токарев М.Ю., Горейавчев Н.А. ....	1032
Интеллектуальный агент в контексте гидродинамического моделирования. Мифтахов Р.Ф. ....	1038
Извлечение сеточных моделей из 3D изображений большого объема методом разбиения на подкубы. Сизоненко Т.О., Герке К.М. ....	1043
Применение методов машинного обучения для параметризации моделей в масштабе пор. Лаврухин Е.В., Герке К.М., Сизоненко Т.О., Карсанина М.В., Корост Д.В. ....	1047
Электромагнитные зондирования трёхмерных неоднородностей на морском шельфе. Барашков И.С., Дмитриев В.И. ....	1053
Применение сеточно-характеристического метода для решения задачи сейсмического мониторинга и влияния ледовых образований на сейсмограммы. Стогний П.В., Петров Д.И., Хохлов Н.И., Голубев В.И., Петров И.Б. ....	1059
<b>КРУГЛЫЕ СТОЛЫ</b> .....	<b>1063</b>
<b><i>ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА В РАЙОНАХ СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ</i></b> .....	<b>1064</b>
Возможности современных аэрогеофизических технологий при поисках углеводородов. Бабаянц П.С., Контарович О.Р., Мейснер А.Л., Трусов А.А. ....	1065
<b><i>ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ: ПРОБЛЕМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ</i></b> .....	<b>1068</b>
Применение комплексных методов предпроектной оценки капитальных затрат нефтегазовых проектов. Чижииков С.В. ....	1069
О совершенствовании налогообложения нефтедобычи. Герт А.А., Немова О.Г., Кузьмина К.Н. ..	1072
<b><i>ПРИМЕНЕНИЕ РОБОТОТЕХНИКИ И БЕСПИЛОТНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ</i></b> .....	<b>1078</b>
Маловысотная магниторазведка с применением БПЛА ГК Геоскан. Гоглев Д.А. ....	1079
Отечественная беспилотная маловысотная аэромагнитометрия; настоящее и будущее. Цирель В.С., Паршин А.В. ....	1082
Зарубежный опыт подводных магнитометрических съемок. Лыгин И.В. ....	1082
<b><i>ГЕОТЕРМИЯ КАК МЕТОД ИЗУЧЕНИЯ ПРИРОДЫ ДВИЖУЩИХ СИЛ ТЕКТОГЕНЕЗА И ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ</i></b> .....	<b>1091</b>
Особенности постколлизийной эволюции структур, сформировавшихся в обстановке внутриконтинентального надвига. Парфенюк О.И. ....	1092
Геотермический мониторинг. Муравьев А.В. ....	1098
Влияние свободной тепловой конвекции на результаты температурных измерений в скважинах. Демежко Д.Ю. Хацкевич Б.Д., Миндубаев М.Г. ....	1105

<b>РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МОРСКИХ АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ .....</b>	<b>1112</b>
Молекулярно-электронные сейсмические датчики. Агафонов В.М., Егоров Е.В., Егоров И.В., Зайцев Д.Л., Курков С.В., Разин А.Ю., Шабалина А.С. ....	1113
Акваторная электроразведка на постоянном токе. Бобачев А.А., Сергеев К.С. ....	1119
Универсальная технология сейсморазведочных работ с использованием сейсмических автономных необитаемых подводных аппаратов. Торопов Е.Е., Семенов Д.О., Семенов В.Б., Токарев М.Ю., Половков В.В. ....	1124
Гидроакустические средства дистанционного исследования морского дна и верхней части осадков. Мерклин Л.Р., Плешков А.Ю., Пивнев П.П., Скарня А.В., Тарасов С.П. ....	1129

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГО-  
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ  
(устные доклады)



## *Региональные сейсмологические наблюдения МОВЗ вдоль профиля II-II на территории Республики Узбекистан.*

Атабаев Д.Х., доцент, к.г-м. наук

Абдуллаев Н.К., магистр 2 курса

*Национальный университет Узбекистана им. Мирзо Улугбека*

### **Введение**

В соответствии с геологическим заданием региональные сейсморазведочные работы методом обменных волн землетрясений (МОВЗ) проводились по трем профилям, пересекающим зону сочленения Туранской плиты с орогенными сооружениями западного Тянь-Шаня.

В задачу региональных работ МОВЗ входило: изучение морфологических черт рельефа, выявление плотностных и скоростных неоднородностей в земной коре и определение глубин залегания палеозойского фундамента, особенностей консолидированной коры и поверхности Мохоровичича. Уделялось внимание и вопросам, связанным с разрывными нарушениями и вертикальными, а также горизонтальными перемещениями горных масс.

### **Методика работ**

Суммарная протяженность по трём профилям составила 730,5 километров (км). Анализ глубинного строения земной коры опирается, главным образом, на те результаты, достоверность которых не вызывала каких-либо сомнений.

Профиль II-II, общей протяженностью 261,8 погонных километров (пог.км) простирается вдоль линии Гузар – Шахрисабз – Самарканд – Челак – Уччулач. На этом профиле было отработано 84 физических наблюдения (ф.н.) Полевые работы проводились с перекрытием на пунктах передислокации сейсмических станций в период с 05.06.2012 года по 12.04.2013 год. Средний шаг между пунктами наблюдения составлял  $3,1 \pm 0,2$  км.

Отобранные информационные события воспроизводились на аппаратном комплексе – воспроизводящей станцией (ВСС 3/12) и в цифровом виде записывалась на магнитную ленту. Оцифрованные сейсмограммы землетрясений с магнитной ленты вводились в память персонального компьютера, с помощью специализированного адаптера и драйверов. При этом определялись вступления продольной (Р) волны; интервал кодирования и размеры обрабатываемой сейсмической трассы (20 сек); производилась окончательная обработка землетрясений, пригодных для составления временных разрезов.

Таким образом, впервые в пределах зоны сочленения Туранской плиты с орогенными сооружениями западного Тянь-Шаня проведены широкомасштабные региональные сейсмологические работы МОВЗ по единой методике, позволившие одновременно осветить особенности строения консолидированной земной коры как Туранской плиты, так и горных сооружений западного Тянь-Шаня.

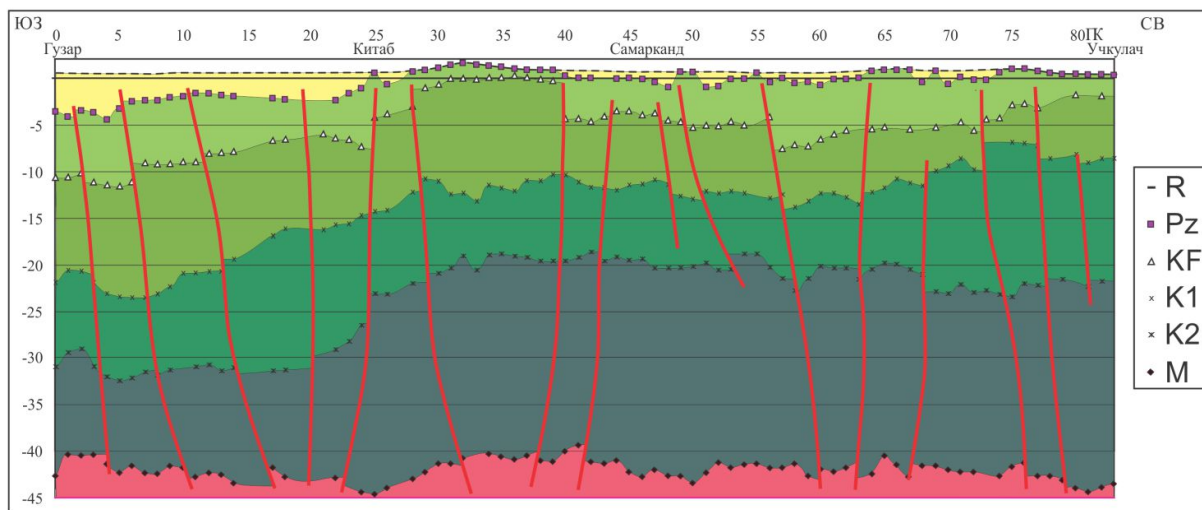
Профиль II-II простирается с юго-запада на северо-восток вдоль линии Гузар – Шахрисабз – Самарканд – Челак – Уччулач. Профиль пересекает крупные тектонические единицы как, Кашкадарьинский прогиб, западные отроги Зеравшанского хребта, Зеравшанскую долину и горы Нуратау. Структурами высшего порядка в пределах Кашкадарьинской впадины являются Китабская синклиналь и Шурасанское поднятие, которые в свою очередь подразделяются на ряд антиклинальных поднятий и синклинальных прогибов, а также меньшие по размерам структуры - локальные антиклинали. Далее на север

профиль пересекает западные отроги Зеравшанского хребта по Китабскому перевалу. Затем профиль проходит по Зеравшанской впадине, пересекая одноименный глубинный разлом. В сегменте Нуратинских гор профиль проходит через Каракчитауский антиклиналь, Чакарский синклиналь, осевую часть Нуратинского хребта в районе перевала Саурбель и Ханбандытаг.

### Результаты

На временном и глубинном сейсмогеологическом разрезе (рис.1) выделяются обменнообразующие границы, которые приурочены к поверхностям Мохоровичича (Мохо), нижней и верхней части консолидированной коры, кровле кристаллического фундамента и кровле палеозойского фундамента.

Поверхность Мохоровичича на этом профиле МОВЗ фиксируется повсеместно под каждым пикетом (ПК). На временном разрезе юго-западные части профиля ПК 0 (Гузар) поверхности Мохо соответствует разница времен  $\Delta t_{p-ps} = 6,5,8$  сек, что на сейсмогеологическом разрезе отвечает глубине залегания в 42 км. Далее на северо-востоке глубина поверхности Мохо увеличивается и достигает максимального значения в ПК 25 (Китаб) ( $\Delta t_{p-ps} = 6,3$  сек,  $H = 45$  км). В тектоническом плане это место соответствует северному борту Кашкадарьинского прогиба, здесь на временном и глубинном разрезе отмечается Бухаро-Гиссарский глубинный разлом. Затем в промежутке ПК 28-40 (Зеравшанский хребет) поверхность Мохо поднимается до ( $\Delta t_{p-ps} = 6,0$  сек,  $H = 40$  км). Начиная с ПК 41 профиль проходит через Зеравшанскую впадину, здесь поверхность Мохо опускается до ( $\Delta t_{p-ps} = 6,2$  сек,  $H = 43$  км). Далее на северо-восток граница Мохо постепенно погружается, достигая своего максимума под Северо-Нуратинским хребтом ( $\Delta t_{p-ps} = 6,4$  сек,  $H = 45$  км). Необходимо отметить, что если под Северо-Нуратинским хребтом наблюдается утолщение земной коры, то под западным окончанием Зеравшанского хребта этого не наблюдалось.



**Рис.1 Сейсмогеологический разрез по профилю МОВЗ II-II (Гузар-Учкулач)**

Вторая обменнообразующая поверхность «КII» расположена между верхней и нижней частями консолидированной коры, которая прослеживается на ПК 0-15  $\Delta t_{p-ps} = 4,5-4,8$  сек, что в пересчете на глубину составляет от 30 км до 32 км. На этом промежутке поверхность залегает параллельно относительно нижележащей границы. Амплитуда вертикальных перемещений незначительна. Начиная с ПК 21 до ПК 30 эта граница резко поднимается ( $\Delta t_{p-ps}$

$p_s = 3,1$  сек,  $H = 20$  км). Далее на Северо-восток до ПК 67 граница базальтового слоя почти горизонтально. Только под Северо-Нуратинским хребтом ПК 67-80 эта граница погружается до глубины 23 км.

Третья обменнообразующая граница «К<sub>1</sub>», параллельно нижележащей, прослеживается до ПК 15 и залегает на глубинах до 20 км, она приурочена к кровле гранитного слоя (верхний этаж). Здесь также, отмечается резкий подъем на ПК 30. В целом эта граница повторяет форму нижележащего слоя.

Следующая граница, залегающая на глубине от  $H = 6$  км до  $H = 10$  км, скорее соответствует кровле кристаллического фундамента. Она прослеживается на  $\Delta t_{p-ps} = 1,1-2,0$  сек. Эта граница также повторяет форму нижележащих границ.

Кровля палеозойского фундамента, как и граница Мохо, четко выделяется на временном разрезе. Нужно отметить, что её глубина в пределах Бешкентского и Кашкадарьинского прогибов максимальна и составляет 5 км. Затем в Зеравшанском мегантиклинории кровля палеозойского фундамента (ПК 28) выходит на дневную поверхность. Далее на временном разрезе она появляется на ПК 40. В Зеравшанской впадине глубина кровли этого слоя составляет 2,5 км ( $\Delta t_{p-ps} = 0,3-0,5$  сек).

На временных и сейсмогеологических разрезах под ПК 2, 5, 10, 19, 25, 27, 40, 44, 55, 64, 73 и 77 выделяются разрывные нарушения, пересекающие границу Мохо. На ПК 10 Учбаш-Каршинская флексурно-разрывная зона падает в северо-восточном направлении и отделяет Кашкадарьинскую впадину с юга от Бешкентского прогиба. С севера Кашкадарьинский прогиб отделяется от мегантиклинали Зеравшанского хребта Бухаро-Гиссарским (ПК 20) и Предкызылкумскими (ПК 25) разломами. Оба эти разлома падают в юго-западном направлении. По южному борту Зеравшанского хребта (ПК 30) выделяется Южно-Тянь-Шаньский глубинный разлом, отделяющий Каракумо-Таджикский краевой массив от Южно-Тянь-Шаньской геосинклинали. Падение этого разлома северо-восточное. На ПК 45 отчетливо выделяется Зеравшанский разлом юго-западного падения, делящий Зеравшанскую впадину на южную и северную борты. Зеравшанская впадина с севера ограничена продолжением Южно- Туркестанского разлома северо-восточного падения (ПК 55). Южно-Нуратинский разлом юго-восточного падения выделяется на ПК 65. Далее к северо-востоку на ПК 74 и 77 отчетливо выделяются Северо-Нуратинский и Кызылкумо-Южно-Ферганский глубинные разломы северо-восточного падения соответственно.

### **Заключение**

По характеру разломов можно сказать, что вовлечение их в поднятие Зеравшанского хребта создает напряжение в северном и южном направлениях. В результате палеозойские (Pz) отложения Зеравшанской мегантиклинали надвинуты на юге на Кашкадарьинский прогиб, а на севере на отложения Зеравшанской впадины. Похожая картина наблюдается и на северном борте Зеравшанской впадины. Таким образом, мегантиклиналь Зеравшанского хребта и антиклиналь Южного Нуратау представляют собой горсты, а Кашкадарьинская и Зеравшанская впадины – грабен синклинали.

### **Литература:**

1. Бабаджанов Т.Л. Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности центральной части Средней Азии. Автореф. док. дис. – М. ВНИГНИ., 199-65 с.

2. Долгополов Ф.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности региональных геодинамических структур Узбекистана на основе применения трехмерных физико-геологических моделей. Автореф. докт. дис. – Ташкент, ИГРНИГМ., 2005. – 48с.
3. Атабаев Д.Х. Глубинное строение Сурхандарьинской депрессии и его отражения в рельефе. Автореф. канд. дис. – Ташкент, инст. Сейсмологии., 2010. – 22 с.
4. Троян В.Н. Статистические методы обработки сейсмической информации при исследовании сложных сред. – М. : Недра, 1982.-183 с.

## **Regional seismic surveys by ECW method along the line II-II in Uzbekistan.**

*Atabaev D. H., chief of the Geophysical surveys department, Ph.D.,*

*Abdullaev N. K., 2nd year master student.*

*National University of Uzbekistan*

The specifics of the geological and tectonic structure of the joint zone between the Turan Platform and the Tien Shan orogeny create troubles for interpretation of geological-geophysical data in this area. For example, CDP, electric survey and drilling data not always respect to conditions, which are necessary for high-quality research of the earth crust deep structure. CDP lines are often no longer than 8-10 km and this is not allow us to obtain data neither from the deeper layers of the sedimentary cover nor from the crystalline basement. Hard geological-mountainous and seismological circumstances created heavy troubles for researchers. That is why most part of researches is concentrated in the local areas.

## *Плотностная структура земной коры Мякит-Хурчанского рудного района и прилегающих структур (Магаданская область).*

**Гайдай Наталия Константиновна**<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> *Северо-Восточный государственный университет, Магадан*

<sup>2</sup> *Северо-Восточный комплексный научно-исследовательский институт им. Н.А. Шило ДВО РАН*

### **Введение**

Сегодня на территории Северо-Востока России активно осуществляется поиск новых месторождений полезных ископаемых. Одним из перспективных участков является Мякит-Хурчанский рудный район, в связи с чем в его пределах активно проводятся поисковые и разведочные работы.

Условия образования месторождений определяют закономерности их размещения в земной коре. Известна приуроченность многих рудопроявлений к гранитным интрузиям, а также к зонам тектоно-магматической активизации. Однако, большая часть этих структур не вскрыта на поверхности и может быть установлена только по косвенным геологическим признакам или с помощью геофизических методов. В данной работе представлены результаты исследования плотностных неоднородностей в земной коре Мякит-Хурчанского рудного района, выполненные с использованием авторской методики интерпретации аномалий поля силы тяжести [Ващилов и др., 2008; Гайдай, 2010].

Мякит-Хурчанский рудный район расположен в зоне сочленения Балыгычанского поднятия и Армано-Вилигинского синклиория (рис.1а). Территория сложена метаморфизованными морскими осадочными отложениями, возраст которых колеблется в диапазоне от пермского до юрского. В пределах площади проявлены следы тектоно-магматической активизации мелового возраста в виде покровных и субвулканических тел туфолов, туфов липаритов и андезитов. Все стратифицированные образования прорваны многочисленными дайками, штоками и массивами интрузивных пород позднеюрского и мелового времени. Осадочные породы на ряде участков смяты в сложные, преимущественно брахискладки различных простираний [Минерагеническое, 2017]. Залегание пород нарушено разрывными нарушениями. Основные разломы имеют северо-западное простирание, характерное для общего простирания структур Яно-Колымской складчатой системы. Присутствуют разрывные нарушения и других направлений. Разломы различны по времени заложения. Предполагается наличие на территории скрытых разломов фундамента. [Минерагеническое, 2017].

### **Методика исследований**

Плотностные неоднородности в земной коре рудного района были установлены методами интерпретации аномалий поля силы тяжести [Ващилов, 2005], в основе которых лежат представления о преимущественно блоковой природе аномалий. Земная кора моделируется системой пятигранных многослойных призм, каждый слой которых отражает плотностные свойства отдельных геофизических слоев. Вертикальные и квазигоризонтальные границы блоков фактически образованы границами плотностных неоднородностей. Параметры элементарных ячеек-призм являются базой для построения

трехмерной плотностной модели земной коры, отображаемой далее в различных вариантах (срезы, разрезы, рельефы поверхностей, 3D формы аномалий и др.).

Установлены верхняя и нижняя граница плотностных неоднородностей-блоков по всей исследуемой площади. Значения нижних ограничений блоков определяют положение плотностной границы расслоения в земной коре, разделяющей верхнюю часть земной коры – гетерогенную в плотностном смысле, и нижнюю часть земной коры – гомогенную в плотностном смысле [Гайдай, 2017].

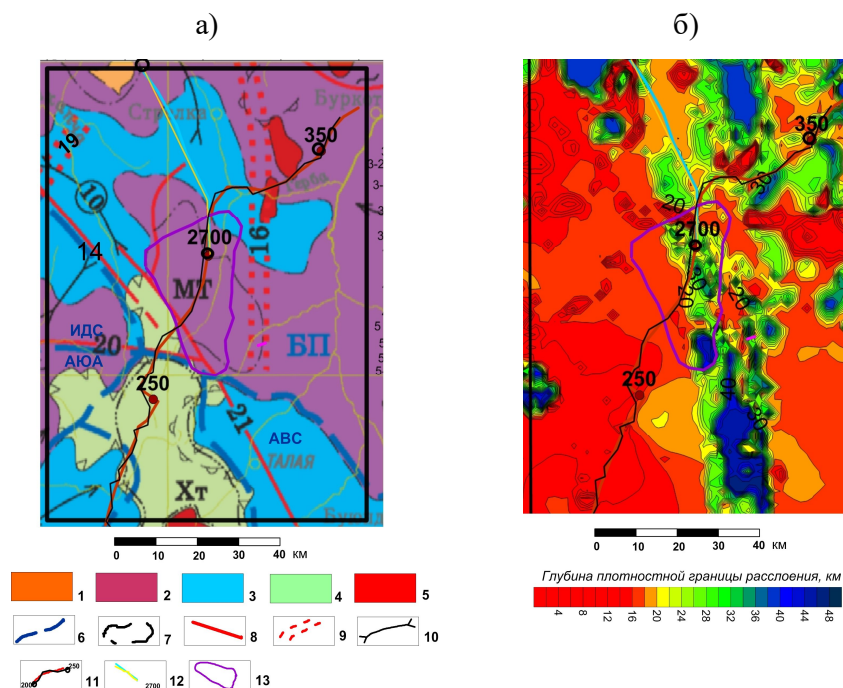


Рис.1. (а) Тектоническая схема Хурчан-Оротуканского рудного района и прилегающих структур. 1 - пермский структурный ярус. Геодинамическая обстановка – осадконакопление в глубоководном бассейне с участием вулканических процессов и турбидитов. Тектонические процессы – блоковые движения, погружения. Осадочные и вулканогенные формации – морские граувакково-сланцевая и аспидная. 2 – триасовый структурный ярус. Геодинамическая обстановка – осадконакопление в глубоководном условиях внешнего шельфа и флишевых трогов. Тектонические процессы – дифференцированные блоковые движения с тенденцией поднятия. Осадочные и вулканогенные формации – морские сероцветная песчано-глинистая, черносланцевая, флишевая, вулканогенно-терригенная. 3 - юрский структурный ярус. Геодинамическая обстановка – орогенная (коллизийная). Тектонические процессы – основная фаза складчатости, надвиги, продольны сдвиги, магматизм. Осадочные и вулканогенные формации – в остаточных прогибах вулканогенно-терригенная. 4 – ранне-поздне меловой структурный ярус. Геодинамическая обстановка – субдукция, сопряженный рифтогенез. Тектонические процессы – взаимодействие блоков земной коры, тектоно-магматическая активизация. Осадочные и вулканогенные формации – континентальные терригенно-вулканогенная, угленосная моласса. 5 – магматические формации – лейкогранитовая, аляскитовая, гранит-гранодиоритовая. 6 – границы антиклинорий и синклинорий Яно-Колымской системы: АЮА – Аян-Юрхский антиклинорий, БП – Балыгычанское поднятие, ИДС – Иньяли-Дебинский синклинорий, АВС – Армано-Вилигинский синклинорий. 7 – Границы вулканоструктур и полей вулканитов: Хт – Хетинское. 8 – основные разрывные нарушения: 14 - Умарский, 20 –Чай-Юрьинский (левосторонний сдвиг), 21 - Верхнетальский (левосторонний сдвиг); 9 – скрытый разлом в фундаменте: 16 – Хурчан-Оротуканский, 19 – Бохапчинский, 10 – оси линейных синклиналиных складок. 10 – Нерегинская. 11 – сейсмический профиль 2-ДВ, 12 – сейсмический профиль 3-ДВ. 13 – контуры Мякит-Хурчанского рудного узла. (б) Глубина плотностной границы расслоения в земной коре.

Вероятной причиной образования в земной коре данной границы следует считать комплекс геолого-геофизических процессов (повышенные температура, повышенное давление, поток флюидов, тектонические подвижки и др.) [Розен, Федоровский, 2001; Гошко и др., 2014; Губанова и др., 2014 и др.]. Под воздействием данных факторов вещество нижней части земной коры претерпевало изменения и перешло в квазиоднородное состояние, практически неразличимое по плотности. Результаты различных авторских исследований,



проведенных ранее для ряда территорий Северо-Востока России, показывают, что области погружения рельефа плотностной границы расслоения хорошо совпадают с положением зон тектоно-магматической активизации, зон проводимости в земной коре, а также участков, отмечаемых на глубинных сейсмических разрезах «окнами прозрачности» или разрывом границы Мохо [Горячев, Гайдай, 2003; Ващилов и др., 2008].

### Результаты исследований и обсуждение результатов

В гравитационном поле Мякит-Хурчанский рудный узел отмечается минимумом практически по всей площади. По аномалиям гравитационного поля установлен рельеф плотностной границы расслоения в земной коре (рис.1б). Две трети площади узла приурочены к устанавливаемой моделированием субмеридиональной зоной погружения плотностной границы расслоения, прослеживающейся до глубины 33-45 км. Данная зона пространственно совпадает с положением скрытого Хурчан-Оротуканского разлома фундамента, отраженного на тектонической схеме (см. рис.1). Но в отличие от карты, по данным нашего исследования эта зона прослеживается и южнее, в Арmano-Вилигинский синклиорий.

В области рудного узла устанавливается куполообразный подъем кровли кристаллического фундамента до 6 км (для близлежащих структур поверхность кристаллического фундамента устанавливается на глубине 8-10 км). Подобная закономерность поведения рельефа кровли кристаллического фундамента для площадей рудных узлов на территории Северо-Востока России устанавливалась автором и ранее [Горячев, Гайдай, 2003; Хасанов и др., 2017]. Для земной коры в пределах рудного узла характерен и подъем кровли базитового слоя – до глубины 25 км (относительно 27-28 км для окружающих его структур). Граница Мохо устанавливается на глубине 40-43 км. Все результаты, полученные в ходе плотностного моделированием, сопоставимы с данными глубинного сейсмического зондирования по профилю 2-ДВ для участка 270-300 км [Сурков и др., 2007] и 3-ДВ (2700 км) [Гошко и др., 2014].

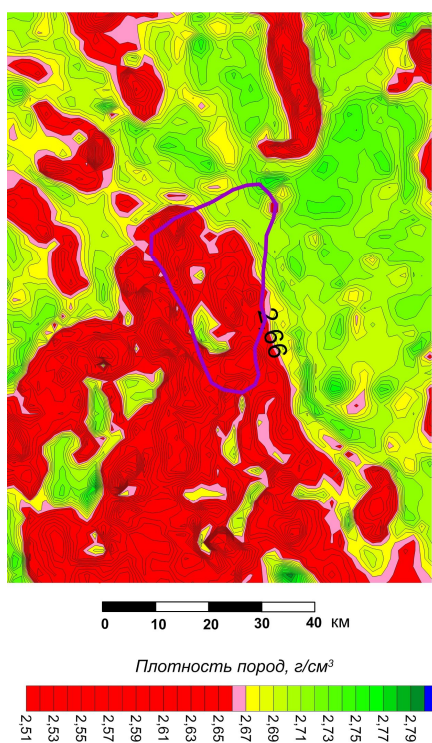


Рис. 2. Плотностной срез на глубине 2 км.

На плотностном срезе на глубине 2 км практически всю площадь рудного узла, за исключением северо-восточной его части, занимает область гранитизации с преобладающей плотностью пород 2,58-2,60 г/см<sup>3</sup> (рис.2). Вероятно, эта область соответствует частично вскрытому на поверхности гранитоидному массиву, мощность которого устанавливается в 7-10 км. В более глубоких слоях земной коры площадь зон разуплотнения уменьшается, прекращая быть единой и разделяясь на отдельные участки. Эти зоны могут быть интерпретированы как корни гранитоидного массива. В осевой (меридиональной) части рудного узла практически на всю мощность земной коры прослеживается незначительное разуплотнение пород ( $\Delta\sigma = 0,15$  г/см<sup>3</sup>), интерпретируемое как следы магматического канала, выступавшего проводником в верхние горизонты земной коры для магматических расплавов и флюидных растворов.

В северо-восточной части рудного узла устанавливаются более плотные блоки (с плотностью пород в  $2,7 \text{ г/см}^3$ ). Небольшой ореол более плотных пород наблюдается и на юго-западной границе рудного узла (также до  $2,7 \text{ г/см}^3$ ).

На северо-восточной границе узла, следом за плотными блоками, плотностным моделированием устанавливается незначительная по объему область разуплотнения ( $2,65 \text{ г/см}^3$ ). Эта зона соответствует положению гранитоидного массива Бугарный, частично вскрытого на поверхности. Зона разуплотнения под массивом прослеживается до 15 км.

Данные параметров элементарных ячеек, определенные в ходе моделирования, позволили оценить морфологию гранитных интрузий. Плотностной разрез, выполненный в широтном направлении в южной части рудного узла, демонстрирует единую область гранитизации мощностью 8-13 км, увеличивающуюся в восточном направлении до 17-19 км. Увеличение мощности наблюдается в области Умарского глубинного разлома, разделяющего структуры Иньяли-Дебинского синклиория и Балыгычанского поднятия. Устанавливается также участок разуплотнения, прослеживающийся на всю мощность земной коры и отображающий, вероятно, положение канала, по которому и осуществлялся подвод магматических расплавов и флюидов в верхнюю часть земной коры. Положение канала совпадает с указанным ранее нескрытым Хурчан-Оротуканским разломом. Рудопроявление Галлюцинация приурочено к краевой части установленной зоны гранитизации.

#### **Заключение и выводы**

Анализ результатов плотностного моделирования глубинной структуры Мякит-Хурчанского рудного района показал, что в его пределах наблюдается погружение плотностной границы расслоения в земной коре до глубин 33-45 км. Такое ее поведение свидетельствует о наличии в земной коре мощной плотностной аномалии, причиной образования которой могла послужить интенсивная переработка глубинного вещества, вызванная вероятнее всего повышенным тепловым потоком, сопровождающим крупные магматические процессы. Зона углубления плотностной границы расслоения пространственно совпадает с предполагаемым Хурчан-Оротуканским скрытым разломом фундамента. В пределах площади узла устанавливается куполообразный подъем кровли кристаллического фундамента (на 2-4 км относительно соседних структур), а также подъем кровли базитового слоя на 2-3 км. На всей площади узла в глубинной структуре также устанавливается единая область гранитизации мощностью 17-18 км в центральной части с уменьшением до 8-13 км к периферии. В восточной части рудного района определяется магмоподводящий канал, пространственно совпадающий с указанным выше скрытым разломом фундамента. Рудопроявления приурочены к зонам разуплотнения в земной коре, т.е. ассоциируют с интрузивами, частично вскрытыми или нескрытыми на поверхности, имеющими в своей структуре магмоподводящий канал, прослеживающийся, как правило, на всю мощность земной коры.

#### **Список литературы**

*Ваццлов Ю.Я.* Новая интерпретационная гравиметрия – вместо и вместе с глубинными сейсмическими исследованиями. Статья 1. Методические основы новой интерпретационной гравиметрии // Вестник СВНЦ ДВО РАН. - 2005. - №3. - С. 2-16.

*Ващилов Ю.Я., Гайдай Н.К., Сахно О.В.* Трехмерная глубинная плотностная модель Паутовского горста и ее геологическая интерпретация (Северо-Восток России) // Тихоокеанская геология. 2008. Т. 27. № 4. С. 22–38.

*Гайдай Н.К.* Новая интерпретационная гравиметрия. Понятия. Возможности. Перспективы использования// Вестник Северо-Восточного государственного университета. Спецвыпуск. - Магадан: изд-во СВГУ, 2010. - №13. - С. 10-14.

*Гайдай Н.К.* Закономерности распределения гипоцентров землетрясений в земной коре южной части сейсмического пояса Черского // Вестник СВНЦ ДВО РАН, 2014. №1. С.16-24.

*Гайдай Н.К.* Гипоцентры землетрясений в плотностной структуре рудных узлов Тенькинского рудного района (сейсмический пояс Черского) // Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных. Материалы Десятой Международной сейсмологической школы. – Обнинск, ГС РАН, 2015. С.85-88.

*Гайдай Н.К.* Оценка локализации гипоцентров коровых землетрясений относительно глубины и рельефа плотностной границы расслоения в земной коре северо-восточного участка опорного геолого-геофизического профиля 3-ДВ // Геодинамика и тектонофизика. 2017;8(4):849-861. DOI:[10.5800/GT-2017-8-4-0320](https://doi.org/10.5800/GT-2017-8-4-0320)

*Горячев Н.А., Гайдай Н.К.* Рельеф кровли нескрытых плутонов ядра Оротуканского поднятия и локализация проявлений олово-редкометалльной минерализации // Колымские ВЕСТИ. – Магадан, 2003. – № 24. – С.2–4.

*Гошко Е.Ю., Гайдай Н.К.* Связь гипоцентров глубоких землетрясений и долгоживущих сквозькоровых разломов Иньяли-Дебинского синклиория вдоль опорного геофизического профиля 3-ДВ // Материалы XI Международной сейсмологической школы. - Обнинск: ФИЦ ЕГС РАН, 2016. С. 114-116

*Гошко Е. Ю., Ефимов А.С., Сальников А.С.* Современная структура и предполагаемая история формирования земной коры юго-востока Северо-Азиатского кратона вдоль опорного профиля 3-ДВ // Геодинамика и тектонофизика. Т.5, №3 – Иркутск: 2014. С. 785-798.

*Губанова М.А., Петрищевский А.М.* Гравитационные и сейсмологические признаки реологического расслоения литосферы Дальневосточных окраин России. Литосфера. 2014-6 (69). С. 150-160.

*Минерагеническое районирование Мякит-Хурчанской площади и оценка природных ресурсов.* URL: <http://studopedia.info/2-32529.html>. Дата обращения 18.05.2017.

*Розен О.М., Федоровский В.С.* Коллизионные гранитоиды и расслоение земной коры. Научный мир. 2001. 188 с.

*Сурков В.С., Сальников А.С., Кузнецов В.Л., Липилин А.В., Селезнев В.С., Еманов А.Ф., Соловьев В.М.* Строение земной коры Магаданского сектора Северо-Востока России по данным ГСЗ // Структура и строение земной коры Магаданского сектора России по геолого-геофизическим данным. Новосибирск, Наука, 2007. С. 13-21.

*Хасанов И.М., Гайдай Н.К., Ганов А.П., Ткачев А.В.* Особенности глубинного строения Аган-Утеснинского рудного узла по геофизическим данным // Вестник Северо-Восточного научного центра ДВО РАН, 2017, №1, с.32-43.

## **Density structure of the crust of the Makak-Khurchan ore region and adjacent structures (Magadan region)**

*Nataliya Gayday*

*1 North-East State University,*

*2 N.A. Shilo North-East Interdisciplinary Scientific Research Institute FEB RAS*

### **Abstract**

Myakit-Khurchansky district is one of the sites within which search and exploration are actively conducted today. The patterns of location of deposits in the earth's crust are determined by the conditions of their formation. The confinement of many ore deposits to granite intrusions, as well as to zones of tectonic-magmatic activation, is known. However, most of these structures are not opened on the surface and can be established by indirect geological features or geophysical methods. This paper presents the results of a study of the deep structure of the Earth's crust in the Myakit-Khurchansky region, obtained by interpreting the anomalies of the field of gravity. The relief of the density boundary of the stratification in the earth's crust has been established, for which in the area of the ore cluster a dip of up to 33–45 km is established. This indicates the presence in the earth's crust of a powerful density anomaly, the cause of the formation of which could serve as an intensive processing of deep-seated matter, most likely caused by increased heat flow, accompanying large igneous processes. The reliefs of geophysical surfaces — the roof of the crystalline basement, the roof of the basic layer, and the Moho surface — are estimated according to the nature of the change in the density of rocks with depth. A dome-shaped rise of the roof of the crystalline basement (2–4 km relative to neighboring structures) is installed, as well as the rise of the roof of the basic layer by 2–3 km. The morphology of granite intrusions is estimated. A single granitization area with a capacity of 17–18 km in the central part with a reduction to 8–13 km to the periphery is also established over the entire area of the node in the deep structure. In the eastern part of the ore region, a magmopodic channel is determined, which spatially coincides with the above-mentioned latent basement fault. An analysis of the occurrence of ore occurrences relative to density inhomogeneities has been carried out. Ore occurrences are confined to decompression zones in the earth's crust, i.e. they are associated with intrusives, partially opened or unopened on the surface, having in their structure a magma-carrying channel, traced, as a rule, to the entire thickness of the earth's crust.

## *Структурно-тектоническое районирование севера Западной Сибири по комплексу региональных данных потенциальных методов.*

**Сусанина Ольга Михайловна, Смирнов Олег Аркадьевич**  
*ООО «ИНГЕОСЕРВИС»*

### **Введение**

Северные районы Западной Сибири вследствие увеличенной мощности осадочного чехла все еще остаются слабо изученными территориями. Эффективность прогнозов, а значит и поисков УВ как в палеозойских отложениях, так и в горизонтах осадочного чехла, во многом определяется степенью изученности закономерностей строения гетерогенного фундамента, его влияния на формирование структур и вторичных изменений в отложениях чехла.

Большой вклад в изучение строения земной коры северной части Западной Сибири на основе комплексного анализа геологических и геофизических материалов внесли Фотиади Э.Э., Ростовцев Н.Н., Жеро О.Г., Сурков В.С., Бочкарев В.С., Нежданов А.А., Огнев А.Ф., Бородкин В.Н., Конторович А.Э.

Не смотря на широко применяемую как на суше, так и в акватории, в настоящее время 3Д-сейсморазведку, на взгляд авторов, остается неизменной необходимостью более «широкого» взгляда на тектоническое строение посредством анализа потенциальных полей с целью установления закономерностей размещения месторождений УВ и как следствие выделения потенциально перспективных областей, схожих по своим проявлениям в гравитационном и магнитном полях с учетом привлечения всего набора геолого-геофизических данных.

### **Данные и методы**

Территория исследований охватывает полуострова Ямал и Гыдан, Щучьинский выступ, акватории Обской и Тазовской губ, далее на север раскрываясь в сторону Карского моря. В связи с тем, что север ЗС является относительно слабо изученным, то рассматривается сильно большая территория общей площадью свыше 3 млн. км<sup>2</sup> (рис. 1), двигаясь от от хорошо к плохо изученным краям.

Основной целью работы является прослеживание возможного продолжения структур Западной Сибири в акваторию Карского моря. Этому посвящены многие исследования. Однако всегда важно под каким углом изучать ту или иную задачу. В данном случае цель на основе известных уникальных объектов таких как группа Бованенковских и Тамбейских месторождений, Ленинградско-Русановский «узел» газонакопления.

В работе использованы глобальные цифровые модели рельефа (ETOPO1), гравитационного (WGM2012) и магнитного полей (EMAG3).

Рассматриваемые перспективы, в первую очередь, могут быть связаны с породами доюрского комплекса (ДЮК). Это связано с тем, что с одной стороны, в пределах ДЮК (и глубже) расположены основные магнитовозмущающие объекты, вносящие наибольший вклад в аномальное магнитное поле. С другой стороны, гравитационное поле имеющегося масштаба может отражать строение и перспективы юрско-меловых лишь опосредованно в предположении об унаследованности структурных объектов в отложениях осадочного чехла от структур ДЮК. Структурно-тектоническое районирование изучаемого региона проведено с использованием алгоритмов безэталонной классификации по различным частотным компонентам полей. (рис. 1). В данном случае проведено районирование на 4 класса по трем

выбранным компонентам полей, что способствует районированию территории на принципиальные по значимости области: класс №1 – разуплотненные немагнитные породы (потенциально регионально перспективные), класс №4 – плотные и магнитные породы. Кроме того, применяемый подход позволяет быстро проводить линеаментный анализ полей; наглядно, с геологической точки зрения, прослеживать историю развития региона.

В рамках работы выделены основные тектонические нарушения по гравитационным и магнитным данным. Сделан особый акцент на выделение зон триасового растяжения земной коры, т.к. сопоставление и анализ литературных данных приводит к выводу о том, что любые мало-мальски совпадающие положительные локальные аномалии обоих полей интерпретируются в пределах севера ЗС как «рифты».



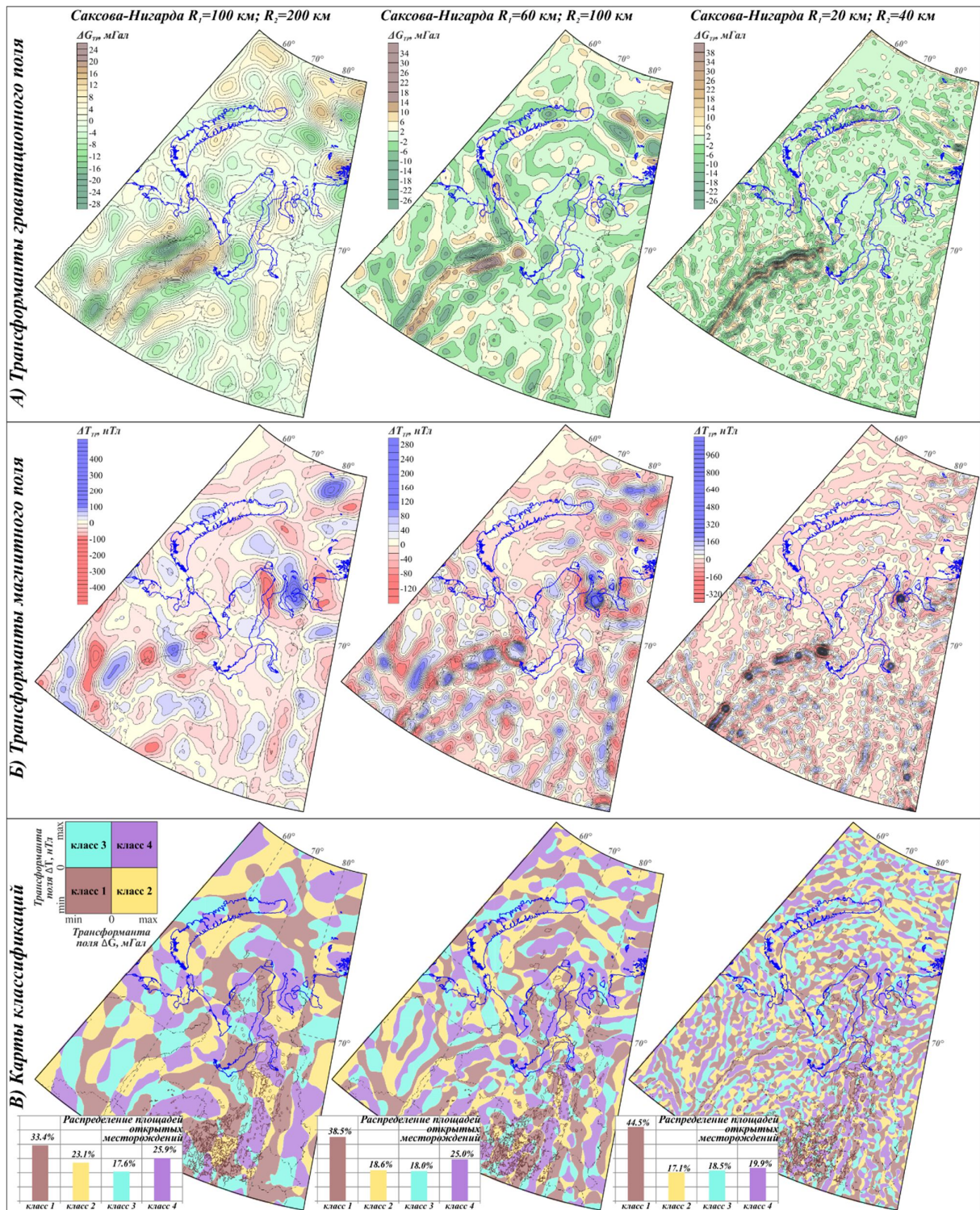


Рис 1. Карты трансформант и классификаций потенциальных полей изучаемого района.

## Результаты.

Тектоника рассматриваемого региона неразрывно сопряжена с развитием структур Урала [Иванов и др., 2014], Новой Земли [Егоров и др., 2013] и Таймыра [Афанасенков и др., 2016]. Продолжительная история развития региона привела к формированию мозаичного характера распределения потенциальных полей, в котором регион Карского моря и Ямала представлен изометричной («кольцевой») структурой, по всей видимости, отличающейся от структур

центральной части ЗС. Неизменным в пределах центральной и северной частей ЗС остается приуроченность большинства открытых месторождений УВ к разуплотненным и немагнитным областям (класс №1, рис. 1). Суммируя классы №1 по всем трем классификациям, локализуем в пространстве области, устойчиво развивавшиеся как зоны разуплотнения (рис. 2), где красный цвет обозначает совпадение по всем трем частотам полей отрицательных локальных аномалий. В первом приближении полученный результат можно рассматривать как районирование по степени перспективности на наличие УВ.

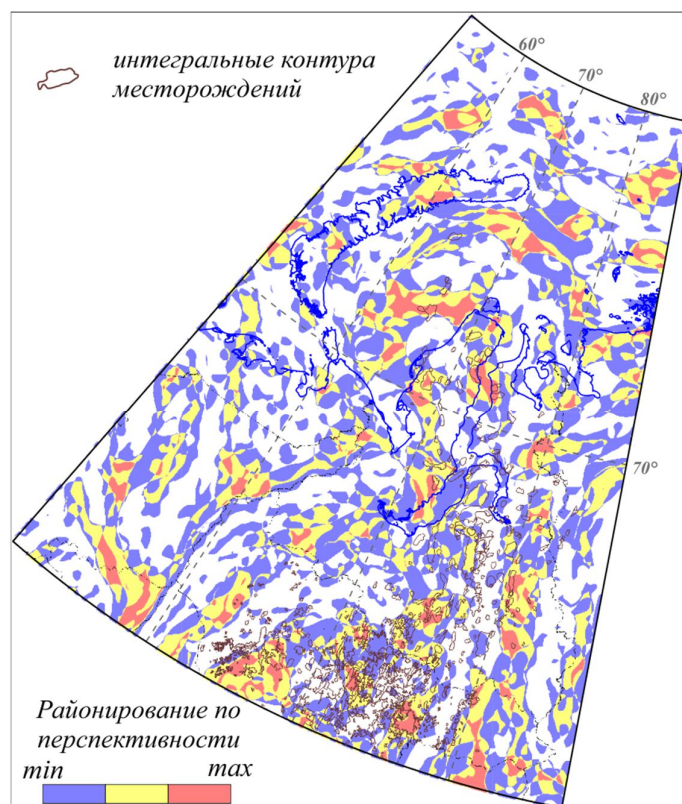


Рис 2. Карта суммы класса №1 по трем классификациям трансформант

### Заключение

В условиях крайне слабой изученности северных районов Западной Сибири (особенно глубокозалегающих горизонтов) привлечение данных грави- и магниторазведки является необходимым шагом для построения непротиворечивой комплексной модели строения региона. Построение структурно-тектонической схемы является лишь первым этапом на этом пути.

### Список литературы

*Афанасенков А. П., Никишин А. М., Унгер А. В. и др.* Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // ГЕОТЕКТОНИКА. – 2016. - № 2. С. 23–42.

*Егоров А.С., Смирнов О.Е., Винокуров И.Ю., Каленич А.П.* Сходство и отличия в строении Уральской и Пайхой-Новоземельской складчатых областей // Записки Горного института. – 2013. – Т.200. – С. 34-41.



*Иванов К.С., Конторович В.А., Пучков В.Н., Федоров Ю.Н., Ерохин Ю.В.* Тектоника Урала и фундамента Западной Сибири: основные черты геологического строения и развития // ГЕОЛОГИЯ И МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ СИБИРИ. – 2014. - №2с. – С. 22-35.

**Structural-tectonic zoning of the North of Western Siberia using the complex of regional potential data.**

**Olga M. Susanina, Oleg A. Smirnov**

*INGEOSERVICE LLC*

The article gives a brief overview of the regional structural features of northern part West Siberia according to regional potential field data. Tectonic zoning of the area was carried out using classification algorithms ranging by 4 classes. The most significant is class #1 which corresponds to decompressed and non-magnetic rocks. The main tectonic faults from potential data were identified. It was established that Kara Sea together with the Yamal Peninsula is an isometric structure apparently different from the structures of West Siberia central part.

## *Глубинное геоэлектрическое строение юго-восточного Приладожья по результатам анализа обобщенного ансамбля данных многолетних МТ/МВ исследований*

**Соколова Елена Юрьевна<sup>1,2</sup>, Голубцова Нина Сергеевна<sup>3</sup>, Ионичева Анна Павловна<sup>3</sup>, Зайцев Сергей Владимирович<sup>3</sup>, Ковачикова Светлана<sup>4</sup>, Куликов Виктор Александрович<sup>3</sup>, Минц Михаил Вениаминович<sup>5</sup>, Нилов Михаил Юрьевич<sup>6</sup>, Пушкарев Павел Юрьевич<sup>3</sup>, Рокитянский Игорь Иванович<sup>7</sup>, Фельдман Игорь Сергеевич<sup>8</sup>, Яковлев Андрей Георгиевич<sup>9</sup>, Рабочая группа LADOGA**

<sup>1</sup> *Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва*

<sup>2</sup> *Отделение «ВНИИГеосистем» ФГБУ «ВНИГНИ», Москва*

<sup>3</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва*

<sup>4</sup> *Geophysical Institute CAS, Прага*

<sup>5</sup> *Геологический институт РАН, Москва*

<sup>6</sup> *Геологический институт Карельского НЦ РАН, Петрозаводск*

<sup>7</sup> *Институт геофизики им. С.И.Субботина, НАНУ, Киев*

<sup>8</sup> *ООО «ЕМГЕО», Москва*

<sup>9</sup> *ООО «Северо-Запад», Москва*

### **Введение**

Теоретический и практический интерес к изучению геоэлектрического строения подвижных поясов древних кратонов связан с тем, что электронно-проводящие объекты, характерные для их глубинной архитектуры, могут служить яркими маркерами структур докембрийской тектоники и, как правило, приурочены к важным минерагеническим зонам. Благодаря первым магнитовариационным исследованиям конца 70-х в пределах юго-восточного сегмента Ладого-Ботнической подвижной зоны (ЛБЗ), сочленяющей Карельский (архейский) и Свекофенский (палеопротерозойский) геоблоки Фенноскандинавского щита, была открыта одна из самых крупных на ВЕП, Ладожская аномалия электропроводности (ЛА) [Рокитянский и др, 1981; Глубинное строение..., 2004].

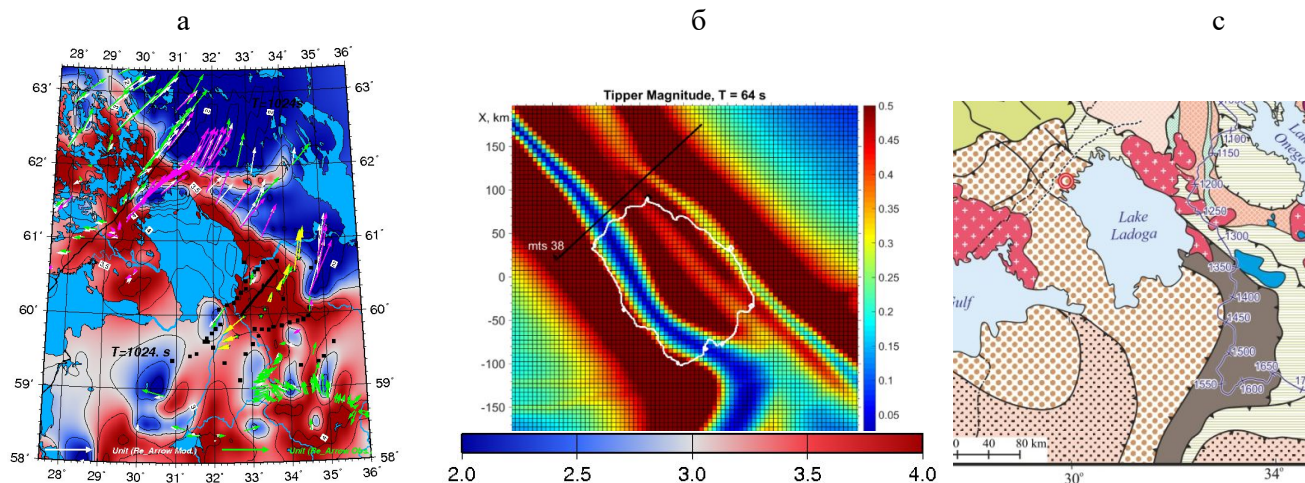
Представления о структуре электропроводности ЛА неуклонно совершенствовались, главным образом, благодаря геоэлектрикам Ленинградской школы [2011]. Однако, к началу второго десятилетия нашего века они оставались недостаточно определенными для проведения содержательной геологической интерпретации. Новые экспериментальные исследования на основе современных технологических и методических подходов были предприняты Рабочей группой LADOGA, объединившей геоэлектриков ряда исследовательских центров с целью построения более разрешенных моделей глубинной электропроводности области ЛА. В период 2013-2015г.г. при поддержке РФФИ и ООО «Север-Запад» были осуществлены синхронные профильные магнитотеллурические и магнитовариационные (МТ\МВ) зондирования в Северном Приладожье [Соколова и др., 2016], Геологическая интерпретация полученного геоэлектрического разреза по линии Выборг-Суоярви, в области существенной двумерности ЛА, представлена в [Минц, Соколова, Рабочая группа LADOGA, 2018].

В то же время, как было известное еще по итогам предшествующих работ (1978-2001г.г.), структура ЛА в Южном Приладожье является более сложной. Для ее уточнение потребовались новые зондирования на северо- и юго-востоке от озера, в областях уже перекрытых платформенным чехлом [Соколова, Рабочая группа Ладога, 2017; Куликов и др., 2019]. Материалы обработки зондирований 2018г. по профилю «Кириши-Подпорожье» вместе с первыми результатами их двумерной инверсии анализируются в последней работе.

В настоящем докладе делается акцент на интеграцию данных синхронных МТ-ГМТ зондирований проекта LADOGA с данными, полученными по площади ЮВ Приладожья в течении всего длительного периода его изучения: от пионерских работ 70-х методом МВП до МТЗ/МВП зондирований Министерства геологии РФ начала двухтысячных на опорном геотравесе 1ЕВ и профилях программы «Московская синеклиза».

#### Используемые данные и методы их анализа

В сводный ансамбль помимо материалов группы LADOGA 2013-2018г. вошли результаты следующих работ (рис. 1а): осредненные по периодам 1000-1800с вектора индукции по [Рокитянский и др., 1981] и данные [Rajunpää, 1987] на периодах 10, 100, 1000с; МТ/МВ данные зондирований «Phoenix» и ЦЕС-М сегмента геотравеса 1ЕВ [Берзин и др., 2002] и МТ данные ЦЕС-М с профилей программы «Московская синеклиза» [Фельдман, Эринчек, 2009] на участке Ладожской моноклинали в диапазоне (0.01-4096)с. Критериями отбора служили удовлетворительные оценки погрешностей МТ и МВ передаточных функций, выполнение дисперсионных соотношений и пространственная согласованность характера их частотных зависимостей.



**Рис. 1. Актуальные представления о пространственном распределении аномальной коровой электропроводности в регионе Приладожья:**

(а) - распределение интегральной электропроводности в тонком слое на глубине 15 км (по цветовой шкале в  $\lg(S, \text{См})$ ) как результат пленочной 3D инверсии по программе [Kováčiková et al., 2005] и действительные вектора индукции: наблюдаемые (зеленые – на российской территории [Рокитянский и др., 1981] и прилегающей финской [Rajunpää, 1987] для  $T=1000-1800\text{с}$ , а также на сегменте «Петля» геотравеса 1ЕВ [Берзин и др., 2002] для  $T=1024\text{с}$ ; розовые – результаты проекта LADOGA 2013-2017г.г. [Соколова, Рабочая группа ЛАДОГА, 2017].) и подобранные (белые) в конвенции Визе (в направлении «от проводника»). Желтыми стрелками изображены локальные оценки индукционных векторов в пунктах зондирований, добавленных в 2018г. [Куликов и др., 2019]. Масштаб длин всех векторов

задан показанными единичными стрелками. Большими черными квадратами показаны пункты предшествующих МТ/АМТ зондирований, включенные в сводный МТ-АМТ ансамбль по [Фельдман, Эринчек, 2009] (большие значки). Мелкие значки – АМТ профиль СПбГУ [Stepanov et al., 2016].

(б) – распределение амплитуд действительного типпера  $W_z$  для  $T=64c$ , полученное с помощью 3D ЭМ моделирования по программе [Mackie et al., 1998] для объемной прогнозной модели электропроводности области ЛА [Golubtsova et al., 2017];

(в) - фрагмент геологической карты докембрийского фундамента ВЕК из [Мици, Соколова, Рабочая группа LADOGA, 2018], согласно легенде которой коричневым и тонами желтого с крапами показаны гранулитогнейсовый пояс Лапландско-Среднерусского коллизионного орогена; тонами фисташкового – вулканогенно-осадочные, супракристалльные породы, синим – тела габбро, пироксенитов, анортозитов, выделенные по геофизическим данным; красными и розовыми оттенками граниты-рапакиви и гранитизированные AR комплексы, соответственно).

Анализировались карты инвариантных МТ/МВ параметров (индукционных векторов, фазовых тензоров), отражающие пространственно-частотный характер ЭМ откликов аномальнопроводящих структур земной коры и позволяющие получать начальные представления об их пространственном поведении. Разработанные ранее глубинные геоэлектрические модели проходят верификацию и совершенствуются благодаря применению новых приемов количественной интерпретации: начиная от многокомпонентных 2D инверсий по различным программам и квази-3D МВ инверсий (в пленочном варианте, по [Kováčiková et al., 2005]), до первых расчетов по программе объемной 3D МТ/МВ инверсии с использованием кода [Kelbert, et al., 2014].

### **Предварительные результаты**

Этап инвариантного анализа МВ (векторов индукции, представленных на рис. 1а) и МТ (фазовых тензоров) данных по ЮВ Приладожью позволил наметить крупную проводящую коровую структуру с простиранием ( $50^\circ$ СВ). С учетом результатов интерпретации данных зондирований на профиле Выборг-Суоярви [Соколова, Рабочая группа Ладога. 2017] было сделано предположение о ее связи со структурами ЛА, известными в Северном Приладожье.

Продвижение в понимании расположения аномально проводящих «ветвей» ЛА в Южном Приладожье дала пленочная 3D инверсия МВ данных сводного ансамбля по всей площади аномалии (по статусу 2017г.). Она подтвердила наличие двух ветвей коровых проводников, разделенных относительно изолирующей областью, на профиле В-С-2 и менее разрешенных (возможно, из-за недостаточного количества используемых данных) на ЮВ берегу (рис. 1а) [Golubtsova et al., 2017]. Эти сведения были использованы при построении первой прогнозной объемной модели коровой электропроводности области ЛА, включающей два «эффективных» проводника: СВ верхнее-средне-коровый, условно «метаосадочный», и ЮЗ средне-коровый, условно «гранулитовый» (их отклики на  $T=64c$  представлены на рис. 1б). Моделирование показало, что для такой модели с увеличением периода влияние СВ проводника ослабевает, и уже на для  $\sim 1000c$  вся аномальная зона проявляется как один мощный ЮЗ проводник - именно он и был выявлен длиннопериодными МВ зондированиями [Рокитянский и др., 1981]. Сравнение рис. 1б и 1с демонстрирует пространственную корреляцию проводников с конфигурацией гранулитового пояса и простиранием Раахе-Ладожской зоны.

Следует отметить, что приведенные в [Куликов и др. 2019] предварительные результаты 2D инверсии эффективного импеданса и типпера, выполненной с использованием программы ZONDMT2D, пока не позволили различить северный и южный проводники ЛА на Ладожской моноклизе. Большее разрешение мы надеемся получить с помощью дополнительных профильных 2D инверсии МТ/МВ материалов по части сегмента «Петля» геотраверса 1ЕВ и его СВ продолжения на профиле 2016г. проекта LADODA, а также – в ходе ведущейся полной 3D инверсии всех компонент сводного ансамбля по ЮВ Приладожья.

Исследования проведены в рамках работ по гранту РФФИ 16-05-00543А.

### Список литературы

1. Берзин Р.Г., ...Куликов В.А., Каплан С.А. Построение геоэлектрического разреза земной коры по данным МТЗ на участке Тихвин-Молоково профиля 1-ЕВ. Пятые геофизические чтения им. В.В. Федынского. 2002. Москва. ГЕОН. Тезисы. 1с.
2. Глубинное строение и сейсмичность Карельского региона и его обрамления / под ред. Н. В. Шарова. Петрозаводск: Изд-во КНЦ РАН. 2004. 352с.
3. Ковтун А.А., Варданянц И.Л., Успенский Н.И. Сопоставление сейсмической и геоэлектрической моделей Ладожско-Ботнической аномальной зоны. Вопросы геофизики. СПб., 2011, Вып. 44 С. 124-133.
4. Куликов В.А., Соколова Е.Ю., Десятов Д.О., Ионичева А.П., Пушкарев П.Ю., Сумарокова Е. С. Новые данные МТЗ-ГМТЗ по профилю «Кириши-Подпорожье» 2018г. Материалы конференции «Гоевразия-2019».
5. М. В. Минц, Е. Ю. Соколова, Рабочая группа LADOGA. Объемная модель глубинного строения Свекофеннского аккреционного орогена по данным МОВ-ОГТ, МТЗ и плотностного моделирования. // Труды Карельского научного центра РАН № 2. 2018. С. 34–61.
6. Рокитянский И.И., Кулик С.Н., Рокитянская Д.А. Ладожская аномалия электропроводности // Геофиз. журнал. Украинская академия наук. 1981. Том 3. №2. С. 97–99.
7. Соколова Е.Ю., Н.С. Голубцова, А.А. Ковтун и др. Результаты синхронных магнитотеллурических и магнитовариационных зондирований в районе Ладожской аномалии электропроводности // Геофизика. — 2016. — № 1. — С. 48–61.
8. Соколова Е.Ю. и рабочая группа ЛАДОГА. Эксперимент синхронного МТ/МВ зондирования Ладожской аномалии электропроводности: новые свидетельства о структуре коры юго-востока Балтийского щита. В кн.: Глубинное строение и геодинамика Приладожья. Материалы Всероссийской конференции с международным участием. Институт геологии Карельского научного центра РАН. Петрозаводск. 2017. С. 205-214.
9. Фельдман И.С., Эринчек Ю.М. Геоэлектрическая модель земной коры вдоль профиля I-ЕВ (Балтийский щит – Прикаспийская синеклиза). Материалы Всероссийской школы-семинара по электромагнитным исследованиям Земли. г. Москва, 2009.

10. *Golubsova N.S., Kováčiková, S., Sokolova e.Yu., LADOGA WG.* (2017). Study of the deep conductivity structure of Lake Ladoga region: quasi-3D and 3D models. In: Deep structure and geodynamics of Lake Ladoga region. Petrozavodsk, Inst. of Geology of the KRC RAS. P.287-291.
11. *Kelbert A., N. Meqbel, G. D. Egbert, K. Tandon.* ModEM: A modular system for inversion of electromagnetic geophysical data. *Computers & Geosciences* 66 (2014) 40–53.
12. *Kováčiková, S., Červ, V. and Praus, O.,* (2005). Modelling of the conductance distribution at the eastern margin of the European Hercynides, *Studia geophys. geod.*, 49, 403-421
13. *Pajunpää, K.,* 1987. Conductivity anomalies in the Baltic Shield in Finland. *Geophys. J. R. astr. Soc.*, 91, 657-666.
14. *K. Stepanov, K. Antashchuk, A. Saraev.* Clarification of Pasha Rift Structure in Pasha-Ladoga Basin Based on AMT and Gravity Data // *Geophysica*, 2016, 51(1), 51–67.

**Deep geoelectric structure of the southeastern Ladoga region inferred from the analyses of MT/MV data ensemble integrating the results of long standing investigations**

**Golubtsova N.S. (MSU), Ionicheva A.P. (MSU), Zaytsev S.V. (MSU), Kovacikova S. (GI CAS), Kulikov V.A. (MSU, Nord-West Ltd), Mints M.V. (GI RAS), Nilov M.Yu. (Kar. RC RAS), Pushkarev P.Yu. (MSU), Rokytianski I.I. (IG NANU), Sokolova E.Yu. (VNIGNI, IPE RAS), Feldman I.S. («EMGEO» Ltd), Yakovlev A.G. (MSU, Nord-West Ltd )**

We analyze an ensemble of magnetotelluric and magnetovariational (MT/MV) transfer functions over the area on the South-Eastern shores of Lake Ladoga/ The ensemble integrates the good quality data collected during the whole period of the geoelectrical investigations of this region: from the pioneering magnetovariational sounding of 70-80<sup>th</sup> and RF Ministry of Geology MTS/MVP works of 00<sup>th</sup> (transect 1-EU and profiles of “Moscow syncline” project) – to the broadband and long-period synchronous soundings in the frames of academician “Ladoga” project, 2016-2018.

The maps of the MT\MV transfer function invariants reveal the spatial-frequency character of the EM responses of the anomalously conductive structures, which are present here at different crustal levels. The geoelectric models developed earlier are verified and improved due to application of the adequate approaches of modern quantitative (multi-component 2D and 3D) interpretation.

Considering the results of MT/MV data inversions together with final regional volume EM modeling as well as potential fields’ behavior and modern geological knowledge on the deep structure of the Baltic shield and Moscow syncline junction area we discuss the hypotheses on the Lake Ladoga conductivity anomaly nature and the continuation of its structures under the platform sedimentary cover.

The studies were carried out within the framework of the RFBR grant 16-05-00543A.



*Строение северной части Южно-Онежской мульды по результатам выполненных наземных геофизических работ (аудиомагнитотелурических, грави- и магниторазведочных) при ГДП-200 листов Р-36-XXII, XXIII (Прионежская площадь).*

**Антащук Ксения Михайловна<sup>1</sup>, Степанов Константин Иванович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского»*

### **Введение**

Работы комплексом геофизических методов проводились по субширотному профилю в северной части Южно-Онежской мульды в рамках ГДП-200 с целью уточнения глубинного строения структуры. Основными задачами являлись определение мощности терригенных отложений вепсийского и калевийского возраста и образований Ропручейского силла, картирование поверхности кристаллического фундамента и выделение в его строении блоков различного состава, картирование разрывных нарушений.

### **Краткая характеристика геологического строения**

Южно-Онежская мульда входит в состав Онежской палеопротерозойской структуры. Последняя включает также Северо-Онежский синклиниорий, сложенный преимущественно вулканогенными и осадочными образованиями ятулия, людиковия и калевия, и Кумсинско-Пальезерско-Бураковский рифтовый пояс, представленный сумийско-сариолийскими магматическими, вулканогенными и терригенными образованиями (рис. 1). Южно-Онежская мульда сформирована терригенными породами калевия и вепсия, вмещающими крупный Ропручейский долеритовый силл. Осадочные отложения калевийского надгоризонта залегают в основании мульды, они представлены переслаиванием песчаников, аргиллитов и углеродистых алевролитов и подразделяются на две свиты – падосскую и петрозаводскую. Шокшинская свита вепсийского надгоризонта слагает центральную часть мульды и сложена красноцветными кварцитопесчаниками и кварцитами, пестроцветными песчаниками и алевролитами.

### **Методика работ**

Исследования комплексом геофизических методов проводились по субширотному профилю длиной 58 км, расположенному примерно в 25 км к югу от г.Петрозаводск (рис. 1). Работы методом АМТ зондирования проводились в частотном диапазоне 0,1 – 800 Гц, расстояние между точками составляло от 300 до 500 м. На каждой точке велась регистрация двух горизонтальных компонент электрического ( $E_x$ ,  $E_y$ ) и магнитного ( $H_x$ ,  $H_y$ ) полей. Работы выполнены с использованием базовой станции. Гравиразведочные измерения выполнены по линии профиля с шагом 100 м, магниторазведочные – 50 м.

Для обработки данных АМТ зондирования использовалась программа SM+ входящая в комплект аппаратно-программного комплекса АКФ-4М [Сараев и др., 2011]. Полученные по результатам обработки наборы оценок компонент тензора импеданса использовались для дальнейшего анализа и инверсии данных, выполненных в программном комплексе ZondMT [[www.zond-geo.ru](http://www.zond-geo.ru)].

Моделирование плотностного разреза и разреза магнитной восприимчивости проводились с помощью программы GM-SYS [www.geosoft.com]. Модельным полигонам придавались значения плотности по известным физическим свойствам комплексов горных пород. Конфигурации полигонов задавались на основе данных АМТ зондирований, данных бурения и геологических данных по соседней площади. Критерием корректности полученных в результате моделирования разрезов служило достигнутое совпадение вычисленных и наблюдаемых графиков значений поля силы тяжести.

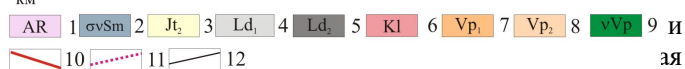
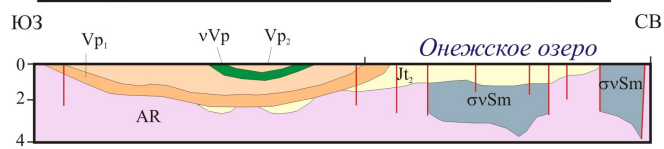
### Анализ первичных данных

На большей части площади Южно-Онежской мульды магнитное поле пониженное, низкодисперсное, что соответствует низкой намагнитченности слагающих ее терригенных пород. Магнитное поле осложнено локальными магнитными аномалиями линейной и неправильной формы, обусловленными долеритами Ропручейского силла. В северо-восточном борту мульды выделяется цепочка локальных магнитных аномалий слабой интенсивности, конформная ее внутренней структуре и обусловленная, по-видимому, углеродсодержащими алевролитами нижних частей осадочного разреза.

Гравиметрическое поле в пределах мульды пониженное, градиентное, с постепенным понижением значений поля от краев к центру. Значения поля коррелируют с мощностью легких терригенных пород. Локальные положительные аномалии обусловлены долеритами Ропручейского силла.

По результатам анализа данных АМТ зондирований было установлено, что для большей части изученного профиля разрез характеризуется трехслойным строением типа Н ( $\rho_1 > \rho_2 < \rho_3$ ). Было установлено преимущественное направление геоэлектрических структур и определено, что ТЕ моде соответствует азимут  $0^0$ , а ТМ –  $90^0$ .

В восточной части профиля была выделена область шириной около 5 км с аномальным поведением кривых фазы импеданса для ТМ моды, заключавшегося в выходе кривых за пределы первой четверти ( $0-90^0$ ) на частотах ниже 10 Гц. Для объяснения данного эффекта было проведено математическое



палеопротерозойская структура, 2011].

1- нерасчлененные архейские метаморфиты по саамским и лопийским вулканогенным, магматогенным и осадочным породам; 2 – сумий, Бураковский комплекс, дуниты, перидотиты, габбронориты, габбро, долериты, диориты; 3- ятулий, онежский горизонт, доломиты, гипсы, соли, базальты, долериты; 4 – людиковый, заонежский горизонт, шунгитоносные породы, аргиллиты, алевролиты, доломиты, базальты; 5 - людиковый, суйсарский горизонт, пикриты, пикробазальты, базальты, туфы; 6 – калевий, аргиллиты, алевролиты, кварцитопесчаники, конгломераты; 7 – вепсий, петрозаводский горизонт, песчаники, алевролиты, аргиллиты, конгломераты; 8 – вепсий, шокшинский горизонт. красноцветные кварцитопесчаники, конгломераты; 9 – вепсий, ропручейский комплекс. Габбродолериты, долериты, базальты; 10 – основные разломы; 11 – линия геофизического профиля; 12 – линия геологического разреза.

моделирование. Было рассмотрено две модели. Первая модель содержала анизотропные по электрическим свойствам блоки, и моделирование выполнялось в рамках 2D моделей [Pek and Verner, 1997]. Было показано, что для рассматриваемых геологических условий модель, содержащая анизотропные блоки, не позволяет получить кривые фазы импеданса с отмеченным аномальным поведением.

Вторая модель содержала два региональных проводника и одну локальную проводящую призму. Эта модель была построена с учетом имеющихся данных о геологическом строении Онежской структуры в целом. Показано, что выбранная модель позволяет получить аномальные кривые фазы импеданса. На конечном этапе была построена модель, отклик от которой наиболее точно соответствует полевым данным. Полученные результаты моделирования были учтены при инверсии данных АМТ зондирований.

### **Результаты совместной геологической интерпретации**

По результатам инверсии данных АМТ зондирований был получен геоэлектрический разрез до глубины 5 км. В верхней части разреза выделяется высокоомный блок, связанный с толщей шокшинских кварцитов, мощность которых в центральной части Южно-Онежской мульды достигает 2 км. Наличие в основании протоплатформенного чехла проводящих углеродосодержащих отложений падосской и петрозаводской свит суммарной мощностью около 1 км позволило надежно картировать поверхность кристаллического фундамента. Общая мощность протоплатформенных отложений калевия-вепся достигает 3 км.

Полученные по данным АМТ зондирований конфигурации полигонов с одинаковыми геоэлектрическими свойствами использовались для построения плотностного разреза. Модельным полигонам придавались значения плотности по известным физическим свойствам комплексов горных пород. Плотность верхней пачки кварцитопесчаников принята равной  $2.67 \text{ г/см}^3$ , нижней пачки алевролитов –  $2.75 \text{ г/см}^3$ . В центре мульды локальной положительной аномалией отмечаются габбродолериты Ропручейского силла, которые по данным моделирования обладают плотностью  $2.92 \text{ г/см}^3$ , они выходят на поверхность на западе и полого погружаются в восточном направлении. Глубинная составляющая поля силы тяжести моделируется толщей раннепротерозойских вулканогенно-осадочных пород ( $2.7\text{--}2.8 \text{ г/см}^3$ ), архейским фундаментом ( $2.67 \text{ г/см}^3$ ), а также крупными массивами габбро, долеритов ( $2.9 \text{ г/см}^3$ ) и гранитов ( $2.6 \text{ г/см}^3$ ).

По данным моделирования магнитного поля выделяются повышено-намагниченные людиковийские габброиды и долериты на западе разреза и долериты Ропручейского силла в его центральной части. Контуры указанных тел согласуются с моделью поля силы тяжести. Низкоградиентные обширные магнитные аномалии на линии разреза моделируются линзами повышено-намагниченных пород, располагающихся в проводящем слое, выделенном по данным электроразведки. В пределах указанных линз располагаются участки с наиболее низкими значениями удельного электрического сопротивления, что дает основание интерпретировать их как обогащенные пирротинном углеродсодержащие алевролиты.

### **Заключение**

Совместная интерпретация данных комплекса геофизических методов позволила построить геолого-геофизическую модель вдоль изученного профиля до глубины 10 км и уточнить строение Южно-Онежской мульды. Выполненное 3D моделирование позволило объяснить аномальное поведение кривых АМТ зондирования и уточнить полученную

геоэлектрическую модель. Была определена мощность терригенных отложений калевийского и вепсийского возраста, в их пределах выделены участки с повышенным содержанием углерода. Выделены блоки фундамента, отличающиеся плотностными свойствами, и дана их геологическая интерпретация.

### **Список литературы**

Онежская палеопротерозойская структура (геология, тектоника, глубинное строение и минерогения). Отв. редакторы Л.В. Глушанин, Н.В. Шаров, В.В. Щипцов // Петрозаводск, Карельский научный центр РАН – 2011 - 431 с.

*Сараев А.К., Антащук К.М., Пертель М.И., Еремин И.С., Головенко В.Б. и Ларионов К.А.* Программно-аппаратурный комплекс аудиоманнитотеллурического зондирования АКФ-4М. // V Российский семинар имени М.Н. Бердичевского и Л.Л. Выньяна по электромагнитным зондирования Земли (ЭМЗ-2011), Санкт-Петербург - 2011.

*Josef Pek and Tomas Verner* Finite-difference modeling of magnetotelluric fields in two-dimensional anisotropic medium // Geophys. J. Int. – 1997 – **128** - 505-521

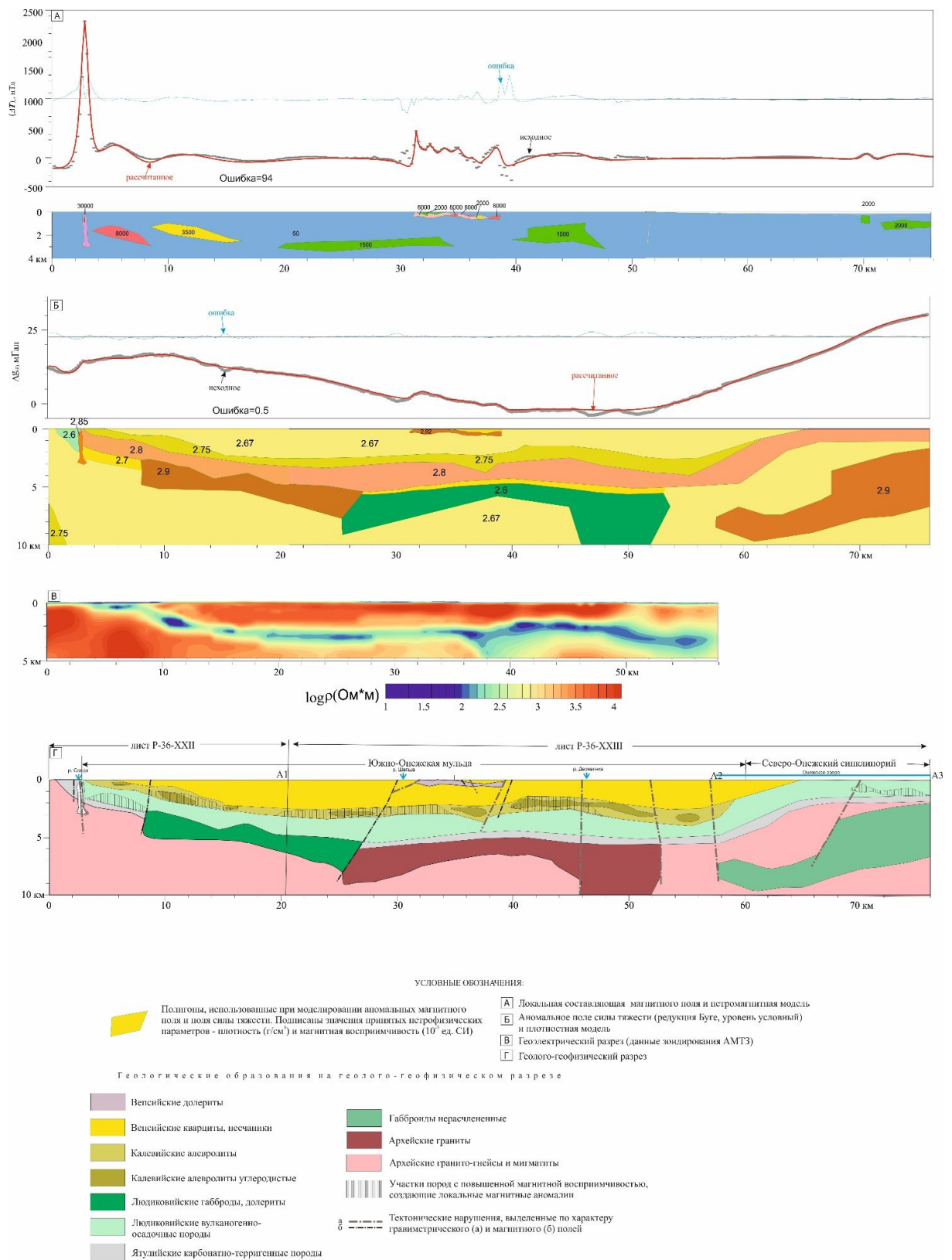


Рис. 2 Итоговая геолого-геофизическая модель по линии интерпретационного профиля через северную часть Южно-Онежской мушды.



## **Investigation of structure of the northern part of South-Onega syncline basing on AMT, gravity and magnetometry data for geological mapping of 1:200000 scale.**

**Kseniia Antashchuk<sup>1</sup>, Konstantin Stepanov<sup>1</sup>**

**1 – FSBI “VSEGEI”**

South-Onega syncline is located in southern part of Palaeoproterozoic Onega structure; it mainly consists of Low Proterozoic terrigenous rocks which include dolerite Ropruchey sill. These rocks cover the Archean basement.

Geophysical investigations have been carried out along the sub-latitude line of 58 km length in order to clarify the geological structure of the syncline. The distance between AMT stations was 300-500 m; between magnetometry and gravity points – 50 m and 100 m correspondingly. AMT soundings were done using remote reference technique in the frequency band 0.1-1000 Hz.

An area of 5 km length has been detected where the anomalies of TM impedance phases are observed. They exceed the 0-90 ° quadrant at frequencies lower than 10 Hz. The mathematical modeling using two types of synthetic models has been realized in order to explain this phenomenon. First model included various blocks with electrical resistivity anisotropy; the modeling procedure was occurring in the framework of 2D media. It has been shown that such anisotropy model could not cause the observed anomalous impedance phase.

The second type of models, based on a-priory geological data of the Onega area, included two regional and one local conductive bodies. The results of 3D modeling have shown that this type of models can cause the anomalous impedance phases. Then, the model which matches best the obtained AMT response has been created. The modeling results were used for further AMT data inversion.

The geoelectric section obtained according to 2D inversion of AMT data was used for set of polygons configuration and further gravity data modeling. Density values for each polygon were choosing according to known rocks physical properties. Basing on modeling results of magnetic survey both high-magnetized rocks in the western part of investigation area and dolerites of Ropruchey sill in its central part have been allocated.

Obtained geophysical data allowed us to construct the geological and geophysical models of investigated area up to 10 km depth. They also helped us to clarify the structure of South-Onega syncline. The thickness of protoplatform sedimentary cover is about 3 km. Graphitized zones have been detected in the terrigenous deposits. Several blocks with different density values have been divided in the basement structure.

## *Флюидодинамическая активность на Среднем Каспии*

**Путанс Виктория Албертсовна<sup>1</sup>, Мерклин Лев Романович<sup>1</sup>, Иванов Андрей Юрьевич<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Институт океанологии им.П.П.Ширшова РАН*

### **Введение**

Накопленные к настоящему времени данные морских и наземных геологических исследований показывают, что под Каспийским морем расположена многокилометровая толща водо-, нефте- и газо-насыщенных осадочных пород трех групп артезианских нефтегазоносных бассейнов: Северо-, Средне-, Южно-Каспийской. При этом объем, динамика и химизм вод Каспия неустойчивы, и, помимо внешних факторов, регулируются также эндогенными геологическими (природными и техногенными) процессами. Механизм взаимодействия вод Каспия и его подземной гидросферы определяется режимом флюидодинамических систем разных типов, активность которых проявляется в виде инъективных дислокаций в осадочной толще Каспия: гидровулканов, грязевых вулканов, глиняных диапиров, непунических даек и т.д. По результатам съемок сейсмоакустическим профилированием, волновая картина Среднего Каспия характеризуется двумя типами аномалий: горизонтальные «нарушенный слой» и вертикальные «трубы». Аномалии образуют ассоциации: имея корни в хаотичном слое, вертикальные зоны потери корреляции проявляются по всей видимой осадочной толще, вплоть до выхода на поверхность дна. В этом случае в рельефе дна наблюдаются выемки-покмарки. Также естественные нефтепроявления в Среднем Каспии неоднократно наблюдались из космоса в 2011-2017 гг. Пятна-слики появлялись и группировались в одних и тех же местах в течение семи последних лет и часто имели характерные для естественных нефтепроявлений сигнатуры.

### **Данные и методы**

Начиная с 2011 г., в рамках непрерывного оперативного радиолокационного спутникового мониторинга северной части Каспийского моря, проводимого по заказу ООО «Лукойл-Нижневожскнефть», на поверхности Северного и Среднего Каспия было обнаружено большое количество характерных мелких пленочных образований. Специалистами по мониторингу пленочных загрязнений моря они идентифицированы как естественные, обусловленные выходами флюидов со следами нефти из эруптивных форм – микрогрифонов и сипов верхнего яруса осадочных пород. Подобные нефтепроявления часто создают на поверхности моря кластеры пятен и имели двойные-тройные сигнатуры небольших размеров и площадей. С использованием геоинформационного (ГИС) подхода, как одного из эффективных методов анализа пространственно-временных характеристик пленочного/нефтяного загрязнения, были созданы сводные карты распределения всех кандидатов в естественные нефтепроявления Северного и Среднего Каспия за 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016 и 2017 гг.

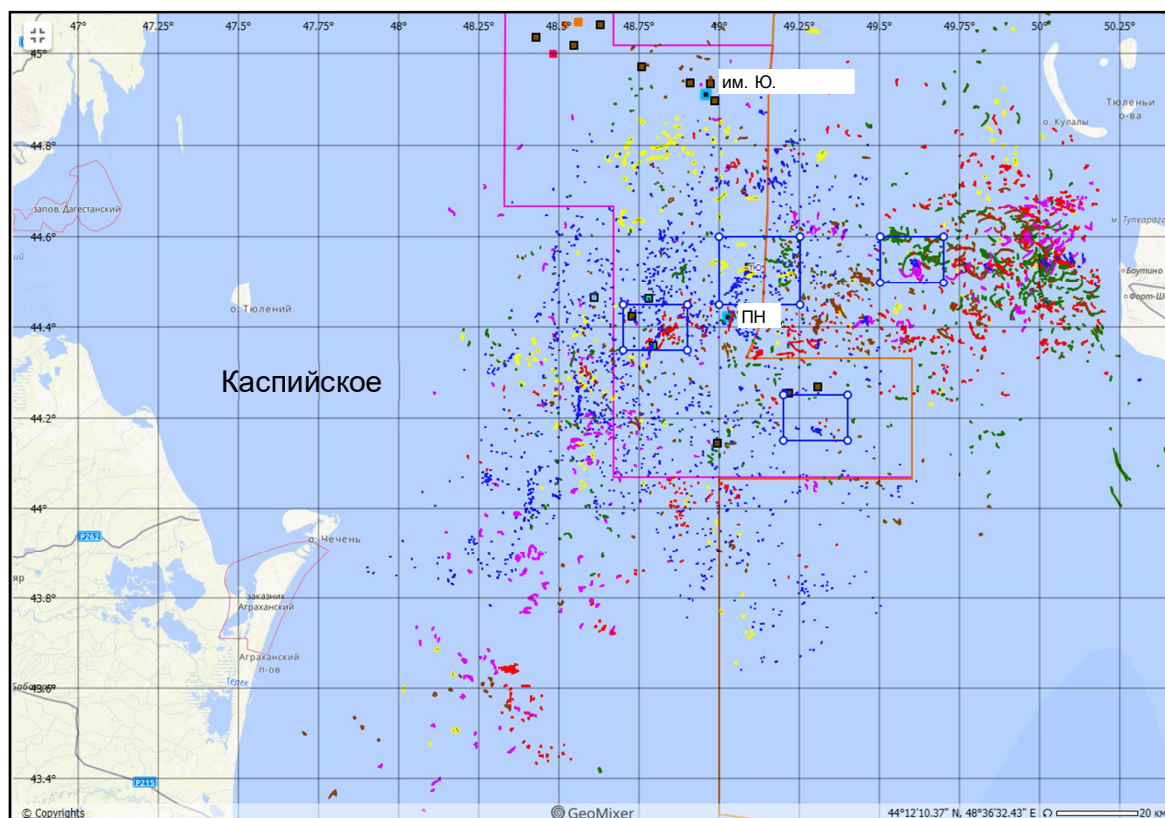
Данные спутникового мониторинга комплексировались с данными высокоразрешающей сейсмоакустики, полученными Институтом океанологии им.П.П. Ширшова РАН в 2004-2017 годах. Сейсмоакустика – направление малоглубинной сейсмоки, в котором используются акустические волны на более высоких частотах (килогерцы), чем в «большой сейсмоки» (десятки–сотни герц). Сейсмоакустический временной разрез даёт информацию только о самой верхней части осадочной толщи (не глубже 150м под уровнем дна), и при этом



вертикальное разрешение увеличивается до первых метров-десятков сантиметров. В работе использованы сейсмоакустические профили высокого (Спаркер, разрешение до 3м) и сверхвысокого разрешения (SES, разрешение до 0,3м).

### Результаты. Мониторинг нефтепроявлений

Нефтепроявления, обусловленные естественными источниками на дне, имеют ряд характерных признаков, которые так или иначе отображаются на радиолокационных изображениях (РЛИ) и позволяют их однозначно отличить от пятен антропогенных пленочных загрязнений (например, судовых разливов) и/или сликов естественных явлений и процессов (обусловленных ветром, течениями и волнением), образующих аэрогидродинамические области выглаживания поверхности моря (Иванов, 2007; Иванов и др., 2007). В частности, пятна естественных нефтепроявлений характеризуются формой «крючков», небольшим размер, резким контрастом и пространственной группировкой в



строго определенных местах, а также то, что пятна детектировались на РЛИ в одних и тех же районах уже несколько лет подряд (рис.1).

Рис. 1. Сводная карта естественных нефтепроявлений (как однозначно детектированных, так и вероятных), обнаруженных в Северном и Среднем Каспии в 2011-2016 гг. по данным радиолокационного дистанционного зондирования (сиреневая линия – лицензионный участок ОАО «Лукойл», светло-коричневая – морская граница. © СКАНЭКС

Учитывая расположение известных нефтегазовых структур, авторы предполагают, что на сейсмических разрезах наблюдается как локальный отклик на напряженное состояние горных пород, так и флюидодинамическая активность (дегазация) нефтегазоносных

горизонтов, потревоженных землетрясениями, в том числе малой магнитуды. Согласно результатам анализа спутниковых данных можно сделать вывод о том, что большая часть этих пятен может быть привязана к подводным источникам микрогрифонного типа (рис.2). Появление естественных нефтепроявлений может происходить в силу как природных, сейсмотектонических процессов, происходящих в котловине моря, так и в результате техногенной нагрузки, обусловленной активной нефтегазодобычей. Наблюдаемые из космоса нефтепроявления могли быть также спровоцированы региональными землетрясениями, а они, в свою очередь, стать причиной локальных единичных землетрясений с аналогичными последствиями.

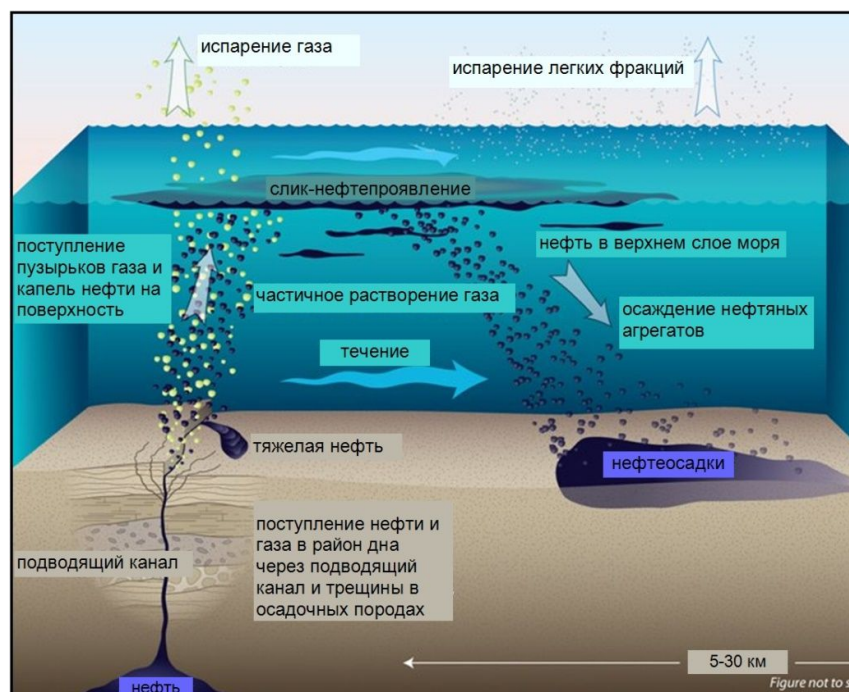


Рис. 2. Механизм образования естественного нефтепроявления на поверхности моря. © WHOI (Woods Hole Oceanographic Institute)

### Результаты. Сейсмоакустические исследования

В 2004-2016 годах было выполнено сейсмоакустическое профилирование на акватории Среднего и частично Южного Каспия. Особенности волновой картины в каждом из бассейнов связаны с геологическими особенностями, а также с текущим состоянием среды (Путанс и др., 2018). Основные аномалии одинаковы и для Среднего и для Южного Каспия. В основном это два типа: горизонтальные аномалии «нарушенный слой» и вертикальные «трубы».

Для первых характерна выраженная бугристость, протяженный акустический горизонт становится волнистым вплоть до потери корреляции. Ниже таких нарушенных горизонтов в большинстве случаев располагаются целые зоны потери корреляции. Отражения в них хаотичны, нижележащие горизонты не прослеживаются, сигнал может ослабляться вплоть до акустической прозрачности. Такие зоны (слои) имеют толщину от 50 до 250 мс. Ниже хаотичность «уходит», и начинают снова прослеживаться параллельные ненарушенные горизонты, однако сигнал остается слабым (рис.3). В кровле таких зон нарушенный слой

временами осложнен аномалией «яркое пятно», когда амплитуды отражений резко увеличиваются, а ниже прослеживается акустическая тень. Бугристость горизонта в таких местах также возрастает. Зоны (слои) с хаотичными отражениями и потерей корреляции четко привязаны к бугристому слою. Для начала и конца таких зон характерен «раздув» нескольких осадочных слоёв с несогласием облекания.

Для второго типа аномалий («трубы») характерна ассоциированность с первым типом (бугристым слоем и хаотичной толщей) и многообразие проявлений. Имея корни в хаотичном слое, вертикальные зоны потери корреляции проявляются по всей видимой осадочной толще, вплоть до выхода на поверхность дна. В этом случае в рельефе дна наблюдаются выемки-покмарки. Однако чаще «трубы» до поверхности дна не доходят, кроме того, могут выглядеть не только как четкие «столбы» потери корреляции до прозрачности, но и просто как вытянутые зоны ослабления сигнала. В этом случае они могут заканчиваться «ярким пятном», либо ассоциируются с локальными зонами дифракции, часто сопряженными с погребенными каналами, либо иными нарушениями осадочных слоев. Кроме того, сейсмическая съемка на дне Дербентской котловины выявила не только описанные выше аномалии, но и положительную структуру, напоминающую грязевой вулкан.

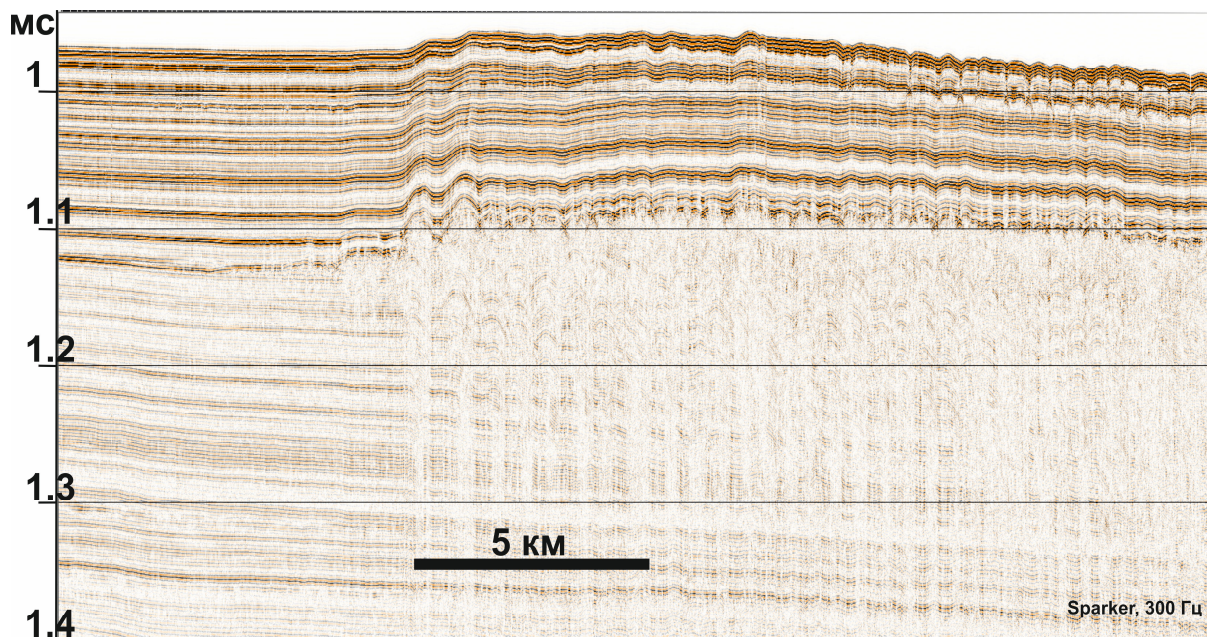


Рис. 3 Зона потери корреляции, Средний Каспий.

### **Заключение**

Совместный анализ данных спутникового мониторинга с привлечением данных батиметрии, геолого-геофизических и сейсмологических наблюдений, позволил подметить ряд особенностей в распределении пятен и их очевидную взаимосвязь со строением, флюидодинамикой и нефтегазоносностью осадочного чехла этой части Каспийского моря, а также с сейсмичностью недр. Анализ результатов спутниковых наблюдений показывает, что источники разгрузки нефти на дне моря, сосредоточены в основном на границе Северного и Среднего Каспия с очевидной привязкой к нефтегазоносным структурам.

### **Благодарность**

Исследования проведены при поддержке гранта РФФИ 17-55-560003 и Государственного задания в рамках НИР № 0149-2018-0005



### **Список литературы**

*Иванов А.Ю.* Стики и плёночные образования на космических радиолокационных изображениях // Исслед. Земли из космоса. - 2007. - № 3. - С.73-96.

*Иванов А.Ю., Голубов Б.Н., Затыгалова В.В.* О нефтегазоносности и разгрузке подземных флюидов в южной части Каспийского моря по данным космической радиолокации // Исслед. Земли из космоса. - 2007. - № 2. - С. 62-81.

*Путанс В.А., Мерклин Л.Р., Зеленин Е.А.* проявление современных тектонических событий в структуре позднечетвертичных осадков среднего Каспия // Успехи современного естествознания. – 2018. - № 4. – С.139-144

**Fluid dynamics in Central Caspian**  
**Putans V.A., Merklin L.R., Ivanov A.Yu.**  
*P.P.Shirshov Institute of oceanology RAS*

In recent scientific cruises by P.P.Shirshov Institute of oceanology RAS data on acoustic anomalies related to various sediment structure disconformities was obtained. Profiles of high (one channel seismoacoustics) and ultra-high (parametric) resolution are situated on northern Caspian shelf, Mangyshlak threshold, and its slope to Central basin, and through basin itself down to Apsheron threshold. Acoustic field shows variations in its pattern from north to south. High- and ultra-high resolution seismoacoustic profiles by P.P.Shirshov Institute of Oceanology, RAS, in Caspian sea, reveal numerous anomalies in acoustic field: bright spots, acoustic transparency zones, acoustic shadows, disturbed acoustic horizons, reflectors bifurcation, multiples ordinary, ghost and mirrored, several places with possible BSRs. All anomalies are correlated with change in geological environment from buried channels on shelf to avandeltas and fans, as well as sediment waves of several types, mud volcanoes and gas-escaping features. Investigation anomalies mentioned, and revealing the interconnection between them and geological structures, is important both for science and industry because of possible environmental impacts. Seismic wave pattern of Central Caspiy has anomalies of two types: horizontal disturbed layer and vertical pipes. Anomalies forms associations – pipes are rooted in disturbed layer and go through sediments up to seafloor and form pockmarks. Natural oil slicks have been seen during 2011-2017 in constant places, and could be connected to underwater microgriphons and both seismotectonic processes and technogenic stress.

## *Программа геологического изучения и освоения Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия)*

**Герт Александр Андреевич<sup>1</sup>, Эрнст Виктор Андреевич<sup>2</sup>, Найденов Леонид Федорович<sup>2</sup>, Варламов Сергей Николаевич<sup>2</sup>, Абросимова Ольга Олеговна<sup>2</sup>, Кринин Владимир Александрович<sup>2</sup>, Кузьмина Ксения Николаевна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ФГБУ «ВНИГНИ», <sup>2</sup> Новосибирский филиала ФБГУ «ВНИГНИ»

Программа геологического изучения и предоставления в пользования месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) (далее – Программа) разрабатывается с целью расширенного воспроизводство ресурсной базы углеводородного сырья трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО) и «Сила Сибири» посредством оптимизации геологоразведочных работ и лицензирования недр территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Первая версия Программы была утверждена в 2005 году. В 2012 году в нее были внесены изменения и дополнения. Основной плановый период реализации мероприятий Программы 2012 г. завершается в 2020 году.

По результатам выполненных к настоящему моменту времени региональных работ намечен целый ряд новых потенциально перспективных на нефть и газ зон и площадей, сформирована основа для последующего планирования геологоразведочных работ и лицензирования недр за пределами 2020 г. В итоге реализации программных мероприятий, к началу 2018 года в Восточной Сибири была создана сырьевая база нефти в объеме, обеспечившем сохранение уровня её добычи (нефти) на рассматриваемой территории в пределах 45-50 млн т нефти в год на ближайшие 5-10 лет. Поддержание необходимых уровней добычи нефти на долгосрочной основе, с учетом возрастающей потребности (до 80 млн т в год), возможно за счет ввода в разработку запасов месторождений-спутников в районе сформированных сырьевых центров добычи и транспорта углеводородов, а также открытия новых месторождений, в результате ГРП на землях с подготовленными и перспективными ресурсами УВ категорий Д<sub>0</sub>, Д<sub>л</sub> и Д<sub>1</sub>.

Тот факт, что в результате предшествующих исследований был намечен целый ряд весьма перспективных в нефтегазоносном отношении земель создает необходимые предпосылки для существенного расширения ресурсной базы углеводородного сырья в Восточной Сибири и разработки актуализированной Программы ГРП и лицензирования на период до 2030 года как основы для дальнейшего систематизированного планирования геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородного сырья на наиболее перспективных направлениях освоения недр Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), формирования устойчивой добычной базы нефти и газа, покрытия внутренних и экспортных потребностей в энергетическом сырье.

Планируемые программные мероприятия будут основываться на анализе достигнутых геологических результатов реализации Программы 2005, оценке текущего состояния сырьевой базы нефтегазодобывающих центров и их добычных возможностей. Важными элементами Программы являются мероприятия по концентрации геологоразведочных работ в потенциально нефтегазоносных зонах перспективного планирования. Разработка в качестве составных частей: программы региональных геофизических работ, программы параметрического бурения на период 2021-2030 гг., программы лицензирования недр изученных территорий, обоснование дальнейшего наращивания сырьевой базы

углеводородного сырья, объёмов добычи нефти и газа, геолого-экономических показателей реализации программных мероприятий.

### Результаты геологического изучения недр

Основной задачей геологоразведочных работ в 2005-2017г.г. являлось региональное геолого-геофизическое изучение территории влияния нефтепроводной системы ВСТО, оценка нефтегазоносности разреза осадочного чехла, выявление новых нефтегазоперспективных зон и объектов, подготовка локализованных площадей к лицензированию для последующего геологического изучения, оценка и локализация ресурсной базы нефти и газа, изучение нефтегазоносности конкретных объектов и площадей распределенного фонда недр, поиск месторождений нефти и газа и подготовка запасов промышленных категорий.

Работы финансировались за счет федерального бюджета, в некоторых случаях небольшие объемы проводились за счет региональных субъектов. Основной объем выполнен за счет средств недропользователей (рис.1).

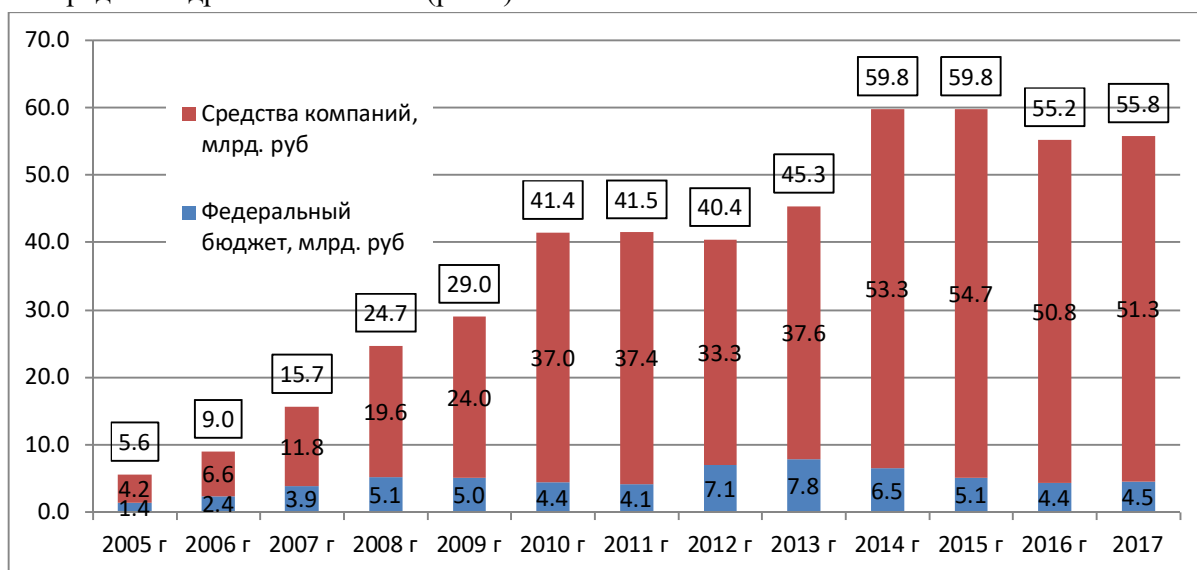


Рис.1. Динамика финансирования геологоразведочных работ по Программе в 2005-2017 гг.

Фактические затраты бюджета за 2005-2017 гг. составили 62,953 млрд руб. и на 2018-2020 гг. ожидаются на уровне 22 млрд руб. Более 47 % объёмов ГРП приходятся на Красноярский край, порядка 29% - на Иркутскую область и межрегиональные работы и чуть более 10% на территорию Республики Саха (Якутия). Проведено более 130 тыс. пог. км сейсмоки 2Д, пробурено 19 параметрических скважин. Средняя фактическая информативная плотность изученности МОГТ при подготовке площадей под лицензирование едва достигает 0,2-0,3 км/ кв. км

На рисунке 2 показана динамика объёмов глубокого бурения в 2005-2017 гг. на территории действия программных мероприятий. Плотность бурения по НГО колеблется от 1 до 11 м/км<sup>2</sup>.

В результате площадных региональных работ изучен с разной степенью детальности целый ряд новых нефтегазоперспективных площадей, в пределах которых в 2005-2017 гг. удалось подготовить к лицензированию и передать в пользование 259 участков недр. По итогам открытых аукционных торгов за период 2005-2017 гг. в доход государства получено

47 456,9 млн. руб. При этом суммарная стартовая стоимость этих участков составляла 9 120,1 млн. руб. По состоянию на 01.01.2018 на территории действия Программы 2012 г. в распределённом фонде недр числится 242 лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения, поисков, разведки и добычи углеводородного сырья у 86 недропользователей.

Благодаря интенсивному процессу лицензирования было локализовано около 2-х млрд т перспективных ресурсов нефти, открыто 52 новых месторождений нефти и газа и целый ряд новых залежей на ранее открытых месторождениях, были практически удвоены запасы нефти категорий А+В+С (увеличилась на 1,177 млрд т). Сформировался юридический статус экспортной марки нефти «ВСТО» (ESPO), относящейся к «первому классу» сортности по содержанию серы (0,51 %) и «первому типу» (легкой) нефти плотностью 843 кг/куб. м .

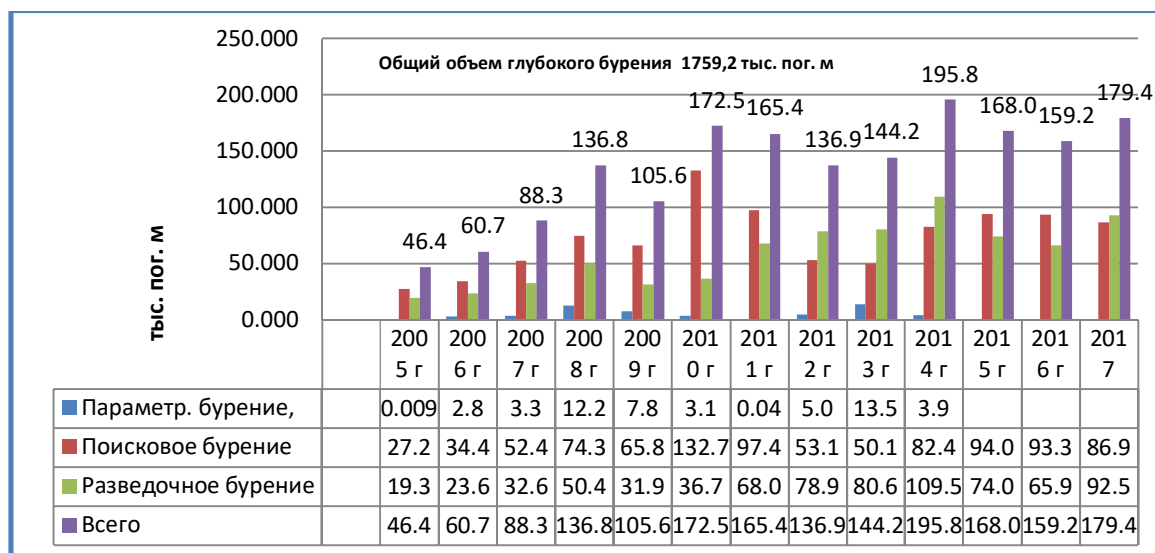


Рис. 2. Динамика объемов глубокого бурения в 2005-2017 гг. на территории действия программных мероприятий

### Актуализированная Программа

По-прежнему актуальной остается задача расширения ресурсной базы нефти и газа в Восточной Сибири для стабильного, долгосрочного обеспечения загрузки действующей системы нефтепровода ВСТО, а также строящегося газопровода «Сила Сибири». Эта задача может быть решена за счёт вовлечения в изучение новых, не изученных, либо слабо изученных, но весьма перспективных территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), а также интенсификации процесса лицензирования недр для ускоренного вовлечения в освоение новых площадей.

В результате реализации программных мероприятий 2005 – 2017 гг. были выявлены особенности регионального геологического строения и уточнены перспективы нефтегазоносности огромной территории – от Обско-Енисейского междуречья на западе до отрогов Верхоянского хребта на востоке. По отложениям рифея, венда, кембрия удалось выделить и оконтурить 13 нефтегазоперспективных зон, которые могут представлять интерес как объекты постановки дальнейших геолого-геофизических исследований в ближайшей перспективе: в Восточной Сибири – Южно-Тунгусская, Кочучумско-Мархинская, Аргишско-Чуньская, Желдонская, Предпатомская, Виллойская, Предверхояно-Майская, Хантайско-Северореченская, Гыдано-Хатангская, Анабаро-Хатангская,



Хугдякитско-Анабарская. На территории Западной Сибири – Предьенейской ПНГО, включающую Томскую и Предьенейскую зоны в пределах границ Сибирского ФО.

По ряду оценочных критериев перспективности к первоочередным для планирования работ зонам можно отнести: Гыдано-Хатангскую, Южно-Тунгусскую, Хантайско-Северореченскую, Хугдякитско-Анабарскую, Южно-Тунгусскую, Аргишко-Чуньскую, Кочечумско-Мархинскую, Вилуйскую и Предверхоанскую. Именно эти территории выступают в качестве объектов региональных геологоразведочных работ в актуализированной программе. Прогнозная ресурсная база рассматриваемых территорий указана в таблице 1. В силу слабой изученности перечисленных НГПЗ, представленные оценки ресурсов УВ следует рассматривать как сугубо ориентировочные, подлежащие обязательному уточнению и дополнительной дифференциации по фазовому составу и категориям ресурсов в процессе их дальнейшего изучения.

Некоторые из указанных 10 зон (Гыдано-Хатангская, Южно-Тунгусская, Аргишко-Чуньская и Вилуйская) требуется доизучить региональными работами для подготовки в их пределах объектов для лицензирования. По остальным зонам практически впервые необходимо начать планомерное геолого-геофизическое изучение региональными работами.

Всего по предварительным оценкам на проведение первоочередных работ по этим зонам необходимо потратить около 57,0 млрд руб. (таблица 2).

Таблица 1. Данные по оценке возможностей наращивания запасов УВ за счёт нелокализованных ресурсов нефти и газа

НГПЗ	Ресурсы нефти, млн т (извл.)				Ресурсы газа, млрд куб. м				Источник и оценки ресурсов
	П 1	П 2	В сего	Прог ноз возможн ых запасов С <sub>1</sub>	П 1	Д 2	В сего	Прог ноз возможн ых запасов С <sub>1</sub>	
Южно-Тунгусская		5 95	5 95	89		1 482	1 482	222	СНИИГГ иМС, 2012 г.)
Хугдякитс кая		9 37	9 37	141		4 15	4 15	62	Оценка 2009 г.
Хантайско - Северореченс кая		1 40	1 40	21		4 99	4 99	75	Оценка 2009 г.
Аргишко -Чуньская	5 48	1 84	7 32	110					СНИИГГ иМС, 2012 г.)
Кочечумск о-Мархинская	1 72	2 31	4 03	61	2 84	6 08	8 92	134	СНИИГГ иМС, 2012 г.), отчет Ефграфов,20

									13- 2015 г.
Предпато мская	1 78	5 61	7 39	111	1 014	2 549	3 563	534	отчет Мигурский, Шейн, 2016 г.
Виллойска я	1 6	8 0	9 6	15	1 042	8 07	1 849	277	Оценка 2009 г.
Предверхо янская		4 30	4 30	65	3 84	6 40	1 024	154	отчет Мигурский, Шейн, 2016 г.
Гыдано- Хатангская	2 39	5 47	7 86	118	2 89	4 812	5 101	765	СНИИГГ иМС, 2012 г.)
Лено- Анабарская		6 26	6 26	94		1 58	1 58	24	Оценка 2009 г.
<b>Всего</b>	<b>1 176</b>	<b>5 575</b>	<b>6 751</b>	<b>825</b>	<b>6 941</b>	<b>1 2964</b>	<b>1 9905</b>	<b>2247</b>	

Таблица 2. Прогноз объемов и стоимости региональных работ на территории актуализированной Программы в 2021-2030 гг.

Тип работ	ед.изм.	объем работ 2021-2030 гг.
По Программе всего, в т.ч.:	млрд руб.	58,8
Геофизические работы	тыс. пог. км	34,6
	млрд руб.	20,4
Параметрическое бурение	тыс. м	65,6
	млрд руб.	36,6
НИР и тематические работы	млрд руб.	2,9
Прочие работы	млрд руб.	0,8

Территория действия Программы характеризуется слабо развитой инфраструктурой и трудными климатическим условиями, требующими больших, по сравнению с регионами с развитой нефтегазодобычей, денежных затрат. Для стимуляции эффективного изучения и освоения запасов и ресурсов УВС Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), увеличения их инвестиционной привлекательности налоговое законодательство РФ предусматривает ряд налоговых льгот, таких как налоговые льготы и «каникулы» по налогу на добычу полезных ископаемых, льготные ставки для экспортных пошлин по нефти, налогу на имущество (для газовых месторождений), уплату налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья.

Таким образом, территория Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) относится к новым слабоизученным центрам нефтегазодобычи, для успешного их развития необходимо наличие актуальной программы ее комплексного развития. На данном этапе именно актуализированная Программа является таким базовым документом.

## **Program of geological study and development of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia)**

**Gert Alexander<sup>1</sup>, Ernst Victor<sup>2</sup>, Naydenov Leonid<sup>2</sup>, Varlamov Sergey<sup>2</sup>, Abrosimova Olga<sup>2</sup>, Krinin Vladimir<sup>2</sup>, Kuzmina Ksenia<sup>2</sup>**

1 FSBI "VNIGNI", 2 Novosibirsk department of the FSBI "VNIGNI"

The Program of geological study and ensuring the use of hydrocarbon deposits of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia) (hereinafter – the Program) was developed in order to expand the reproduction of the hydrocarbon resource base of the pipeline system "Eastern Siberia – Pacific ocean" (ESPO) and "Power of Siberia" by optimizing the exploration and licensing of subsoil areas of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia). The first version of the Program was approved in 2005. In 2012, changes and additions were made. The main planning period for the implementation of the 2012 programme activities ends in 2020.

Large volumes of regional exploration work has made at the expense of the state budget. Subsoil users were invested in the study even more funds. New oil and gas prospective territories are identified. New oil and gas fields have been discovered. Oil production reached almost 50 million tons per year. This level of production can be maintained for 10-20 years.

Thus, at present, the prerequisites for a significant expansion of the hydrocarbon resource base in Eastern Siberia and the development of an updated Program for the period up to 2030 have been created. This Program should become the basis for further systematic planning of geological exploration and reproduction of the mineral resource base of hydrocarbons in the most promising areas of development of the subsoil of Eastern Siberia and the Republic of Sakha (Yakutia), the formation of a stable base for oil and gas production, cover domestic and export needs in energy resource.

10 oil and gas prospective zones of varying degrees of study were identified as objects of regional geological exploration. The necessary volumes of exploration is determined to prepare them for licensing. The economic efficiency of these works is estimated.

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГО-  
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ  
(постерные доклады)

## *Выделение девонских рифовым построек западного Оренбуржья по комплексному анализу данных сейсморазведки и ГИС*

**О.О. Ольховская<sup>2</sup>, Ю.И. Трушкова<sup>2</sup>, Ю.П. Ампилов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

<sup>2</sup> *ЗАО «МиМГО»*

### **Введение**

Карбонатные коллектора представляют собой сложные среды, выделение которых является довольно неоднозначной задачей в виду того, что, содержащие пустоты разного типа (трещины, поры, каверны), а также зачастую подвержены вторичному литологическому замещению пород [1].

Целью настоящей работы является исследование рифовых построек на территории Волго-Уральской НГП с использованием динамики сейсмической записи и данных ГИС. Как правило, нефтенасыщенность в рифовых постройках проявляется, если покрывающими отложениями являются сланцы или соли [4]. В частности, скважинами на изучаемой площади вскрыты солевые отложения. В настоящее время нефтегазоносность сложнопостроенных карбонатных коллекторов в Оренбургской области подтверждена данными глубокого бурения.

### **Данные и методы**

В последние годы информативность сейсморазведки заметно увеличилась за счет использования динамических характеристик сейсмозаписи для целей геологической интерпретации [2]. Широкое распространение получили не только различные методы сейсмической инверсии, но и многочисленные виды анализа сейсмических атрибутов [3].

Для выделения рифовых построек в данном исследовании был использован комплекс методов: визуальный анализ сейсмических данных; динамический анализ по результатам синхронной инверсии и спектральное разложение куба амплитуд, а также применен метод нейронных сетей для количественного прогноза.

Синхронная инверсия выполнялась по сейсмическим данным до суммирования, содержащим информацию об изменении амплитуды с удалением. В качестве входной информации выступали угловые сейсмограммы, скважинные данные (скорость продольных и поперечных волн, плотность) и сейсмические импульсы. Для инверсии были использованы сейсмограммы после глубинной миграции до суммирования. Для пересчета сейсмограмм из удалений в углы падения был использован куб интервальных скоростей.

Низкочастотная модель строилась на основе трёх скважин. В качестве стратиграфического каркаса использовались основные отражающие горизонты. Полученная модель упругих параметров сглаживалась низкочастотным фильтром 0/0/10/15 Гц. Таким образом, по результатам синхронной инверсии были получены кубы четырёх упругих параметров:  $Z_p$ ,  $Z_s$ , плотности и  $V_p/V_s$ .

Далее кубы полученных параметров совместно с сейсмическими атрибутами использовались для прогноза свойств коллекторов в пределах изучаемой площади. Основная цель спектрального разложения - получение сейсмических изображений высокой детальности. Интерпретация результатов дает возможность оценить частотный состав и поглощение амплитудных аномалий. Методика спектрального разложения лучше всего применима для месторождений, связанных с рифовыми, палеорулами и турбидитовыми отложениями.

Также одним из инструментов визуализации результата спектрального разложения является технология цветового смешивания (Colour Blending). Данная методика основана на совместной визуализации срезов полученных кубов частот путем суммирования цветов (каждая частота изображается определенным цветом базовой палетки, например, палетки RGB).

Целью применения нейронных сетей является поиск некую функцию  $f$  по значениям в точках скважин, которая связывает сейсмические атрибуты с определенным геологическим параметром (например, эффективной толщиной по данным ГИС). Далее эту функцию  $f$  применяют для получения значения геологического параметра в межскважинном пространстве [5].

Для предсказания потенциала продуктивности горных пород в слое (расчета карт эффективных толщин) использовались данные динамического анализа и набор точек пластопересечения скважин с показателями продуктивности этих скважин.

### Результаты.

Выделение областей распространения органогенных построек и продуктов их разрушения проводилось по вертикальным срезам сейсмического куба. На вертикальных сейсмических срезах органогенные постройки хорошо выделяются по хаотичной записи волновой картины, а также для многих из них характерно наличие выше по разрезу структур облекания (Рисунок 1).

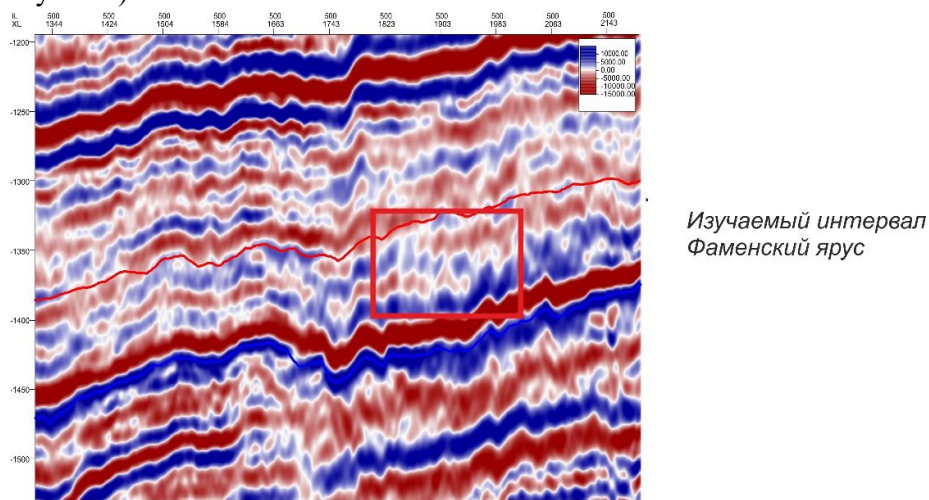


Рисунок 1. Пример визуализации рифовой постройки на сейсмическом разрезе

Для уточнения расположения рифовых построек было проведено сравнение результатов синхронной инверсии и сейсмической записи. На вертикальных срезах сейсмического куба (а) органогенные постройки хорошо выделяются по хаотичной записи волновой картины, а также для многих из них характерно наличие выше по разрезу структур облекания. На срезах куба параметра  $V_p/V_s$  (б) рифовые постройки характеризуются также хаотичной записью. А на срезах импеданса (в) органогенные постройки могут характеризоваться как повышенными, так и пониженными, значениями. Как говорилось выше, постройки, попадающие в области повышенных значений, могут характеризоваться наличием вторичного замещения пород и являются наименее перспективными. Стоит отметить, что подобные области не вскрыты скважинами (Рисунок 2).

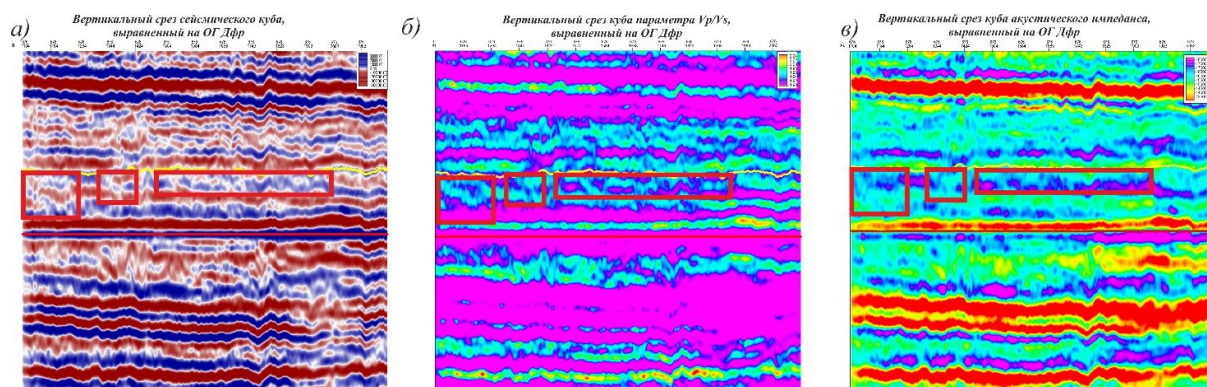


Рисунок 2. Сравнение результатов синхронной инверсии и сейсмической записи

На карте среднеквадратических значений акустического импеданса (Рисунок 3) большинство построек попадает в область пониженных значений, предположительно за счет наличия в разрезе пористых известняков. Однако некоторым постройкам соответствуют повышенные значения акустического импеданса. Согласно интерпретации данных ГИС уплотнение пород может быть связано с вторичными изменениями, поэтому такие постройки малоперспективны. Области пониженных значений акустического импеданса, находящиеся за пределами построек, предположительно связаны с увеличением глинизации разреза.

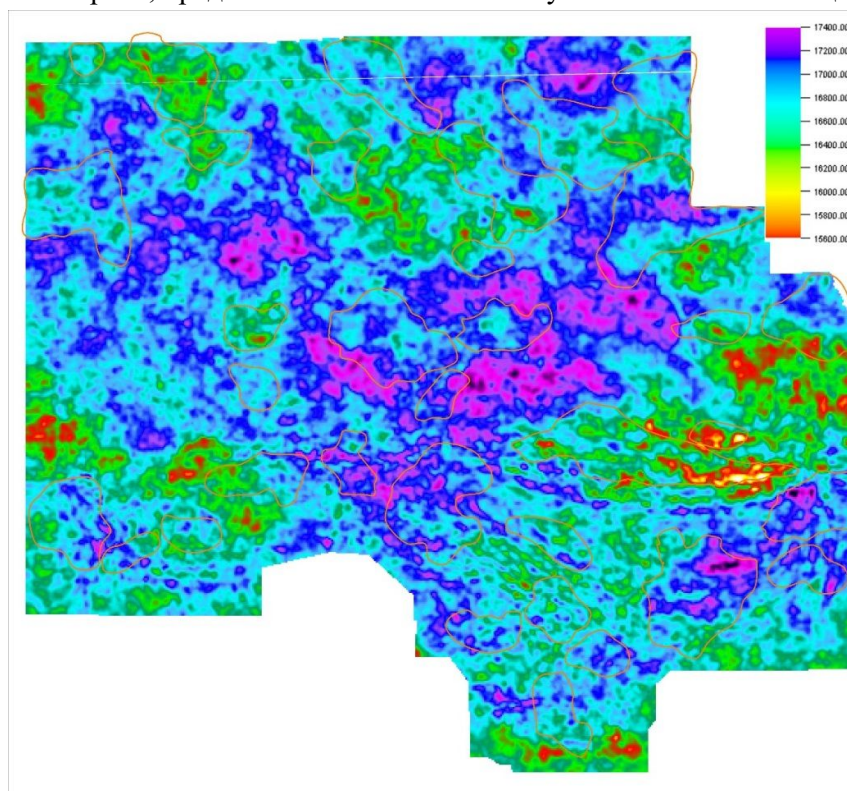


Рисунок 3. Карта RMS значений акустического импеданса вдоль кровли фаменского яруса

На карте временных толщин между турнейским горизонтом и фаменским ярусом органогенным (рифовым) постройкам соответствуют пониженные значения (Рисунок 4).



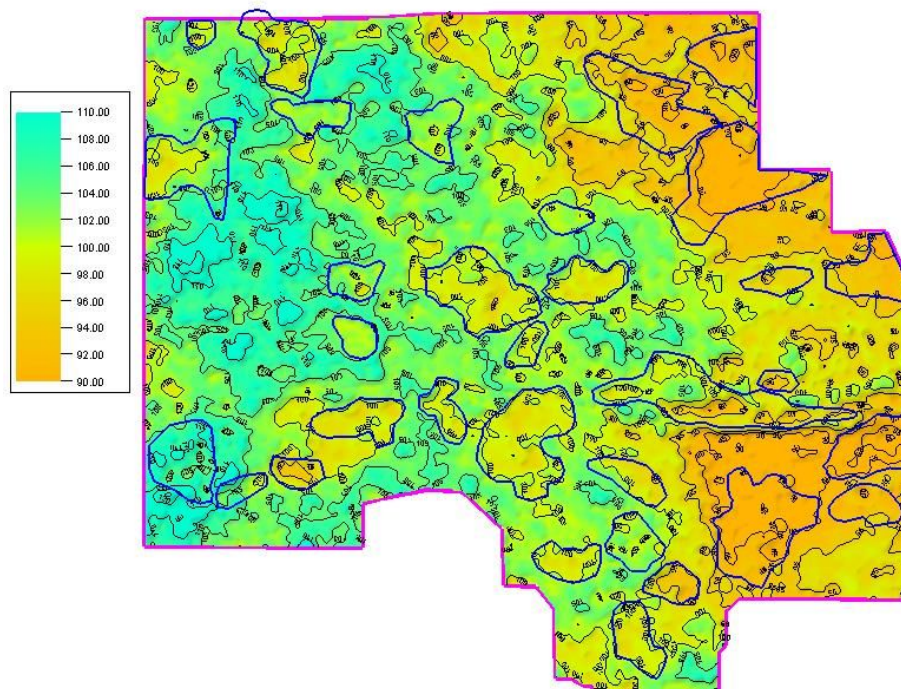


Рисунок 4. Карта временных толщин между фаменским ярусом и турнейским горизонтом

На результате спектрального разложения видно, что органическим постройкам соответствует более хаотичный рисунок и понижение амплитуд всех частот, выраженное в затемнении цветов, которые выделены оранжевым (Рисунок 5).

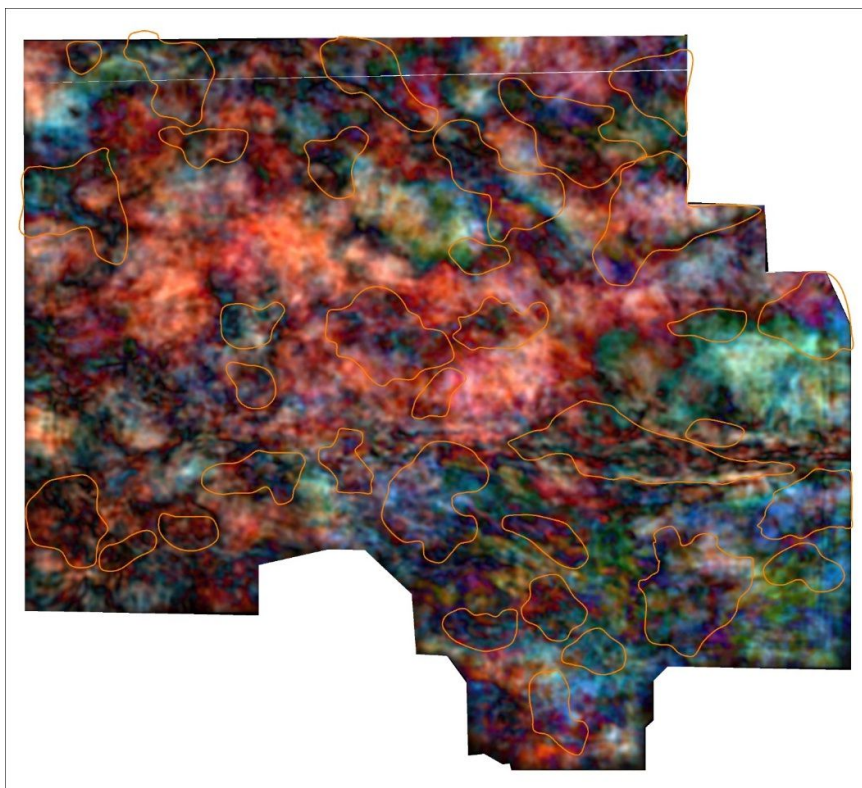


Рисунок 5. Результат спектрального разложения на уровне кровли фаменского яруса

### **Заключение**

Таким образом, был исследован весь интервал пласта фаменского яруса девонского времени и закартированы наиболее вероятные зоны распространения органогенных (рифовых) построек.

По результатам проведенных исследований можно сделать вывод о том, что в настоящее время не существует однозначной универсальной методики для картирования органогенных коллекторов. Поэтому выделение рифовых построек возможно только при комплексном анализе сейсмических материалов и данных ГИС. В результате работы были закартированы рифовые постройки фаменского яруса, перспективность которых доказана данными глубокого бурения. Таким образом, был исследован весь интервал пласта фаменского яруса девонского времени и закартированы наиболее вероятные зоны распространения органогенных (рифовых)

### **Список литературы**

1. Zhemchugova V.A., Zukov A.P., Bondar E.V., Dnistraynskii V.I. *Geologicheskoe stroenie I perspektivu neftegazonosnosti podsolevukh otlojenii yga Orenbyrgskogo regiona/ Geologiya, bureniye, razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy, №1. Gazprom Ekspo Moskva, 2009, pp. 3–20.*

2. Ampilov, Y. [2010] *From seismic interpretation to modelling and assessment of oil and gas fields. — EAGE Publications Netherlands, 2010, pp. 1- 274*

3. Ampilov, Y.P. [2010] *Principles of Multidimensional Analysis of Seismic Attributes / From seismic interpretation to modelling and assessment of oil and gas fields // EAGE Publ. BV. The Netherlands, 2010, pp. 77-137*

4. Leonova E. A. *Perspektivy poiskov nestrukturnykh lovushek uglevodorodov v otlozheniyakh devona yuga Orenburgskoy oblasti. – M., FGUP Izdatel'stvo Neft' i gaz RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina, 2000, p. 126.*

5. Приезжев И.И., Егоров С.В., Щелкунов А.Е., 2017, *Количественный прогноз карт эффективных параметров нефтегазовой продуктивности пластов по сейсмическим данным с помощью глубоких нейронных сетей, Геофизика, №6-2017*

**Allocation of the Devonian reef structures of the western Orenburg region according to the complex seismic data analysis and GIS**

**Olkhovskaya O.<sup>1</sup> Trushkova Y.<sup>1</sup> Ampilov Y.<sup>2</sup>**

*<sup>1</sup>ZAO MiMGO; <sup>2</sup>Lomonosov MSU*

Carbonate reservoirs are complex environments, the allocation of which is a rather ambiguous task in view of the fact that containing voids of different types (cracks, pores, cavities), and also often subject to secondary lithological replacement of rocks.

The purpose of this work is to study reef structures on the territory of the Volga-Ural OGP using the dynamics of seismic recording and GIS data. As a rule, oil saturation in reef structures occurs when the overburden deposits are shale or salt. In particular, the wells in the study area opened up salt deposits. Currently, the oil and gas presence of complex carbonate reservoirs in the Orenburg region is confirmed by deep drilling data.

This paper discusses how to isolate reef structures using dynamic analysis such as attributes analysis, decomposition, inversion and using neural net algorithm for an attempt to quantify a complex reservoir.

Thus, the most probable zones of distribution of organogenic (reef) structures are mapped.

According to the results of the conducted research, it can be concluded that currently there is no unambiguous universal methodology for mapping organogenic reservoirs. Therefore, the allocation of reef structures is possible only with a comprehensive analysis of seismic materials and GIS data, as well as with the use of additional auxiliary algorithms.

# GEOLOŠKO-GEOFIZIČKO MODELOVANJE REZERVOARA U PANONSKOM BASENU NA PRIMERU KOMPLEKSA B POLJA K

I. Milovanović, R. Pešalj, I. Isić, S. Doroškov

## Abstrakt

U regionalnom pogledu polje K se nalazi u Velikoj Banatskoj depresiji koja pripada jugoistočnom delu Panonskog basena. Na polju K je izdvojeno sedam kompleksa D, B, X, E, L, F i G sa preko 60 ležišta. Polje K je prekriveno sa podacima iz 267 bušotina, a kompleks B je probušen sa 27 pozitivnih bušotina. Naftno-gasno polje K je razvijeno u okviru dve markantne strukturne forme: paleozojskog paleohorsta i neogene kompacione antiklinale. Na kompleksu B, koji je otkriven 1963.g., prvobitno su izdvojena dva ležišta. Višefazna 3D seizmička ispitivanja i njihova integracija u jedinstveni 3D poligon omogućio je inoviranje geološkog modela celog polja. Novi geološki model kompleksa, pri čijem kreiranju su korišćeni svi raspoloživi podaci dobijeni geološkim i geofizičkim metodama istraživanja, metodom dubokog bušenja i eksploatacijom ležišta, u okviru kompleksa B je izdvojeno četiri ležišta. Bušotinom K-92 je potvrđeno proširenje kompleksa B ka severozapadu, pri čemu je otkrivena gasna kapa naftnog ležišta. Novi geološki model je ukazao i na dalje pravce istraživanja kompleksa, razrade polja i nastavak bušenja.

## *Построение детальной геологической модели резервуара на примере комплекса В месторождения К Паннонского бассейна*

В нефтегазоносном отношении месторождение К относится к Великой Банатской депрессии, расположенной в юго-восточной части Паннонского бассейна.

На месторождении К выделено 7 комплексов D, B, X, E, L, F i G с более чем 60 залежами. Всего на месторождении пробурено 267 скважин, в то время как комплекс В вскрыт 27 скважинами. Нефте-газовое месторождение к приурочено к двум различным структурным элементам: палеогорсту донеогенового основания, представленного породами палеозойского возраста, и антиклинали, сложенной неогеновыми породами. В комплексе В, открытом в 1963г., первоначально выделены 2 залежи. Данные 3Д сейсмических съемок разных лет и их интеграция в пределах одного полигона способствовали развитию нового представления о геологическом строении целого месторождения и, соответственно, построению новой детальной геологической модели. В новой геологической модели, для создания которой использована вся имеющаяся геолого-геофизическая и промысловая информация, в пределах комплекса В выделено 4 залежи. Бурение новой скважины К-92 подтвердило продолжение комплекса В на северо-запад, а также выявило наличие газовой шапки нефтяной залежи.

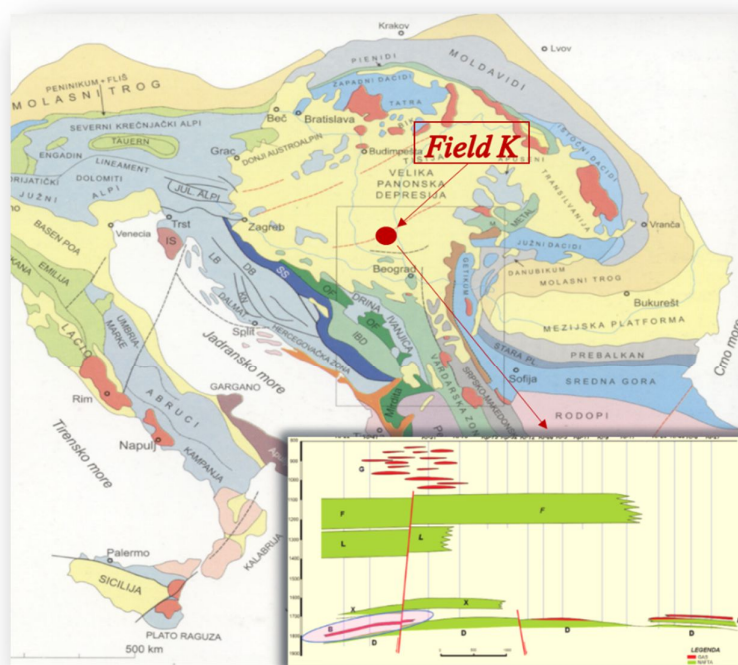
Дополнительно, детальная геологическая модель показала новые перспективы, связанные с разработкой месторождения и бурением новых скважин.

**G&G MODELING OF RESERVOIR IN THE PANNONIAN BASIN:  
CASE STUDY OF THE COMPLEX B - FIELD K  
I. Milovanović, I. Isić, R. Pešalj, S. Doroškov  
(STC-NIS – Naftagas LTD, Novi Sad, Serbia)**

**INTRODUCTION**

Regionally, the gas-oil field K (figure 1.) is located in the Great Banat depression in southeastern part of the Pannonian Basin (the Republic of Serbia). Geotectonically belongs to the Vardar Zone composite terrane (VZCT), which represents the rest of the former Vardar ocean, which existed during Paleozoic and late Cretaceous. This zone is covered with continental oligo-miocene creations.

In the field K, seven complexes (D, B, E, X, L, F and G) are defined, with more than 60 deposits (figure 1.) Field K is covered with data from 267 wells, and complex B is perforated with 27 positive wells.



*Figure 1. Position of oil and gas field K with review on complexes of field*

**CONCEPTUAL MODEL**

The gas-oil field K was developed within two significant structural forms: Neogene Compaction Anticline and Paleozoic horst which determines geotectonic activity on wider area.

Fine-grained low Pontian sediments are products of transgressive, aggradational and progradative sedimentation. Sequence B is the first of the sequences of a progressive cycle that



reaches the horst. The delta front was located in the field K, sequence B was formed in the process of filling the North Banat depression with partial sedimentation.

Sequence B is the distal product of the delta system, that was indicated by the gradient transition of sandstone to the clay-marly fraction in the direction of the discontinuity of reservoir properties and the exclusion of the sequence in the horst. This part of the sequence was deposited in the prodelta environment (figure 2.).

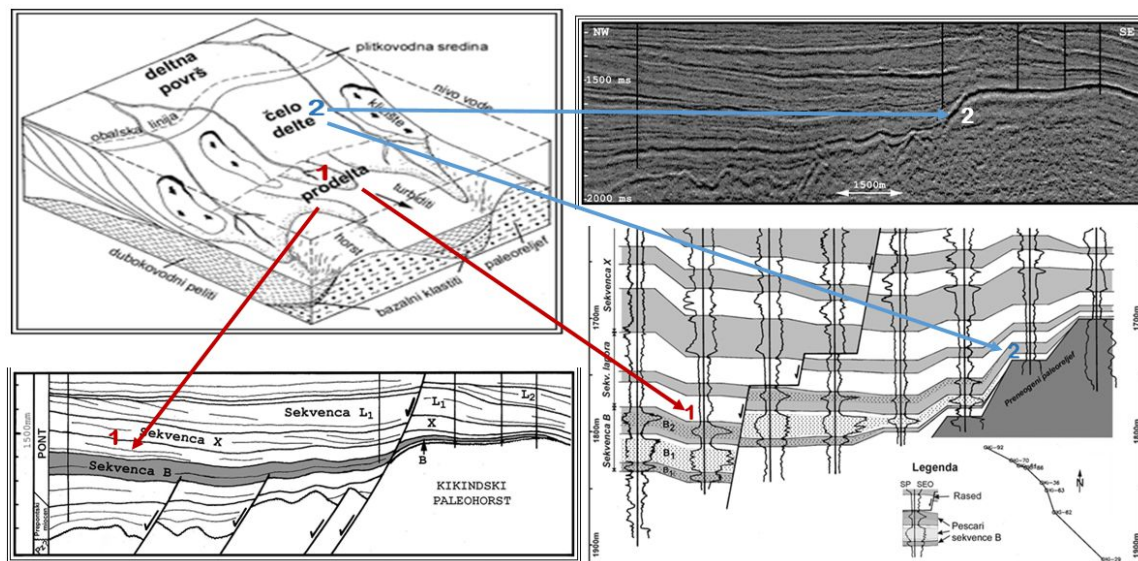


Figure 2. Depositional environments of sequence B

Reservoir rocks consist of sandstones with intergranular porosity (figure 3.). In core samples can be observed lamination, wavy textures of clay and organic material.



Figure 3. Cores from well K-92 (lower pontian sandstones)

## RESULTS

At complex B, which was discovered in 1963, two deposits were originally defined. Multiphase 3D seismic surveys integrated into an unique 3D polygon has made it possible to innovate the geological model of the entire field.

The Complex B in the K field was identified based on seismogeological interpretation results. The southeastern boundary of complex was marked off using the *Average positive amplitude surface attribute* (figure 4.). A black dotted line represents a change in the reservoir properties. The anomalies in northern part of the complex B are present due to fault zone with significant vertical movements. The oil water contact was confirmed by matching with *Average instantaneous phase surface attribute* (figure 5.).

New geological model of the complex, was created using all available data obtained by geological and geophysical research methods, deep drilling method and exploitation of the deposit. Within this new model the complex B was separated into four deposits. Drilling well K-92 confirmed the expansion of the complex B to the northwest, discovering gas cap one of the oil deposits.

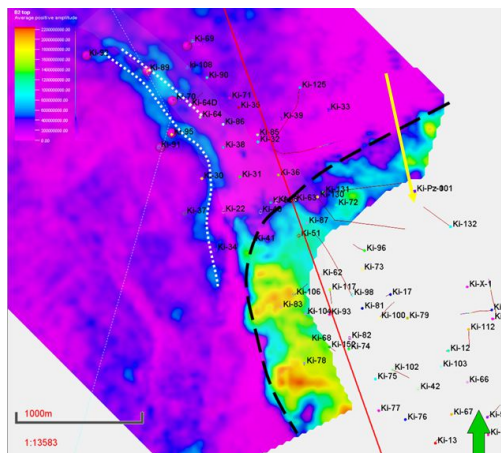


Figure 4.  
*Average positive amplitude surface attribute*

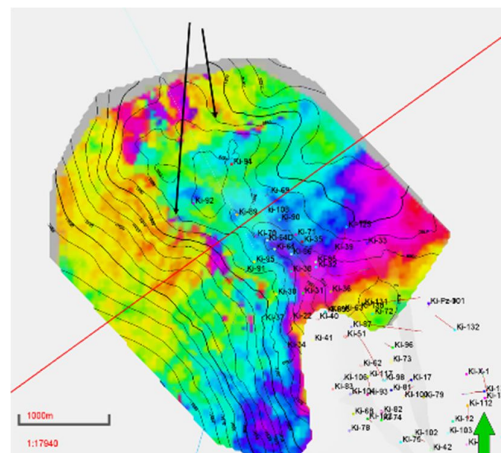


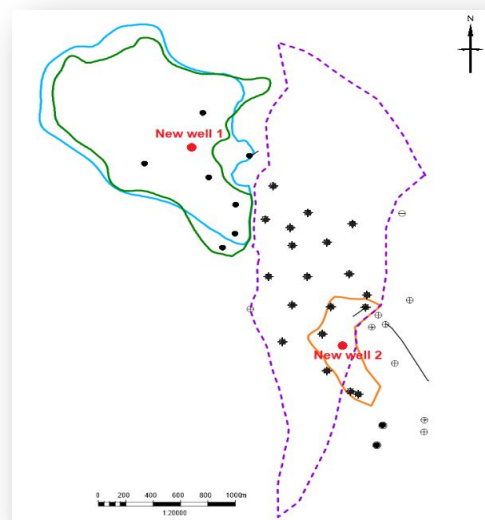
Figure 5.  
*Average instantaneous phase surface attribute*

### FURHER WORK

The new geological model of the field K indicated further directions in studying, development and the continued drilling. The future development involves a multidisciplinary approach to data processing, recognition of a defined conceptual model of sedimentation over a wider area and discovery of new objects.

Based on the geological model, perspective locations for new wells were selected (New well 1 and 2), as well as perforation intervals (figure 6).

*Figure 6. The contours of the four reservoirs in the field B and the proposed development wells*



### CONCLUSION

Comprehensive research is very important in hydrocarbon formations studying. An understanding of sedimentation conditions, geological and geophysical data are the key of oil and gas studies.

Complex access to all available information in the field K contributed to a detailed analysis and definition of discovered deposits. The applied geological and geophysical methods have contributed

to more efficient drilling of productive wells and the discovery of new oil and gas deposits. Modern approaches, high-speed and quality decisions resulting in increased resource base and reducing the efficiency of field development.

#### REFERENCES

- Grubić, A., Obradović, J., Vasić, N., 1996: Sedimentologija, Beograd*
- Kostić V. A., 2015: Ležišta i istraživanje nafte i gasa, Univerzitet u Beogradu, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd*
- L. Matenco and D. Radivojevic, 2012: On the formation and evolution of the Pannonian Basin: Constraints derived from the structure of the junction area between the Carpathians and Dinarides*
- Pigott, J.D. & Radivojevic, D. 2010: Seismic stratigraphy based chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat region of the Pannonian Basin, Cent. Europ. J. Geosci., 2 (4), 481–500.*
- Sheriff, Robert E., and Alistair R. Brown 1992, Reservoir Geophysics: Society of Exploration, Geophysicists, Tulsa, OK.*
- Tóth-Makk, A., 2007, Late Miocene sequence stratigraphy of the Pannonian Basin fill (Kiskunhalas–Melykut region, Hungary): How core, electric log and seismic data fit together, Geologica Carpathica, 54, 353–366.*
- Vazquez M.E., Beggs H.D., 1980: Correlations for Fluid Physical Property Prediction, SPE-6719-PA.*



*Региональные геолого-геофизические исследования тектонического строения коры в шельфовой зоне Восточной Арктики и перспективы ее нефтегазоносности.*

**Харитонов Андрей Леонидович, ИЗМИРАН**

**Некоторые данные об изученности шельфовых зон Восточной Арктики**

В настоящее время территория континентального шельфа Российской Федерации, на которой могут проводиться в настоящее время буровые и эксплуатационные работы по добыче нефти и газа, в соответствии с международными законами, пока ограничена двухсотмильной зоной от береговой линии России (рис. 1).

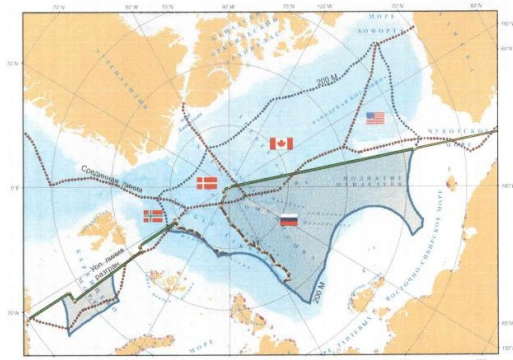


Рис 1. Схема условного раздела недр под акваторией глубоководной части Северного Ледовитого океана. Территория расширенного континентального шельфа Российской Федерации (РФ) в пределах 200-мильной зоны (синяя линия). Коричневой точечной линией обозначена условная линия разграничения между странами (РФ, США, Канада, Дания, Норвегия) территории Северного Ледовитого океана, для нефтегазодобычи. Серым цветом выделена глубоководная область Восточной Арктики, на которую РФ подала заявку в международные организации на присоединение к владениям Российской Федерации [Каминский, 2009].

Региональные геолого-геофизические исследования недр в российской акватории Северного Ледовитого океана, и в частности его шельфовой части, до недавнего времени проводилось в основном такими научными организациями «ВНИИОкеанология» [Каминский, 2009], «АНИИ», «ИЗМИРАН» - «ИФЗРАН» [Харитонов, 2007], ОАО «СЕВМОРГЕО» и другие, с помощью геофизической аппаратуры, установленной на дрейфующих полярных станциях «Северный полюс» и вдоль одиночных арктических геотраверсов ледокола «Арктика», а также с помощью полярной авиации вдоль некоторой сети профилей (рис. 2).

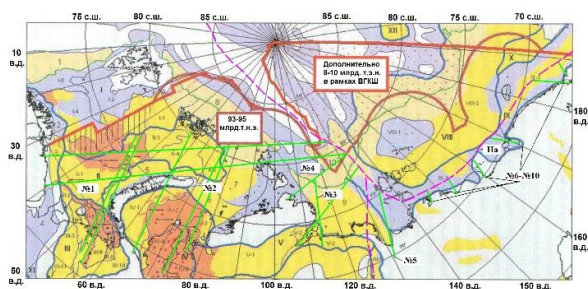


Рис 2. Схема проводимых геолого-геофизических исследований на акватории Северного Ледовитого океана в российском секторе Арктического региона: с помощью научных станций на дрейфующих льдах «Северный полюс - СП» – коричневыми кривыми; красными жирными линиями выделены геотраверсы ледокола «Арктика»; оранжевыми, зелеными, лиловыми линиями показаны маршруты аэромагнитных съемок в пределах Северного Ледовитого океана [Каминский, 2009].

### Используемые методы измерений и методы компьютерного анализа

К сожалению даже самые мощные и лучшие в мире отечественные ледокольные суда с атомным двигателем могут относительно свободно перемещаться в пределах Северного Ледовитого океана лишь в осенне-летний период и в благоприятные по погодным условиям годы. Поэтому, кроме наземных и морских геолого-геофизических данных, автор предлагает использовать данные космических аппаратов (магнитных, гравитационных, температурных съемок), которые могут осуществлять бесперебойные всесезонные длительные повторные измерения (в течение нескольких лет) всех ортогональных (H, D, Z) составляющих геомагнитного поля и альтиметрические (гравитационные) измерения (рис. 3), которые можно использовать для изучения тектонического [Харитонов, 2016] строения коры прибрежного шельфа этого очень перспективного Арктического нефтегазового бассейна.

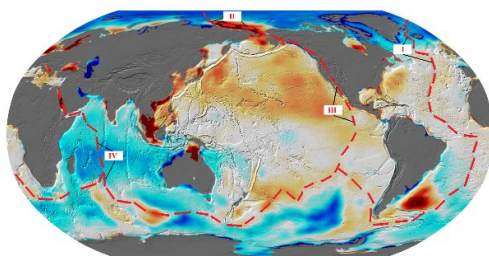


Рис 3. Альтиметрические (гравитационные) аномалии по данным космического аппарата «CHAMP», показывающие коричневым цветом зоны расположения активных в настоящее время рифтовых структур Земли, особенно активных в пределах шельфовой зоны Восточной Сибири (II а).

В настоящее время нами используются магнитные и гравитационные (альтиметрические) данные низкоорбитальных космических аппаратов работающих в настоящее время на орбите Земли КА «SWARM» (2010 – 2018 гг.) и других ранее работавших космических аппаратов «CHAMP», «MAGSAT», измеряющих значения ортогональных компонент вектора электромагнитного поля над всей поверхностью Арктического нефтегазового бассейна и, в

частности, над труднодоступной для других видов геофизических измерений в пределах акватории Северного Ледовитого океана.

Для математической обработки и геофизической интерпретации аэрокосмических данных была разработана система компьютерных программ, включающая различные современные спектральные, корреляционные [Ротанова, Харитонов и др., 1999] и другие методы анализа [Ротанова, Головков и др., 1999] измеренных цифровых данных, позволяющие исключать ошибки измерений и разделять измеренное поле на составляющие, связанные с различными физическими слоями геосфер Земли (рис. 4).

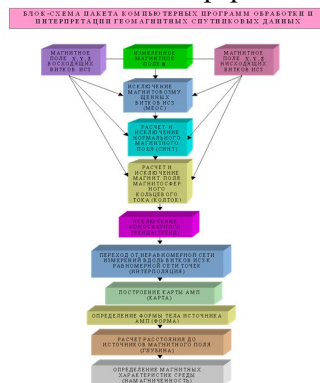


Рис. 4. Схема системы компьютерных программ, используемых для математической обработки и интерпретации измеренных на космических аппаратах магнитных данных [Харитонов, 2016].

### Результаты геолого-геофизического анализа данных

Статистические данные о расположении месторождений нефти и газа по всей поверхности Земли показывают, что значительная часть месторождений газообразных и жидких углеводородов (газ, газоконденсат, нефть) сосредоточена в окрестностях трансформных глубинных разломов, связанных с рифтовыми зонами (рис. 3). Поэтому автор этой статьи придает такое большое значение определению месторасположения Арктической рифтовой системы и ее трансформных разломов. По результатам анализа спутниковых интенсивных магнитных аномалий (магнитных линейментов) автор выделил глубинное продолжение Арктического срединно-океанического хребта Гаккеля (II), которое скрывает мощный осадочный чехол, образованный конусами выноса осадочных пород от устьев многочисленных сибирских рек (Лена, Яна, Чолдон, Хрома, Индигирка, Колыма, Раучуа, Паляваам и многих других). Крупные трансформные разломы Арктической рифтовой системы (Обский - № 2, Хатангский - № 3, Ленский - № 4, Колымский - № 5 и другие, выделенные на рисунке синим цветом по спутниковым аномалиям, также совпадают с простиранием русел крупных сибирских рек, впадающих в Северный Ледовитый океан) формируют направление простирания спутниковых интенсивных магнитных аномалий. По спутниковым магнитным данным, которые подтверждены наземными геолого-геофизическими данными прогнозируемой нефтегазоносности (рис. 5) можно показать, что одна ветвь Арктического океанического рифта (II а) продолжается от Новосибирских островов через пролив Санникова и далее почти вдоль береговой линии восточного побережья Российской Федерации, по Восточно-Сибирскому и Чукотскому морям, проходит немного южнее острова Врангеля до Берингова пролива, где она соединяется с Тихоокеанским срединно-океаническим хребтом. Скорее всего, Новосибирские острова и остров Врангеля также являются фрагментами приподнятой части Арктического срединно-

океанического хребта, погребенного под слоем осадочных пород и водной толщей в пределах шельфовых зон Северного Ледовитого океана.

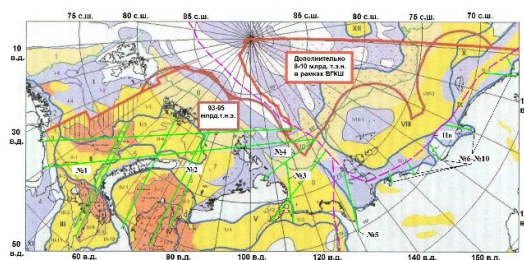


Рис. 5. Карта перспективных запасов углеводородов [Каминский, 2009]. Оранжевым цветом выделены высоко-перспективные зоны расположения месторождений углеводородов (I, II, III, IV), которые по нашим данным связаны с зонами повышенного тепломассопереноса углеводородов из недр по трансформным рифтовым разломам: № 0 – Норвежско-Североморский, № 1 - Карельский, № 2 – Обско-Ямальский. Желтым цветом выделены средне-перспективные зоны расположения месторождений углеводородов (V, VIII, X), которые по нашим данным связаны с зонами среднего и высокого (Колымская зона) тепломассопереноса углеводородов из недр по глубинным трансформным разломам (№ 3 - Хатангский, № 6 - № 12 - Ленский, Янский, Чолдонский, Хромский, Индигирский, Колымский и др.) Чукотско-Берингоморской ветви Арктической рифтовой системы.

### Заключение

По результатам проведенных региональных геолого-геофизических исследований коры в шельфовых зонах Северного Ледовитого океана, омывающего территорию Восточной Сибири выделены перспективные зоны для постановки детальных геолого-разведочных работ на поиски месторождений нефти и газа в пределах конусов выноса переслаиваемого осадочно-глинистого материала в устьях крупных Восточно-Сибирских рек, протекающих по зонам трансформных разломов Чукотско-Берингоморской ветви (II а) Арктического рифта.

### Список литературы

1. Каминский В.Д. Глубинное строение Центрального Арктического бассейна // Автореферат на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. С-Петербург. - 2009. - 47 с.
2. Харитонов А.Л., Хассан Г.С., Серкерев С.А., Фонарев Г.А., Харитонова Г.П. Использование комплекса спутниковых геофизических данных для изучения глубинных неоднородностей строения тектоносферы Земли в пределах Европейско-Африканского меридионального сектора // Исследование Земли из космоса. - 2007. - № 2. - С. 34 – 42.
3. Харитонов А.Л. Программное обеспечение для технологии спутникового мониторинга и прогнозирования аварийных ситуаций на объектах нефтегазового // Материалы 5-ой научно-практической конференции «Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение». МГУ им. М.В.Ломоносова. - 2016.
4. Ротанова Н.М., Харитонов А.Л., Ан Ченчанг. Спектральный анализ магнитного поля, измеренного на спутнике МАГСАТ // Геомагнетизм и аэрономия. - 1999. - Т. 39. - № 3. - С.

101-107.

5. *Ротанова Н.М., Головков В.П., Фрунзе А.Х., Харитонов А.Л.* Анализ спутниковых измерений с помощью разложения поля на естественные ортогональные составляющие // *Геомагнетизм и аэрономия.* - 1999. - Т.39. - №4. - С. 92-99.

**Regional geological and geophysical studies of the tectonic structure of the crust in the shelf zone of the Eastern Arctic and the prospects of its oil and gas potential.**

**Kharitonov Andrey Leonidovich, *IZMIRAN***

**Abstract**

Aerospace methods, together with ground geological and geophysical data, can make it possible to identify the most promising oil and gas regions in the shelf zone of the Eastern Arctic, its coastal zones with less financial and economic costs and plan a system for further detailed geological and geophysical work in this very promising region for oil and gas exploration. This paper presents some of the results of mathematical processing and geophysical interpretation of a set of different data in some areas of the Arctic region, which can allow for a better study of the deep structure of the Arctic oil and gas basin. The purpose of the work is the introduction of new high – performance geological and geophysical methods of satellite magnetic and gravity prospecting to determine the tectonic structure of the crust and the prospects of oil and gas potential of the shelf zones of the Eastern Arctic adjacent to the territory of the Russian Federation.

# Численное моделирование гидродинамических процессов термической конвекции под Черноморской плитой и анализ ее нефтегазовой перспективности

Гаврилов Сергей Владиленович, ИФЗ РАН

Харитонов Андрей Леонидович, ИЗМИРАН

## Введение

Согласно [Ниметулаева, 2006], взаимодействие литосферных плит в Крымско-Кавказском регионе приводит к процессу пододвигания Черноморской микроплиты под Крымский полуостров (под Скифскую плиту). Вследствие этого происходит образование сейсмофокальной плоскости, по которой в результате сейсмических толчков поднимается Крым. Скорости современных вертикальных движений – поднятия Горного Крыма и опускания прикрымской области Черноморской микроплиты – составляют соответственно  $V=4$  мм/год и  $V=10$  мм/год. Горный Крым – это складчато-надвиговая область в составе Альпийско-Гималайско-Индонезийского пояса. Скорость субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров остается неопределенной. Согласно [Гаврилов, 2014; Geyu, 2011] в мантийном клине возможны два типа мелкомасштабной термической конвекции, вызываемой диссипативным нагревом: 3D конвекция в виде струй, восходящих к вулканической цепи, и 2D конвекция в виде вихрей Карига, ориентированных поперек субдукции. В [Гаврилов, 2014] показано, что пространственное разделение этих двух типов термической конвекции возникает вследствие зависимости коэффициента эффективной вязкости мантии от температуры, причем вихри Карига, если они формируются, располагаются позади вулканической гряды. О скорости субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров нет определенных суждений, хотя сам факт субдукции очевиден и проявляется в регистрируемой сейсмичности. Параллельно южному берегу Крыма расположен глубоководный желоб. Не вполне ясно, играют ли существенную роль в формировании Горного Крыма вулканические процессы, или горные сооружения имеют надвиговую и/или складчатую природу. В [Ниметулаева, 2006] указывается на противоречивость суждений о вулканизме Крыма в литературе, хотя на рис.1 упомянутой статьи изображены извергающиеся вулканы в Горном Крыму. Логично предположить, что два максимума аномалии теплового потока, наблюдаемые в южной части полуострова [Ниметулаева, 2006], обязаны своим происхождением конвективному соответственно 3D и 2D подводу тепла из мантийного клина. Второй из этих максимумов, расположенный в тылу Горного Крыма и намного более выраженный, имеет двумерную структуру и, видимо, связан с 2D конвекцией в мантийном клине. Численное моделирование 2D конвекции, происходящей в форме вихрей Карига и предположительно выносящей тепло, может позволить высказать суждение о средней скорости субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров и о реологических параметрах мантии.

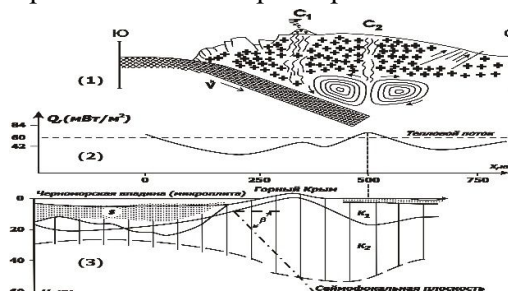




Рис.1. (1) – Схематическое поперечное сечение области субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров (Скифскую плиту).  $C_1$  и  $C_2$  – зоны восходящих конвективных 3D и 2D потоков в областях максимумов теплового потока; вихревые линии тока – возможные вихри Карига, соответствующие 2D конвекции в мантийном клине. (2) – распределение теплового потока в южной части Крыма. (3) – расположение Черноморской микроплиты, субдуцирующей под Крымский полуостров, и сейсмофокальной плоскости под Горным Крымом. По [Ниметулаева, 2006].

Показано, что расстояние между глубоководным желобом и имеющимся позади горной гряды максимумом аномалии теплового потока соответствуют средней скорости субдукции  $V=45$  мм в год при наблюдаемом угле субдукции  $15^\circ$ . Численные модели конвекции, учитывающие зависимость вязкости от температуры, давления и напряжений, наилучшим образом согласуются с наблюдениями в случае неньютоновской реологии мантии при концентрации кристаллизационной воды в мантии  $\sim 3 \times 10^{-1}$  весовых %.

### Результаты исследований

Предполагая, что второй, более удаленный от желоба, максимум теплового потока  $Q$  возникает над конвективным течением, восходящим к области  $C_2$  на рис.1, и размер конвективной ячейки равен расстоянию между минимумами  $Q$ , расположенными по обе стороны максимума  $Q$  (т.е. минимумы  $Q$  расположены над нисходящими конвективными течениями), можно оценить размер конвективной ячейки  $L=250$  км. Для первоначальной оценки средней скорости субдукции Черноморской микроплиты рассмотрим зависимость от горизонтальной координаты  $x$  инкремента  $\gamma \cdot (x)$  конвективной неустойчивости в виде валов, ориентированных поперек субдукции для модели мантии с постоянной вязкостью, зависимость которой от температуры и давления учитывается усредненным образом, а именно, множитель, описывающий зависимость вязкости от температуры и давления, считается равным его среднему значению. Зависимости  $\gamma \cdot (x)$ , вычисленные по аналитическим формулам в [Гаврилов, 2014], приведены на рис.2 для угла субдукции  $\beta \approx 15^\circ$ , размере конвективной ячейки 250 км и различных скоростей субдукции  $V$ , указанных на рисунке в мм в год,

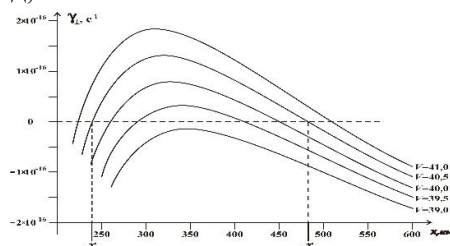


Рис.2. Распределение  $\gamma \cdot (x)$  инкрементов конвективной неустойчивости как функции горизонтального расстояния  $x$  при различных скоростях субдукции  $V$ , указанных в мм в год. В зоне  $(x_1, x_2)$  с  $\gamma \cdot (x) > 0$  протяженностью 250 км при  $V=40.5$  мм/год возбуждается конвекция, обеспечивающая аномальный 2D тепловой поток.

Следует подчеркнуть, что  $\gamma \cdot (x)$  не зависит от вязкости, так как движущей силой конвекции служит диссипативное тепловыделение, пропорциональное вязкости, но, с другой стороны, чем больше вязкость, тем труднее возбудить конвекцию. Из рис. 2 видно, что размер конвективной зоны с  $\gamma \cdot (x) > 0$  достигает  $x_2 - x_1 \approx 250$  км (т.е. единственная конвективная ячейка размером 250 км действительно возбуждается), при скорости  $V=40.5$  мм в год, что и может служить первоначальной оценкой скорости субдукции.



Для построения согласованной более точной модели мелкомасштабной термической конвекции в мантийном клине между настиляющей Скифской плитой и субдуцирующей Черноморской микроплитой, ради повышения точности вычислений вначале необходимо положить в (1)–(2)  $Ra=0$ ,  $Di=0$ , т.е. рассчитать модель погружающейся влиты, мантийного клина и настиляющей плиты без учета вязкой диссипации и конвекции. Это связано с тем, что при  $Ra$  и  $Di$  (4) конвекция в модели проходит стадии с большими скоростями, и для обеспечения устойчивости расчета квази-стационарного состояния требуются крайне малые шаги по времени. При этом трудно рассчитать термическое состояние погружающейся плиты, настиляющей плиты и индуцированного возвратного потока. Полагая вначале в (1)–(2)  $Ra=0$ ,  $Di=0$ , т.е. учитывая только теплопроводность и адвекцию тепла, и интегрируя (1)–(2) по пространственным координатам методом конечных элементов на сетке  $104 \times 104$  и по временной координате методом Рунге-Кутты 3-го порядка при  $V=45$  мм в год, получим квазистационарные безразмерные  $\Psi$  и  $T=T_R$ , где линии тока на рисунке показаны с интервалом 0.25, а изотермы – с интервалом 0.05. Результаты расчета для неньютоновской реологии (формулы (7) – (9) для вязкости), приведены для  $C_w=10^{-3}$  весовых %% и для  $C_w=3 \times 10^{-1}$  весовых %%. Скорость  $V=45$  мм в год выбрана как наиболее соответствующая наблюдаемому распределению теплового потока. Плита, субдуцирующая с заданной скоростью  $V$ , показанная равноотстоящими диагональными линиями тока, считается жесткой, а коэффициент вязкости в зоне трения литосферных плит при температурах ниже 1200 K понижается по сравнению с (5) на два порядка величины. Последним учтен эффект смазки за счет субдуцирующих осадков, которые частично затягиваются погружающейся плитой и препятствуют прилипанию к ней настиляющей литосферы [Gerya, 2011]. Можно видеть, что возвратный поток, индуцируется в виде единого вихря при  $C_w=10^{-3}$  весовых %%, и в виде 2 расположенных один над другим вихрей при  $C_w=3 \times 10^{-1}$  весовых %%, причем эти вихри сильно сжаты в вертикальном направлении, и верхний (с  $\Psi > 0$ ) вращается по часовой стрелке, а нижний (с  $\Psi < 0$ ) – против часовой стрелки. Микро-вихри размером  $10^2$  км, формирующиеся между встречными потоками внутри верхнего вынужденного течения, очевидно, обязаны своим происхождением неустойчивости типа тангенциального разрыва (неустойчивости Кельвина-Гельмгольца).

Видно, что в случае неньютоновской реологии при  $C_w=10^{-3}$  весовых %% конвекция не возбуждается, а при  $C_w=3 \times 10^{-1}$  весовых %% вынужденный мантийный поток над субдуцирующей плитой за безразмерное время  $0.6 \times 10^{-6}$  (в размерном виде  $10^5$  лет) разрушается на стадии развитой конвекции. Видно, что вихревые линии тока, показанные с интервалом  $4 \times 10^4$ , действительно соответствуют одной конвективной ячейке, возбуждающейся при скорости субдукции  $V=45$  мм/год. Размер конвективной ячейки порядка 300 км, т.е. близок к наблюдаемому расстоянию между минимумами теплового потока под зоной  $C_2$  на рис. 1, хотя конвективные вихри располагаются приблизительно в 2 раза дальше от глубоководного желоба, чем наблюдается в действительности. Последнее может быть связано с тем, что область мантийного клина, в которой происходит движение материала мантии, в действительности не имеет строго клиновидной формы. Густота линий тока соответствует скорости конвективных движений более  $10 \text{ м} \times \text{год}^{-1}$ .

Таким образом, расчет для неньютоновской реологии с вязкостью (7)–(9) показывает, что при снижении вязкости на три порядка по сравнению с (7) – (9), т.е. при  $C_w=3 \times 10^{-1}$  весовых %%, в мантийном клине развивается конвекция в виде двух микровихрей, могущая

обеспечить аномальный 2D тепловой поток. Отметим, что образование в мантийном клине конвективных валов, ориентированных поперек субдукции, как на рис.3, характерно для малых углов субдукции, и уже при  $\beta=30^\circ$  поперечные валы не возникают [Gavrilov, Kharitonov, 2016; Gerya, 2011].

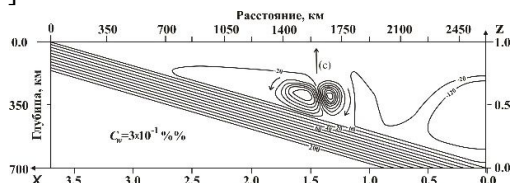


Рис.3. Квазистационарные распределения безразмерной функции тока в мантийном клине с учетом эффектов диссипативного нагрева и конвективной неустойчивости для неньютоновской реологии и концентрации воды  $C_w=3 \times 10^{-1}$  весовых %%. Восходящий конвективный поток показанный стрелкой (с), может выносить мантийные углеводороды к области  $C_2$  на рис.1 на дневной поверхности Крыма.

При рассмотренном угле субдукции  $\beta=15^\circ$  конвекция не возникает при скорости  $V < 4 \text{ см} \times 20 \text{ д}^{-1}$ . Очевидно, наличие двумерной конвекции в узком мантийном клине связано с ббльшими, чем в широком клине, вязкими напряжениями и, следовательно, с ббльшим диссипативным нагревом. Для неньютоновской реологии мантии конвекция при  $V=45 \text{ мм} \times 20 \text{ д}^{-1}$  возникает при концентрации воды  $C_w=3 \times 10^{-1}$  весовых %%. Следует отметить, что в многочисленных исследованиях термомеханического состояния мантии в зонах субдукции [Gerya, 2011] и обширную библиографию в этих статьях) не получалось конвекции в виде валов, поперечных к направлению субдукции, так как модели с крайне малыми углами (и достаточно большой скоростью) субдукции не рассматривались.

#### Литература

1. *Гаврилов С.В., Харитонов А.Л.* Оценка скорости субдукции Русской платформы под Сибирскую в палеозое по распределению зон выноса мантийных углеводородов в Западной Сибири // Геофизические исследования. 2015. Т.16. №4. С. 36-40.
2. *Ниметулаева Г.Ш.* Особенности воздействия природных факторов и их влияние на формирование оползневых процессов Крыма // Культура народов Причерноморья.. 2006. № 83. С. 110-113.
3. *Gavrilov S.V., Kharitonov A.L.* Subduction velocity of the Russian plate under the Siberian one at Paleozoic: a constraint based on the mantle wedge convection model and the oil- and gas-bearing zones distribution in Western Siberia // Modern Science. 2016. No.:16. pp. 155-160.
4. *Gerya T.V.* Future directions in subduction modeling // J. of Geodynamics. 2011. V.52. pp.344-378.

**Numerical simulation of hydrodynamic processes of thermal convection under the Black Sea plate and analysis of its oil and gas prospects**

**Gavrilov Sergei Vladilenovich, *IFZ RAN***

**Kharitonov Andrey Leonidovich, *IZMIRAN***

**Abstract**

The aim of the paper is implementation of new highly effective methods for numerical modeling of the geodynamic processes of small-scale thermal 2D finite-amplitude convection in the mantle wedge at very small subduction angle and associated with these processes prospects of oil and gas potential of the Black Sea region. In the result we can conclude that the alternation of relief depressions and uplifts (and oil- and gas-bearing zones associated with the latter ones) parallel to the south-western border of Black Sea plate do probably indicate the earth's surface relief anomalies to have been aroused as a result of tectonic processes owing to 2D convection in the mantle wedge.

# АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ (устные доклады)

## *Гравиметрические и магнитометрические данные как источник дополнительной информации о геологическом строении арктического шельфа.*

Черников К.С.\*, Горбачев С.В., Голованов Д.Ю., Клецина Л.Н., Мазекина А.В. (ООО «РН-Шельф-Арктика»)

### **Введение**

В 2010 г. была подготовлена геофизическая основа масштаба 1:2500000 на всю область Арктических морей Российской Федерации и прилегающей суши, включающая сводные цифровые модели аномальных гравитационного и магнитного полей по имеющимся на тот момент спутниковым, воздушным, морским и наземным съемкам. В рамках геолого-геофизических исследований, направленных на поиск и разведку месторождений углеводородов, выполняются работы по уточнению моделей гравитационного и магнитного полей как в региональном плане, так и в пределах лицензионных участков.

Для успешного решения геологических задач и получения кондиционной геофизической информации, которая сможет дополнить представления о геологическом строении изучаемой площади и соответственно о перспективах её нефтегазоносности, необходимы: правильное планирование и проектирование гравиразведочных и магниторазведочных работ, технический контроль качества исходных данных, результатов обработки и интерпретации, а также тесное взаимодействие с геологом проекта.

В работе кратко рассматриваются все этапы гравиразведочных и магниторазведочных работ, начиная с планирования и заканчивая интерпретацией, на примере участков арктического шельфа. Приводятся примеры комплексной интерпретации морских геофизических данных: сейсмических, гравиметрических и магнитометрических. Обосновывается эффективность выполнения гравиметрических и магнитометрических исследований совместно с сейсморазведкой, особенно в условиях сложного геологического строения изучаемой площади. Демонстрируются возможности интерпретации высокоточных гравиметрических и магнитометрических данных и их вклад в создание детальной геологической модели района работ.

### **Планирование и проектирование гравиразведочных и магниторазведочных работ**

На этапе планирования геолого-геофизических работ в пределах лицензионного участка не редко возникает вопрос: а зачем нам здесь гравиразведка или магниторазведка? Разобраться в этом помогает эффективное планирование и проектирование гравиразведочных и магниторазведочных работ, которые включают в себя следующие этапы:

- постановка задачи главным геологом проекта;
- сбор геолого-геофизических данных по району работ;
- анализ собранной информации (а будут ли аномалии?), по результатам которого принимается предварительное решение о необходимости выполнения гравиразведки и магниторазведки;
- моделирование гравитационного и магнитного эффектов от объектов поиска, в результате которого определяется возможность решения поставленных геологических задач;
- проектирование работ: определение параметров системы наблюдений, методики и технологии работ, сроков работ, стоимости работ, анализ рынка подрядчиков.

Например, при планировании гравиразведочных и магниторазведочных работ в Хатангском заливе, анализ имеющейся геолого-геофизической информации и моделирование гравитационных эффектов (Блох Ю.И., 1998) от объектов поиска

продемонстрировали возможность решения задачи: картирование структурных элементов осадочного чехла для проектирования детальной сейсморазведки, с помощью аэрогравиразведочных и аэромагниторазведочных работ.

### Полевые работы и обработка данных

Выяснив, что поставленные геологические задачи могут быть решены с помощью гравиразведки и магниторазведки с определенными методическими и технологическими параметрами и стоимостью работ, принимается решение о включении этих методов в программу геолого-разведочных работ, и начинается подготовка к полевому этапу.

Для получения качественных материалов на всех этапах выполнения полевых гравиразведочных и магниторазведочных работ и обработки данных выполняется технический контроль качества оборудования и получаемой информации. Своевременно не выявленные помехи в записях гравиметров и магнитометров могут привести к серьезным проблемам на этапе камеральной обработки данных, а пропущенные при обработке помехи – к ложным аномалиям, которые впоследствии будут интерпретироваться.

Например, своевременно не выявленные сбои в данных магнитометров, связанные, предположительно, с зацепом за льдины, привели к неправильному вычислению вариаций магнитного поля Земли (Рис.1) по дифференциальной методике (Городницкий А.М. и др., 2004), которое только частично удалось исправить на этапе камеральной обработки.

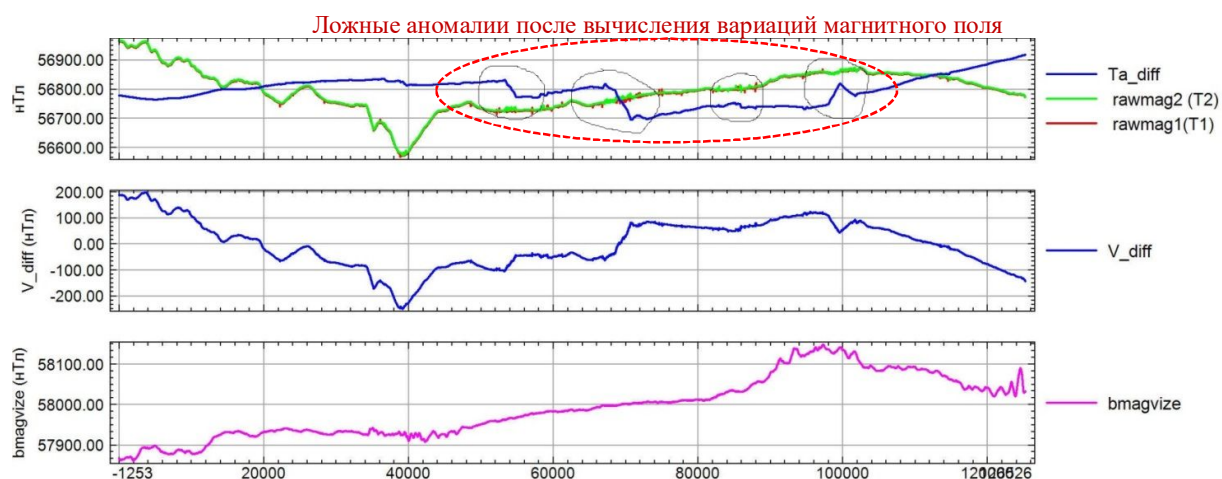


Рисунок 1. Неправильное вычисление вариаций магнитного поля Земли из-за сбоев в данных магнитометров, связанных, предположительно, с зацепом за льдины

(T1, T2 – магнитное поле, измеренное ближним и дальним магнитометром; Ta\_diff – магнитное поле после учета вариаций по дифференциальной методике; V\_diff – вариации, вычисленные по дифференциальной методике; bmagvize – вариации с МВС на о. Визе).

### Интерпретация данных гравиразведки и магниторазведки в комплексе с данными сейсморазведки

Убедившись, что получены качественные материалы, они принимаются и передаются в интерпретацию. В процессе интерпретации гравиразведочных и магниторазведочных данных необходимо тесное взаимодействие с геологом проекта для выбора наиболее вероятных плотностной и магнитной моделей изучаемого участка, соответствующих актуальным представлениям о геологическом строении района работ.

Результаты интерпретации гравиметрических и магнитометрических данных в комплексе с данными сейсморазведки в пределах арктических лицензионных участков Компании позволили решить такие задачи как:

- прогноз морфологии поверхности и петрофизических свойств фундамента;
- прогноз разрывной тектоники фундамента и осадочного чехла;
- поиск антиклинальных структур осадочного чехла в районах с редкой сетью сейсмических профилей;
- изучение формы и физических свойств аномальных объектов в осадочном чехле;
- изучение соляно-купольной тектоники;
- изучение сложно-дислоцированных осадочных толщ, надвиговой тектоники;
- уточнение глубинно-скоростной модели;
- изучение верхней части разреза, выявление объектов, представляющих опасность для постановки буровой платформы и бурения.

Наиболее яркие результаты интерпретации гравиметрических и магнитометрических данных в комплексе с данными сейсморазведки были получены при изучении геологического строения участков в Баренцевом и Печорском морях, а также в Хатангском заливе моря Лаптевых.

При интерпретации гравиметрических и магнитометрических данных в пределах участка, расположенного в Хатангской седловине, удалось спрогнозировать морфологию поверхности и петрофизические свойства фундамента (Бабаянц П.С. и др., 2003), закартировать антиклинальные структуры осадочного чехла, на которых впоследствии проектировались сейсмические работы, а также элементы соляно-купольной тектоники (Рис. 2).

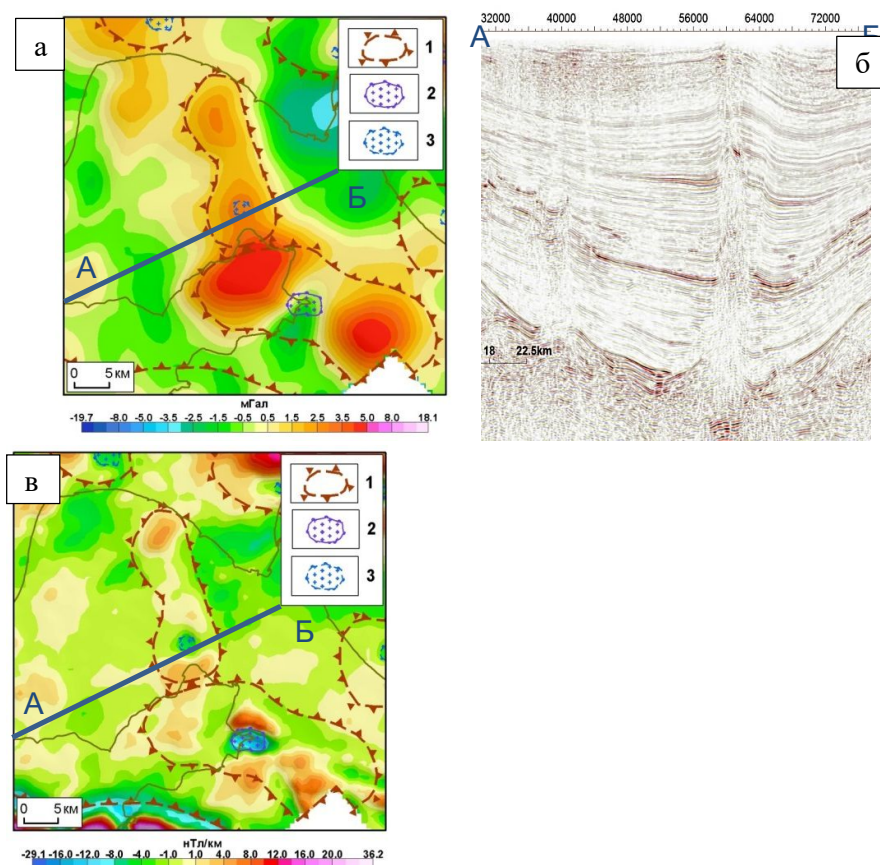


Рисунок 2. Картирование антиклинальных структур и соляных диапиров в осадочном чехле по данным гравиразведки и магниторазведки в Хатангской седловине.

а) локальная составляющая гравитационного поля, б) вертикальный градиент магнитного поля, в) сейсмический разрез по профилю, спроектированному после интерпретации данных гравиразведки и магниторазведки: 1 – антиклинальные поднятия, 2-3 – соляные диапиры: 2 – установленные, 3 – предполагаемые

На участке в западной части Баренцева моря, в пределах Адмиралтейского вала интерпретация гравиметрических и магнитометрических данных по сети сейсмических профилей 3D помогла определить инверсионную структуру фундамента, выявить плотностные неоднородности и сложную сеть разрывных нарушений осадочного чехла и

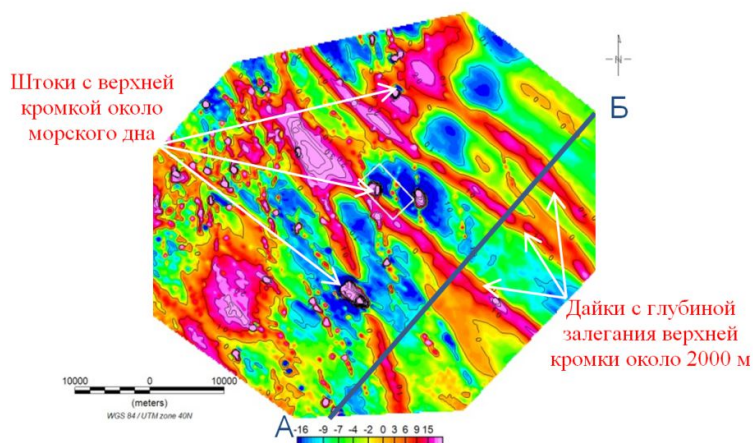


Рисунок 3. Система даек и штоков, выявленная магниторазведкой в пределах Адмиралтейского вала

сопряженных с ними интрузивных магматических тел (даек), поднимающихся практически к морскому дну (Рис. 3). Дайки аналогичного простирания ранее были выявлены на о.Хейса (Шипилов Э.В. и др., 2008) и в соседней Приновоземельской структурной области (МАГЭ, 2013).

При интерпретации сейсмических данных 2D в Печорском море гравитационное и магнитное поля, их трансформанты и результаты предварительной интерпретации являлись для интерпретаторов «путевой картой» для изучения сложного строения Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны (Рис. 4). Последующая интерпретация гравиметрических и магнитометрических данных совместно с сейсмическими данными 2D и 3D позволила проследить два магнитных слоя в осадочном чехле и выявить плотностные неоднородности в пределах перспективной структуры.



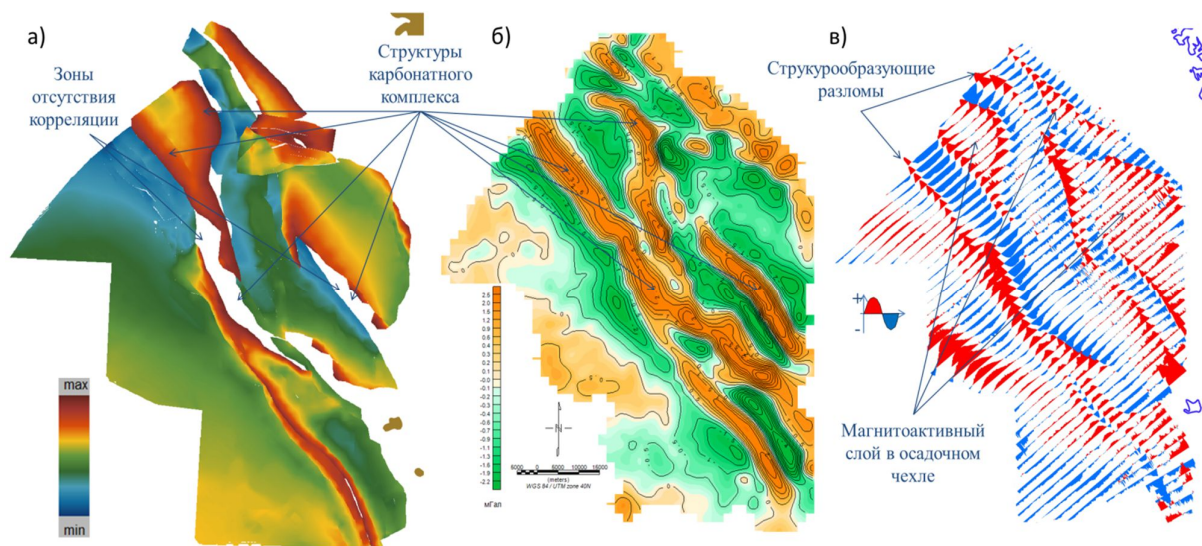


Рисунок 4. Изучение сложно-дислоцированной Ващуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны.

а) поверхность отражающего горизонта III<sub>3-2</sub>, б) локальная составляющая гравитационного поля, в) карта графиков локальных аномалий магнитного поля

#### Выводы и рекомендации

✓ Для получения кондиционной дополнительной информации о геологическом строении участка работ необходимы: правильное планирование и проектирование работ, технический контроль качества исходных данных, результатов обработки и интерпретации, а также тесное взаимодействие с геологом проекта.

✓ Гравиразведка и магниторазведка в комплексе с сейсморазведкой могут решать достаточно широкий спектр геологических задач.

✓ Результаты опережающих аэрогравиразвочных и аэромагниторазвочных работ в районах с редкой сетью сейсмических профилей доказывают эффективность этих геофизических методов как в геологическом, так и в экономическом планах.

✓ Как показывает накопленный опыт, выполнение гравиразвочных и магниторазвочных работ на лицензионных участках Компании на всех стадиях работ, от региональной до детальной, позволяет, в большей или меньшей степени, получать дополнительную информацию о геологическом строении изучаемой площади, помогая сейсморазведчикам интерпретировать волновые поля и строить более обоснованные геологические модели.

✓ Как показал анализ стоимости геофизических работ, включение гравиразвочки и магниторазвочки в комплекс с сейсморазведкой увеличивает стоимость работ в среднем на 4%.

✓ Для получения максимальной эффективности от комплекса геофизических данных рекомендуется комплексная интерпретация гравиметрических, магнитометрических и сейсмических данных. А для минимизации ошибок определения скоростей, подключать гравиметрические данные на этапе построения глубинно-скоростной модели.

#### Список литературы

1. Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Трусов А.А. Изучение строения кристаллического основания платформенных областей по данным магниторазведки и гравиразведки // Геофизика. 2003. № 6. с. 55-58.
2. Блох Ю.И. Количественная интерпретация гравитационных и магнитных аномалий. М: Издательство МГГА. 1998. 88 с.
3. Городницкий А.М., Филин А.М., Малютин Ю.Д. Морская магнитная градиентная съемка. – М.: Наука, 2004, 140 с.
4. Шипилов Э.В. (ММБИ КНЦ РАН), Карякин Ю.В. (ГИН РАН) Юрско-меловой базальтоидный магматизм Баренцево-Карской континентальной окраины: геологические и геофизические свидетельства и геодинамические обстановки проявления – 2008, (Материалы ХLI Тектонич. совещ.; Т. 1). , С. 153-170. 2008.

## **Gravity and magnetic data as a source of additional information on the geological structure of the Arctic shelf**

**Chernikov K.S., Gorbachev S.V., Golovanov D.Yu, Kleschina L.N., Mazekina A.V. (RN-Shelf-Arctic LLC)**

### **Abstract**

In 2010, a geophysical basis of a 1: 2500000 scale was prepared for the entire region of the Arctic seas of the Russian Federation and adjacent land, including summary digital models of gravity and magnetic anomalies using satellite, air, sea and land surveys at that time. Within the framework of geological and geophysical studies direct at the search and exploration of oil and gas fields, work is underway to refine the models of the gravity and magnetic fields, both regionally and within license areas.

To successfully solve geological problems and obtain geophysical information that can addition ideas about the geological structure of the studied area and, accordingly, about the prospects for its oil and gas potential, it is necessary: proper planning of gravity and magnetic surveys, technical quality control of source data, results of processing and interpretation, and also close interaction with the project geologist.

The paper briefly reviews stages of gravity and magnetic exploration, from planning to interpretation, on the example of areas of the Arctic shelf. For more information about geological structure of the work area, it is necessary: correct planning of works, technical quality control of the source data, results of processing and interpretation. At the planning stage of work, it is necessary to answer the question: why do we need gravity and magnetic surveys here? The interference in the records of gravimeters and magnetometers that were not identified at the stage of field work can lead to serious problems at the stage of data processing, and the missed during processing interference – to false anomalies, which will subsequently be interpreted as geological information. The examples of the integrated interpretation of marine geophysical data demonstrate the effectiveness of performing gravity and magnetic surveys in common with seismic surveys, especially in the compound geological structure of the studied area.

*Влияние складчато-надвиговых дислокаций на процессы нефтегазогенерации в Предуральском краевом прогибе (Тимано-Печорский НГБ)*

**Карасев Павел Сергеевич<sup>1</sup>**, к.г.-м.н., **Надежкин Дмитрий Владимирович<sup>1</sup>**, к.г.-м.н., **Попова Татьяна Владимировна<sup>1</sup>**, **Скачек Дмитрий Константинович<sup>1</sup>**, **Колосков Василий Николаевич<sup>1</sup>**, к.г.-м.н., **Фатеев Валентин Сергеевич<sup>2</sup>**.

*1-ООО “ЛУКОЙЛ-Инжиниринг”, 2-ООО “ЛУКОЙЛ-Коми”*

Целью настоящей работы являлась оценка влияния раннекиммерийского тектогенеза на процессы нефтегазогенерации (НГГ) по результатам 2D бассейнового моделирования в пределах северного сегмента Предуральского прогиба (Коротаихинской, Косью-Роговской и Верхнепечорской впадин).

*Прогноз распространения элементов углеводородной системы.* По результатам изучения НГМТ, литологии и ФЕС коллекторов и покрышек на площади работ были выделены основные элементы углеводородной системы. Положение осадочных бассейнов и комплексирование результатов сиквенс-анализа и элементов углеводородных систем приведено на рисунке.1.

*Результаты моделирования по каждому бассейну. Коротаихинская впадина.* Благодаря восстановлению тектонической истории удалось установить более сложный характер распределения зон генерации, учитывающий тектонические процессы в пределах *Коротаихинской впадины*. Модель с учетом тектонических процессов отражает правильную и откалиброванную картину распределения зон генерации. Современное положение катагенетических зон контролируется тектоникой, что подтверждает наличие зрелой стадии нефтегазообразования до формирования современного структурного облика. Наибольшей степенью заполнения характеризуются антиклинальные ловушки припайхойской (Васьягинско-Сабриягинской) зоны, объем УВ зависит от генерационного потенциала НГМТ и проницаемости нарушений на путях миграции УВ из центральной части впадины. В западной части тангенциальное сжатие привело к формированию разломов, что негативно сказалось на сохранности доюрских аккумуляций (Рис.2).

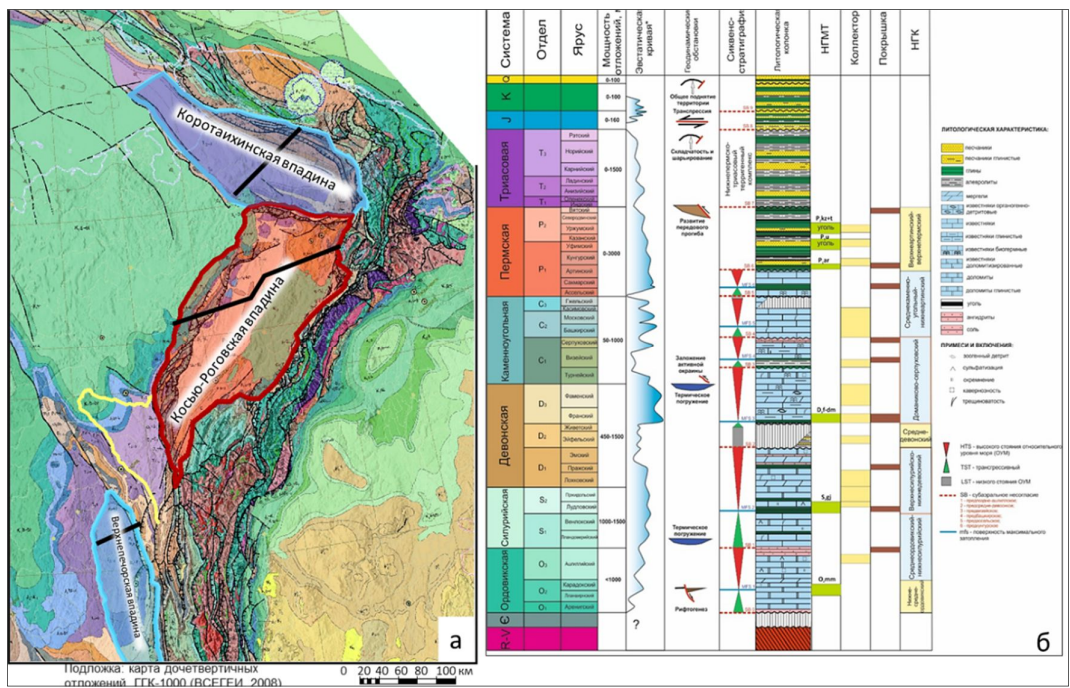


Рисунок 5. а) положение Кортаихинской, Косью-Роговской и Верхне-Печорской впадин в северном сегменте Предуральяского прогиба и расположение профилей 2D бассейнового моделирования; б) комплексная тектоностратиграфическая схема северного сегмента Предуральяского краевого прогиба.

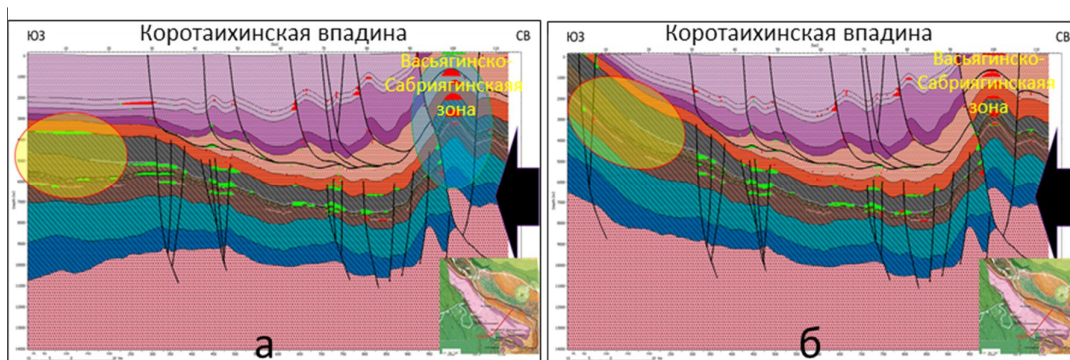


Рисунок 2. а) влияние раннекиммерийского тектогенеза на перераспределение аккумуляций УВ в Кортаихинской впадине (по результатам 2D моделирования); б) перераспределение аккумуляций УВ в зрелую фазу тангенциального сжатия, новой стадии структурообразования и изменения регионального уклона территории. Положение профиля на Рис. 1а.

В пределах *Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева* моделирование влияния складчатости и надвигообразования на катагенетическую зональность показало, что изначальная катагенетическая зональность была нарушена в раннеюрское время, когда произошло формирование безкорневого бивергентного орогена гряды Чернышева [1,5,6,7]. Распределение окон генерации хорошо коррелируется с наличием угольных месторождений в восточной приуральской части впадины, и наличием газообразных и жидких УВ в центральной и западной части и в пределах гряды Чернышева [2,3].



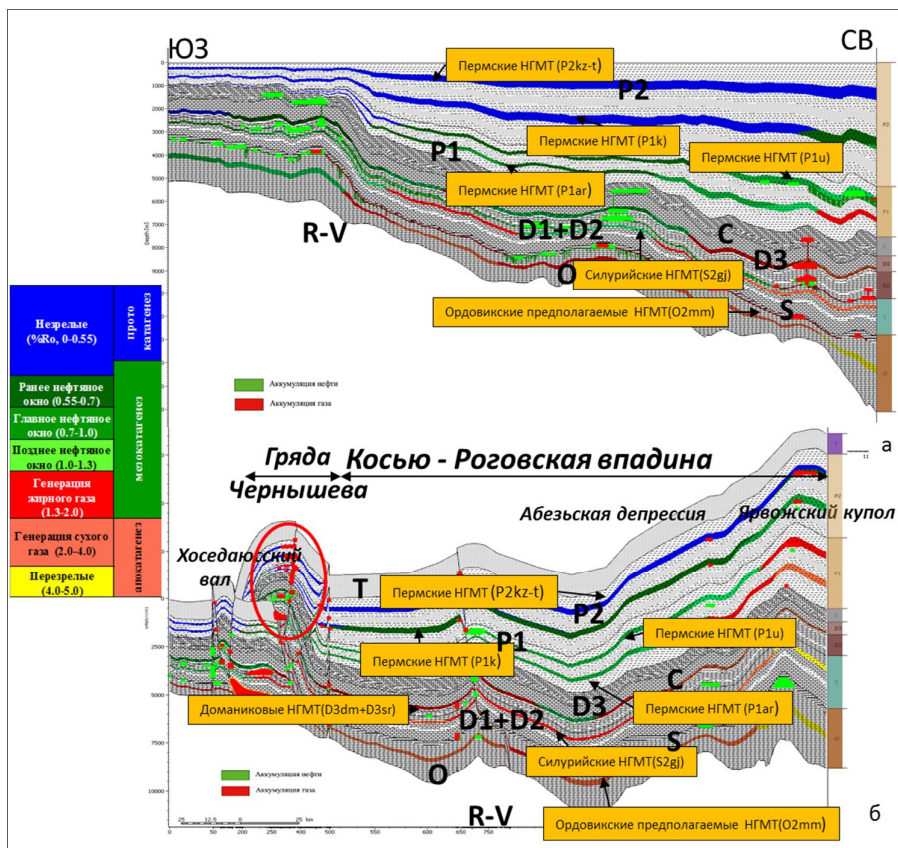


Рисунок 3. Моделирование зон НГГ в условиях формирования складчато-надвигового комплекса гряды Чернышева (раннекиммерийская складчатость). Реконструкции на Т, J1 (а,б). Наиболее крупные залежи УВ накапливаются в каменноугольных и нижнепермских резервуарах аллохтона гряды Чернышева, затем разрушаются эрозией. Положение профиля на Рис. 1а.

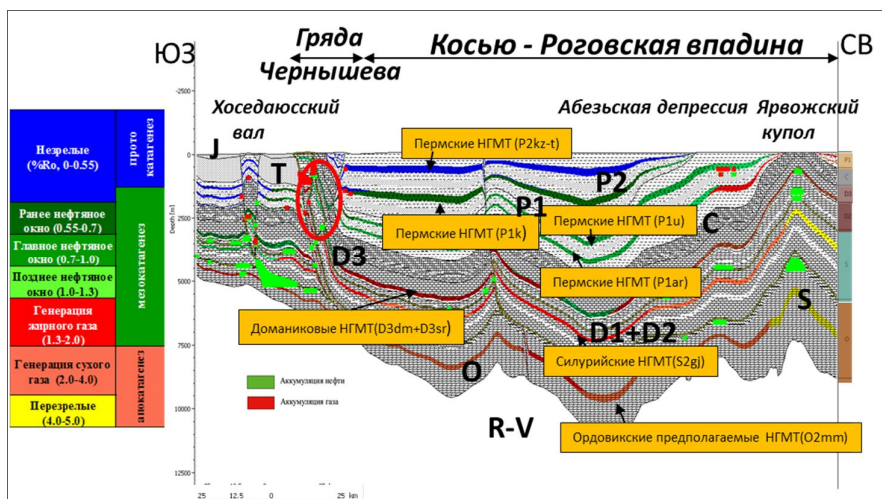


Рисунок 4. Современное состояние. Потенциально сохранившиеся мелкие тектонически-экранированные ловушки и залежи УВ связаны с системой ретронадвигов аллохтона в пределах гряды Чернышева и в автохтоне поднадвиговой части Косью-Роговской впадины.

Моделирование эволюции зон НГГ и аккумуляции УВ, с учетом положения в разрезе основных НГМТ и их свойств показало, что сформированные в результате раннекиммерийской фазы складчатости тектонически-экранированные ловушки и крупные залежи в каменноугольных и нижнепермских резервуарах аллохтона гряды Чернышева в

дальнейшем разрушаются эрозией. (Рис.4). Наиболее перспективны объекты, расположенные в автохтонной части разреза Косью-Роговской впадины, перекрытой надвигами гряды Чернышева. Потенциал аккумуляций в аллохтонных блоках является остаточным и менее значительным.

Моделирование в Верхне-Печорской впадине показало, что процессе раннекиммерийской фазы складчатости разрушались допозднетриасовые залежи УВ в восточной части впадины (Рис.5).

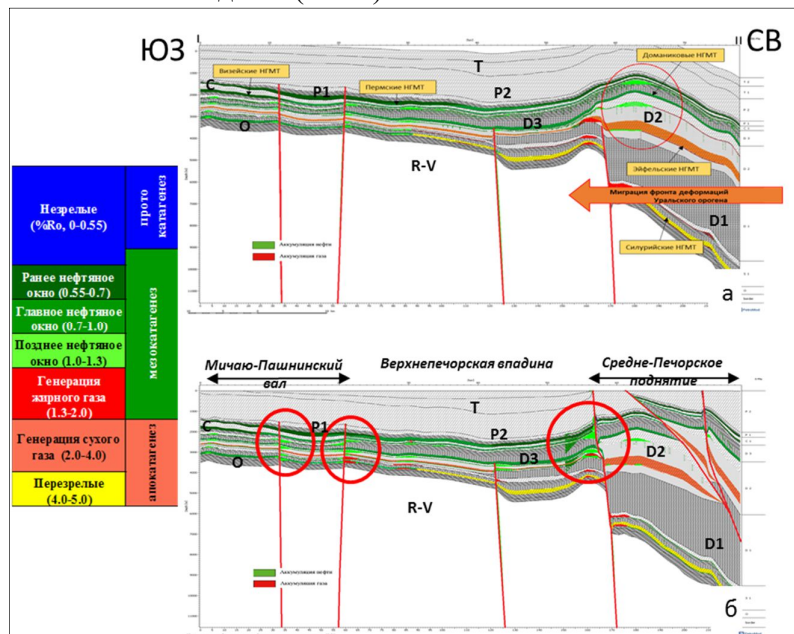


Рисунок 5. Моделирование влияния складчатости на зоны НГН Верхне-Печорской впадины.

Положение профиля приведено на рис.1а. По мере продвижения деформаций в пределы впадины в основной этап структурообразования, происходит формирование систем надвигов и складок, разрушение доюрских залежей УВ в восточной части впадины.

Во время последнего этапа структурной перестройки, расположенные на площади нарушения развивались в условиях тангенциального сжатия, что способствовало экранированию и перераспределению УВ из разрушаемых структурных ловушек в формирующихся приразломных тектонически-экранированных ловушках Мичаю-Пашнинского вала и зоны сочленения со Средне-Печорским поднятием.

#### Выводы

В пределах *Кортаихинской впадины* современные залежи, локализующиеся в пределах Васьягинско-Сабриягинской складчато-надвиговой зоны, сформированы за счет разрушения древних залежей УВ при условии наличия миграции УВ вдоль тектонических нарушений.

В пределах *Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева* складчато-надвиговые деформации отрицательно сказались на сохранности залежей в пределах аллохтонных блоков гряды Чернышева, однако создали предпосылки для существования тектонически-экранированных объектов в зоне автохтона. В пределах зоны сочленения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева (автохтон) скопления УВ возможны только при экранирующих свойствах разломов.

В пределах *Верхне-Печорской впадины* в процессе раннекиммерийской фазы складчатости произошло расформирование ряда существовавших допозднетриасовых залежей УВ. К моменту последнего этапа структурной перестройки, расположенные на

площади разломы находились в условиях тангенциального сжатия и служили флюидными экранами, способствуя накоплению УВ из разрушаемых структурных ловушек в приразломных тектонически-экранированных.

### **Список использованной литературы**

1. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П. Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции. Георесурсы. 2016. Т. 18. № 1. С. 13-23.
2. Данилов В.Н. Перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева по результатам геологоразведочных работ на Адакской площади//Нефтегазовая геология. Теория и практика.-2011.-Т.6.-№2.
3. Соборнов К.О., Ростовщиков В.Б.,1995. Новые направления поисков нефти и газа в поясе надвигов Северного Урала//геология нефти и газа, 6:30-34.
4. Соборнов К.О., Данилов В.Н. 2014. Строение и перспективы нефтегазоносности гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн). Геология нефти и газа, 5:11-18.
5. Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое / Екатеринбург: УрО РАН, 1998 - 240 с.
6. Юдин В.В. 1994. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. Екатеринбург, УИФ Наука.
7. Юдин В.В. Структуры поп-ап Севера Урала, Приуралья и Пай-Хоя. М-лы XVI Геологического съезда Республики Коми 15-17 апреля 2014 года, том II., Ат Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014, Volume: С. 74-76



**Influence of thrusting and folding on hydrocarbon generation processes in Pre-Ural foredeep.**

**Karasev P.S., Nadezhkin D.V., Popova T.V., Skachek D.K., Koloskov V.N.** – LUKOIL-Engineering LTD. Fateev V.S. - LUKOIL–Komi LTD.

The purpose of this work was to assess the influence of early Kimmerian tectogenesis on the processes of oil and gas generation and accumulation based on the results of 2D basin modeling within the northern segment of the Uralian trough (Korotaihinskaya, Kosyu-Rogovskaya and Verkhnepechorskaya depressions).

An important feature of the tectonic structure of the territory is the widespread distribution of fold-thrust dislocations, including structures such as "pop-up" for example Chernyshev ridge, caused by the disruption of the sedimentary cover over the Upper Ordovician evaporitic deposits due to tangential compression in the collision stage of development. To take into account the tectonic features in the creation of the structural framework in the Petromod program complex, balanced geological cross-sections were used, crossing the main structural zones into the cross of the strike.

It was established that the peak of HC generation from the main source rocks correlates with the maximum burial of them under the molasse deposits of the trough formed by the Paleo-Ural orogen.

Thanks to the restoration of tectonic history, it was possible to establish a more complex character of the distribution of generation zones, taking into account tectonic processes within the Korotai Kha Depression.

The model taking into account tectonic processes reflects a correct and calibrated picture of the distribution of generation zones. The current position of catagenetic zones is controlled by tectonics, which confirms the presence of a mature stage of oil and gas formation before the formation of a modern structural appearance. The highest degree of filling is characterized by anticlinal traps of the Near-Paykhai (Vasjaginsko-Sabriyaginskaya) zone, the volume of hydrocarbons depends on the generation potential of the source rocks and the permeability of disturbances on the migration routes of hydrocarbons from the central part of the depression.

Modeling the evolution of the producing zones and HC accumulation, taking into account the position in the section of the main source rocks and their properties, showed that tectonically screened traps and large deposits in the Carboniferous and Lower Permian allochthon reservoirs of Chernyshev Ridge formed as a result of the early Cimmerian folding phase are further destroyed by erosion.

During the last stage of tectonic activity, fault systems located in the area developed under conditions of tangential compression, which contributed to the screening and redistribution of hydrocarbons from destructible structural traps to the formed near-fault tectonically screened traps of the Michayu-Pashninsky shaft and the junction zone with the Middle Pechora rise.

## *Перспективы открытия крупнейшего в Тимано-Печоре Западно-Интинского рифа по данным 3Д сейсморазведки в условиях надвиговой тектоники.*

Птецов С.Н.<sup>1</sup>, Приймак П.И.<sup>2</sup>

ООО «ПетроТрейс»<sup>1</sup>, ООО «Тимано-Печорская Газовая Компания»<sup>2</sup>

### **Аннотация**

Использование современных технологий 3Д сейсморазведки, керны и спец-методов ГИС в условиях надвиговой тектоники Приполярного Урала, привело к открытию новых перспективных резервуаров – крупнейших в Тимано-Печоре рифов в нижней перми и верхнем девоне. Нижне-пермские резервуары вскрыты скважинами, испытания доказали наличие нефтяных залежей в автохтоне, изучены трещинно-кавернозные низкопористые коллектора. Грандиозный Западно-Интинский риф описан по данным 3Д сейсморазведки и ждет бурения.

### **Введение. История геологоразведки в нижней перми и девоне в Косью-Роговской впадине.**

В тектоническом отношении Западно-Интинская структура расположена в юго-восточной части Косью-Роговская впадины Предуралья Краевого прогиба. Структура была выявлена в 1987 г. в виде аномалии типа риф по волновому полю на одиночных разрезах 2Д сейсморазведки ниже поверхности горизонта турне в нижнем карбоне. В 2011 и затем в 2015 г. была проведена 2Д сейсморазведка этой территории. Обработка этих профилей позволила получить разрезы существенно более высокого качества, чем ранее. Но полученных данных оказалось недостаточно для детального описания строения Западно-Интинской структуры, тектонических и фациальных характеристик рифогенных построек нижне-пермского и нижнедевонского возраста. Плотность профилей 2Д сейсморазведки не обеспечила и не могла обеспечить решение этих задач. В дальнейшем, в результате применения современной трехмерной сейсморазведки, в период с 2007 по 2017 год, после объединения нескольких съемок ООО «Севергеофизики» и их переобработки в компании ООО «ПетроТрейс» с использованием новейших технологий миграции сейсмических данных в глубинной области с учетом особенностей надвиговой тектоники, получены материалы, позволившие решать задачи детального описания рифогенных построек. На основе современной комплексной интерпретации 3Д данных с данными спец-методов ГИС, микроимиджеров и кроссдипольной акустики, на основе программного обеспечения компании Парадайм, опыта и достижений обработки и комплексной интерпретации, накопленных в компании ПетроТрейс, удалось решить геологические задачи описания рифогенных построек нижне-пермского и нижнедевонского возраста. Таким образом, Западно-Интинская структура по существу подготовлена для разведочного бурения впервые в 2017 г.

В процессе интерпретации сейсмических данных к анализу привлекались материалы ГИС и керны, как скважин старого фонда, так и в новой Интинской скважине. Цифровая база данных ГИС составлена по 21 скважине глубокого поискового и разведочного бурения. Особый акцент в процессе комплексной интерпретации, с учетом результатов компании ПоморГЕРС, было уделено описанию карбонатных резервуаров кавернозно-трещинного типа для среднекаменноугольных-нижнепермских отложений Интинского и Кожимского нефтегазовых месторождений, а так же новых выявленных карбонатных резервуаров на Западно-Интинской структуре, включая высоко вероятные резервуары УВ в нижнепермских

и верхнедевонских отложениях. Наличие скважин на объединенной территории 3Д съемки, надежная стратиграфическая увязка по горизонту C1t в основании аллохтона, увязанная на всей территории глубинно-скоростная модель, дает основание считать все выявленные объекты в автохтоне принадлежащими к общей системе структур, с общими характеристиками по генезису, седиментологии, литологии и свойствам коллекторов. Стратиграфическая идентификация (привязка) отражений и кровли целевых пластов во временном и глубинном масштабе была выполнена и увязана по площади во всех скважинах Интинского месторождения. Результаты глубинной миграции с построенной скоростной моделью обеспечили корректное построение детальных структурных карт, тектонических нарушений и надвигов. Результаты глубинной миграции, переведенные во временную область, позволили выполнить синхронную инверсию, перевести кубы импедансов из временной области в глубинную и рассчитать специальные атрибуты отражений, специально ориентированные на выявление трещинных зон в объеме съемки 3Д. Совмещение атрибутов импеданса и униполярных фаз вдоль Западно-Интинской структуры позволило определить пространственное положение карбонатных пластов и рифов (показанные желто-коричневыми полутонами) под терригенными отложениями нижней перми, характер напластования, положение нарушений и надвигов (Рис.1).

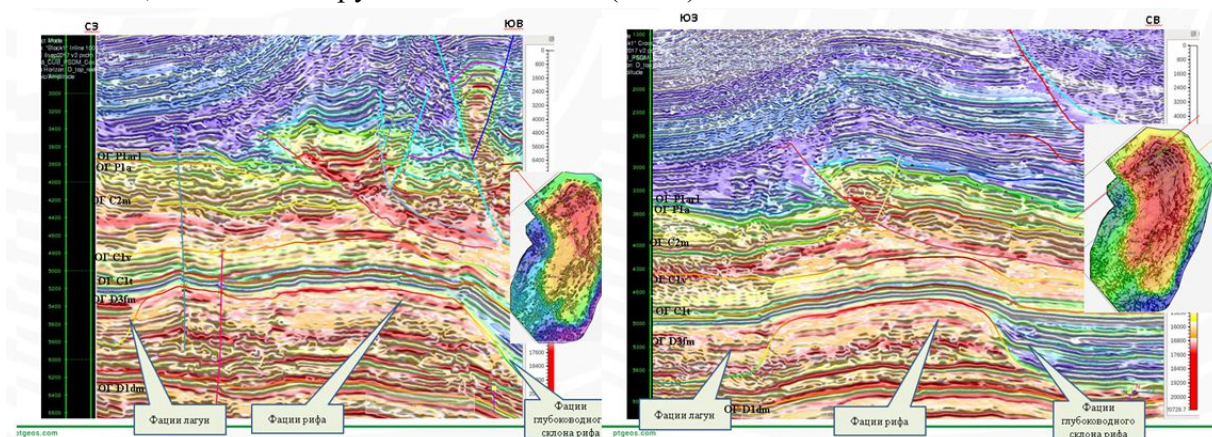


Рис. 1 Продольное и поперечное сечение кубов импеданса и униполярных фаз для резервуара D3fm Западно-Интинского рифа

### Петрофизическое обоснование трещинных коллекторов

Петрофизическое обоснование модели трещинно-кавернозных коллекторов было представлено нами в работе [1]. Основой для комплексной интерпретации данных 3Д и ГИС явились материалы пробуренной по нашей рекомендации скважины. По данным изученных нами ранее верхнедевонских карбонатных резервуаров в районе Центрально-Хорейверского поднятия в Тимано-Печорском регионе является тот факт, что основным объектом нефтедобычи являются пласты в кровельной части рифов и над ними с высокой для карбонатных коллекторов пористостью до 16% с эффективными толщинами 15 метров и более, но умеренной плотностью трещин до 5 ед/м. От такого смешанного пористо-кавернозно-трещинного типа коллекторов с пластовым рисунком тонкой (до 6 метров эффективных толщин) слоистости пород принципиально отличаются массивные карбонатные резервуары с общими толщинами в сотни метров, но тонкой невыдержанной слоистостью до 3 метров эффективных толщин и низкой пористостью до 3% на восточном борту Косью-Роговской впадины. Проницаемость такого типа коллекторов обеспечивается

развитой системой открытых трещин и связанных с ними каверн. Наличие нефти в отложениях нижней перми подтверждено испытанием скважин и нефтепроявлениями в процессе бурения.

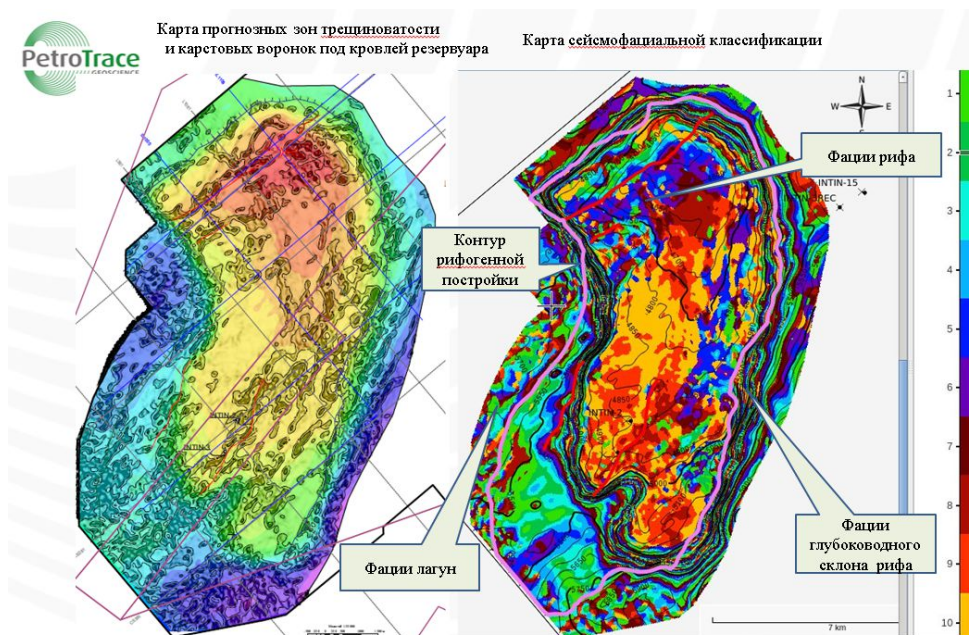


Рис.2 Карты зон трещиноватости , карста и сейсмофаций для кровли Западно-Интинского рифа

### Тектоническая модель верхнедевонского рифа

Высокое качество сейсмических волн, позволяющее выделять и проследить тектонические нарушения и надвиги, факты повторения разреза по данным ГИС в точках пересечения ствола скважин плоскостями надвигов, позволило выполнить построение объемной тектонической модели всей Интинско-Кожимской группы месторождений и локализовать тектонически экранированные ловушки. Представляется, что при формировании надвигов перед складками в зоне сжатия и смятия некомпетентных пород (ангидритов) в направлении со стороны Полярного Урала формируется фронтальный сместитель - детачмент, секущий и дробящий пермский жесткий каркас карбонатной толщи. При этом образуются более пологий верхний сместитель и тыловые разрывы, отходящие от нижнего и верхнего изломов верхнего детачмента (Рис. 1). Западно-Интинская структура находится под фронтальной частью главного надвига в юго-западной части площади. Детальность выполненных работ позволяет изучать особенности геологического строения верхнедевонской рифогенной постройки. На основе карт атрибутов отражений, совмещения изолиний глубин с картами сейсмофаций, карт импеданса и карт когерентности, на которых показаны нарушения слоистости пород, положения надвигов и тектонических нарушений, можно судить о неоднородном строении рифа (Рис.2). Вертикальные сечения куба отражений, совмещенные на рисунке 1 с атрибутами импеданса и когерентности, во многом дополняют и уточняют картину слоистости, тектонических надвигов и разломов. Все эти материалы доказывают факт отнюдь не хаотического, но вполне регулярного строения напластования внутри рифа. Помимо информации об отражающих границах внутри рифа, доказывающих наличие нескольких этапов его роста, достаточно уверенно выделяются



субвертикальные коридоры трещиноватости и возможные пути миграции УВ, показанные в плане на рисунке 2. Кроме того, на картах сейсмофаций и когерентности явно не случайными выглядят аномалии, которые можно объяснить наличием карстовых воронок и связанных с ними систем трещин в верхней части рифа. Покрышкой для продуктивных фаменских пластов служит пачка плотных глинисто-карбонатных отложений средне-позднефаменского возраста, представленная глинистыми известняками. На рисунке 3 показано сравнение отображения амплитуд, характеризующих неоднородности пород в покрышке и в верхней части рифа, ниже на 64 метра. Эти данные косвенно показывают наличие непроницаемого флюидоупора в этой покрышке.

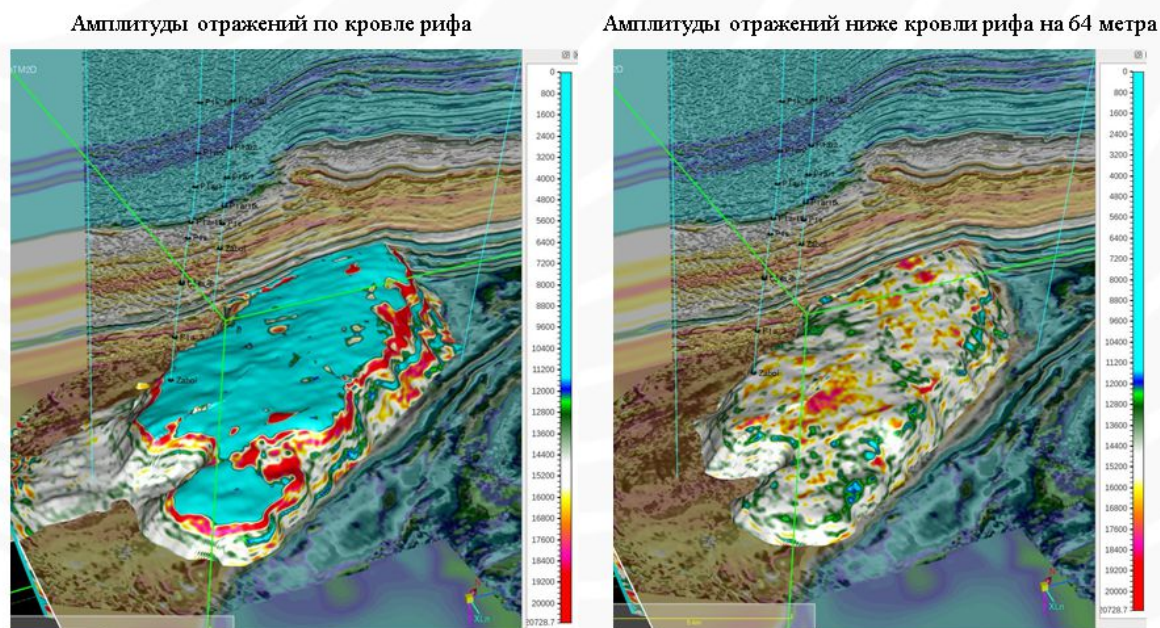


Рис.3 Характеристика свойств покрышки (слева) и верхней части рифа (справа) по материалам амплитудного анализа отражений.

С учетом отмеченных благоприятных факторов оценка перспектив нефтегазоносности и поиск новых залежей в автохтонной и параавтохтонной части разреза являются актуальными задачами буровых работ, для решения которых рекомендуется пробурить скважину.

По данным выполненной ранее сейсморазведки 2Д/3Д была выполнена идентификация отражений и пластов, которая показала, что Западно-Интинский риф соответствует аналогичным, развитым в пределах Большеземельского палеосвода и вмещающим крупные высокоамплитудные нефтяные залежи в отложениях франского и фаменского ярусов на месторождениях: Западно-Хоседаюское, Северо-Хоседаюское, Восточно-Янемдейское, Инзырейское м-е, Лабаганское м-е, Пашшорское м-е и Мусюшорское. Данные получены из опубликованных источников. Сравнение подсчетных характеристик залежей в верхнем девоне для этих месторождений показывают, что описанный выше Западно-Интинский объект по размерам многократно превышает месторождения аналоги.

#### Литература.

1. Перспективы поисков и разведки низкопористых трещино-кавернозных резервуаров в косяю-роговской впадине по данным 3д сейсморазведки, гис и керна. Птецов С.Н. «ПетроТрейс»), Приймак П.И. (ООО «ТПГК»), Евсюков В.Г. Хуснуллина Г.Ф. «ПетроТрейс»), Тезисы на конференции Карбонатные резервуары 2017.



**Opening West-Intinsky reef as the largest oil field in Timan-Pechora basin due to 3D seismic prospects in conditions multi-level detachment faulting.**

**Ptetsov Sergey (PetroTrace), Pryimak Petr (TPGK)**

Opening of new largest in Timano-Pechora perspective Devonian and Permian reef reservoirs can be possible due to using of the modern 3D seismic technologies, core description and special well logs. New technologies were included prestack depth migration, acoustic inversion, the fracture attribute analysis, calibrated by the cross-dipole acoustic log, FMI end core. Permian reservoirs were opened in the fracture-cavernous low-porous reservoirs and were studied by special log methods. The largest West Intinsky reef is described according to 3D seismic exploration and it waits for drilling.

## *Тектоностратиграфия и нефтегазоносность пояса надвигов Полярного Урала*

**Соборнов Константин Олегович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *ООО Северо-Уральская нефтегазовая компания, Москва*

### **Введение**

Пояс надвигов Полярного Урала выделяется в центральной части Северного Предуралья. Данные геохимических исследований свидетельствуют об исключительно высоком генетическом нефтегазоносном потенциале этого района. Согласно исследованиям специалистов ВНИГРИ, объем эмиграции УВ из силурийско-пермских отложений впадин Северного Предуралья оценивается в 628,85 млрд.т. нефти и 308,03 трлн. м<sup>3</sup> газа (1). Примечательно что, почти половина этого объема приходится на Косью-Роговскую впадину, принадлежащую поясу надвигов Полярного Урала. В совокупности с наличием многообразных ловушек нефти и газа огромный генерационный потенциал дает основание рассчитывать на высокую продуктивность Северного Предуралья. Возможность формирования крупных скоплений УВ в этом районе подтверждается наличием уникального месторождения Вуктыл, расположенного Верхнепечорской впадине. Вместе с тем, проведение поисковых работ в поясе надвигов Полярного Урала до последнего времени не привело к крупным открытиям. Данное обстоятельство обуславливает актуальность изучения причин низкой результативности проведенных работ и поиска возможностей выявления новых залежей нефти и газа. Изучение строения и нефтегазоносности района исследования показывает, что основные риски поисков определяются особенностями его тектоностратиграфического развития.

### **Тектоностратиграфическое развитие**

Основные мегасеквенции, составляющие осадочный чехол пояса надвигов Полярного Урала, показаны на рисунке 1. В основании разреза залегают отложения, образованные в условиях рифтинга в ордовике. Этот этап включал накопление толщ солей, максимальные толщины которых отмечаются в локальных депоцентрах, к числу которых относится гряда Чернышева. В силуре-раннем девоне происходило пост-рифтовое перикратонное погружение, которое было прервано эпизодами сжатия в среднем-позднем девоне. Они вызвали структурную инверсию, которая наиболее отчетливо фиксируется в пределах гряды Чернышева. После инверсии возобновилось перикратонное погружение с образованием проградационно-ретроградационной преимущественно карбонатной последовательности, которая накапливалась до наступления финальной коллизионной стадии развития Урала в середине артинского века. С запада на восток отмечается смена мелководных фаций отложениями шельфовых впадин. Интервалам низкого стояния уровня моря отвечают проградационные интервалы. Данные геохимических исследований показывают, что основные нефтегазоматеринские толщи присутствуют в силурийско-нижнедевонских и франкских отложениях, отвечающим трансгрессивным обстановкам осадконакопления.

В течение позднего арта-поздней перми в условиях уральской складчатости происходило формирование предгорного бассейна. Наступление уральской складчатости в середине артинского века фиксируется сменой карбонатной седиментации терригенной. В складчатых зонах по периферии Косью-Роговской впадины в основании артинских терригенных отложений фиксируются угловые несогласия (рис. 2). Краевой прогиб быстро заполняется



обломочным материалом, сносимым с растущего Урала. В основании мегасеквенции заполнения краевого прогиба выделяются клиноформные толщи, проградирующие к западу (рис. 1). В конце триаса произошла структурная реактивация, вызванная складчатостью Пай-Хоя. В раннем мелу и позднем кайнозое пояс надвигов Полярного Урала испытал фазы внутриплитных деформаций, что вызвало дополнительную мобилизацию и диапиризм солей. Они возрождали горный рельеф и сопровождалась эрозией.

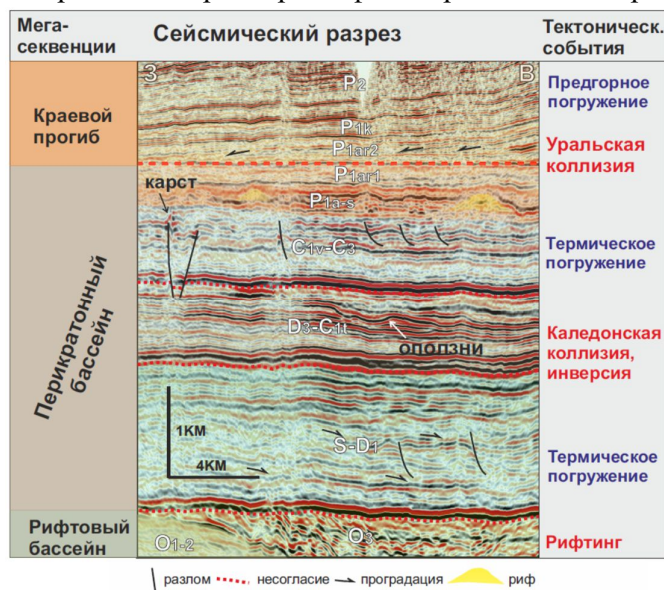


Рис. 1. Сейсмическое выражение строения осадочного чехла в погруженной части Косью-Роговской впадины. Выделены основные мегасеквенции и тектонические события в палеозое. Разрез выровнен по подошве верхнеартинских терригенных отложений.

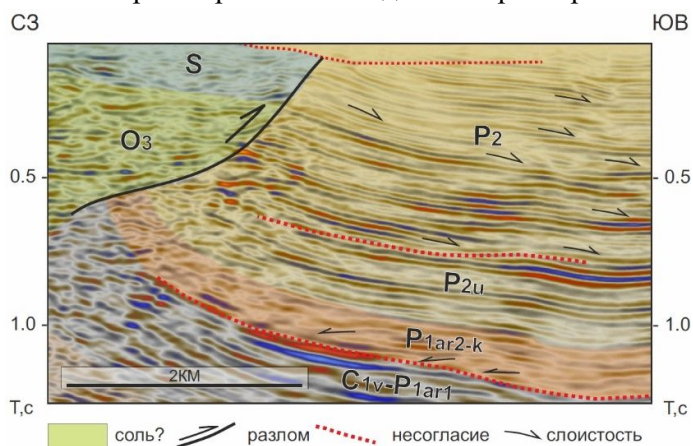


Рис. 2. Сейсмический разрез зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины. Выделены несогласия и проградационная клиноформная слоистость в пермских отложениях, свидетельствующие о деформациях в арте-поздней перми. Отложения впадины перекрыты верхнеордовикскими солями и дислоцированными силурийскими отложениями.

Предполагаемый ход структурного развития пояса надвигов Полярного Урала показан на рис. 3. С середины артинского века до конца перми надвиговые структуры образовывались перед фронтом Урала и на гряде Чернышева. Во внутренней части пояса их развитие происходило за счет расслоения осадочного чехла и образования дуплексных надвигов в осадочном чехле и фундаменте. В пределах гряды Чернышева структурное развитие определялось 3 факторами: (1) инверсией сбросовой зоны древнего заложения, (2)

диапиризмом солей, приуроченных к этой зоне, и (3) расслоением осадочного чехла вдоль солей верхнего ордовика. Деформации гряды Чернышева проявляются в виде несогласий и клиноформной слоистости в пермских отложениях (рис. 2). В бортовых зонах гряды Чернышева соли участвовали в формировании надвиговых «козырьков» (рис. 2). Их образование связывается с выдавливанием солей по зонам бортовых разломов (4). Рост соляных структур и растекание солей по поверхности объясняет брекчированность перекрывающих надсоляных отложений. Интерпретация сейсмических данных и геологическое картирование показывают, что рост соляных структур продолжился в юре.

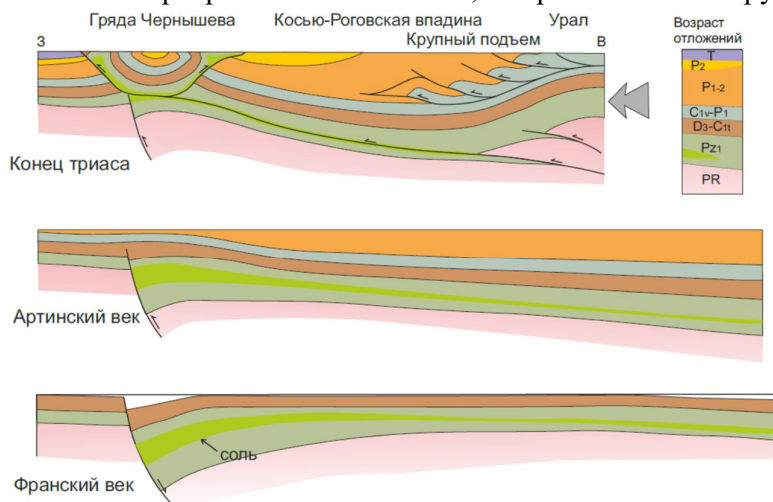


Рис. 3. Схема формирования структуры южной части пояса надвигов Полярного Урала. А- строения пояса надвигов в конце триаса, Б- артинский век, В- франский век. Стрелка обозначает положение точки моделирования прогрева чехла (рис. 4).

Погружение силурийско-пермских отложений, содержащих доманиковую свиту и другие нефтегазопроизводящие толщи, достигли максимума в позднем арте-поздней перми. В это существовал высокий тепловой поток, что подтверждается палеомагнитными данными, указывающими на перемагничивание пород на Урале (3). Прогрев, вероятно, был усилен массовым внедрением коллизионных гранитоидных батолитов. Модель прогрева для центральной части Косью-Роговской впадины показана на рис. 4.

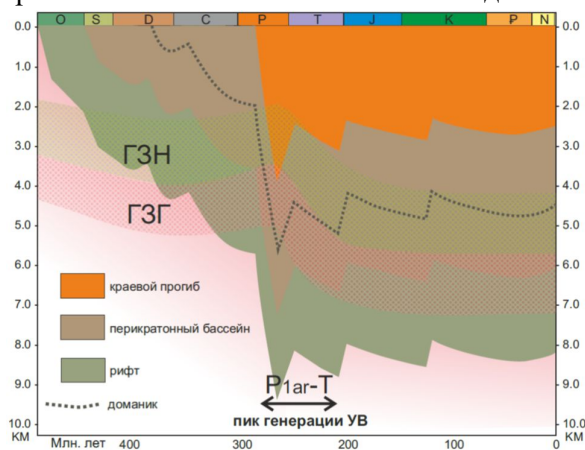


Рис. 4. Модель прогрева осадочного чехла центральной части Косью-Роговской впадины (положение см. рис. 3). Выделен пик генерации нефти и газа из доманиковых отложений.

Преобладающий моноклиальный подъем осадочного чехла на запад способствовал миграции в этом направлении основных объемов нефти и газа из краевого прогиба. По мере развития надвиговых деформаций значительная часть осадочного чехла испытала подъем и охлаждение. Это, а также последующие восходящие движения, вели к сокращению объемов генерации углеводородов. Подъем был особенно велик во внутренней части пояса надвигов, что было обусловлено тектоническим утолщением осадочного чехла. Западнее величина воздымания осадочного чехла было меньше. Здесь оно было вызвано перемещением надсолевых отложений по наклонной поверхности зоны расслоения в верхнеордовикских солях, что привело к выходу допермских отложений на поверхность на гряде Чернышева.

Ход структурного развития показывает, что наиболее перспективными являются ловушки образованные до- или одновременно с пиком миграции нефти в арте-поздней перми. Это предположение подтверждается недавним открытием нефтяной залежи в поднадвиговой части Интинского месторождения. Высота нефтяной колонны этой залежи составляет около порядка 700 м (<http://www.mc-inversion.ru/tpgk-ozhidaet-prirost-zapasov-uvs/>). Это указывает на то, что существующие источники нефти были способны обеспечить полное заполнение нефтью ловушек, образованных в момент пика генерации нефти и газа. Основным поисковым риском во внутренней зоне пояса надвигов является высокая катагенетическая преобразованность и низкая пористость пород (2). В более выгодных условиях располагаются ловушки зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины. Они длительное время занимали приподнятое положение, представляя собой зону нефтегазонакопления для нефти и газа, мигрировавших по восстанию слоев из Косью-Роговской впадины. Сохранности залежей могут способствовать перекрывающие их в ряде районов соляные «козырьки» (рис. 2).

Меньшей степенью заполнением нефтью и газом характеризуются ловушки, образование которых происходило либо в конце (триас), либо после завершения основного этапа миграции углеводородов. Примерами подобных ловушек являются Кочмесский и Нерцетинский купола. Судя по конформности деформаций надсолевых силурийско-позднепермских отложений, их формирование произошло либо в самом конце перми, либо в мезозое. Другим фактором риска является разрушение ловушек в мезозое-кайнозое. Эта опасность наибольшей степени проявляется на севере пояса надвигов Полярного Урала, подверженному влиянию молодой пайхойской складчатости.

### **Заключение**

Одним из основных факторов прошлых неудач поисковых работ в пределах складчатого пояса Полярного Урала являлось то, что структуры были образованы после прохождения основного миграционного потока УВ, либо были разрушены молодыми движениями. Наиболее перспективны ловушки расположенные на путях миграции УВ, образованные до- или одновременно с пиком генерации и эмиграции нефти и газа в арте-поздней перми. В этой связи поисковый интерес представляет зона сочленения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева, где выделяются тупиковые ловушки в силурийско-пермских отложения, перекрытые выжатыми покровами верхнеордовикских солей (4).

### **Литература**

1. Баженова Т.К., Богословский С.А. Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна. Доклад на научно-практической

конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России», Санкт-Петербург, ВНИГРИ. - 2012, CD-ROM.

2. *Котик И.С., Котик О.С.* Органическое вещество углеродистых среднефранских отложений Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т.13. – №3. – [http://www.ngtp.ru/rub/1/24\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf)

3. *Сальная Н.В., Попов В.В., Родионов В.П., Якубсон А.М., Иосифиди А.Г.* Палеомагнитные исследования палеозойских отложений Приполярного Урала, река Пага // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014, - 9(4) [http://www.ngtp.ru/rub/2/43\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/43_2014.pdf)

4. *Соборнов К.О., Колесник В.Ф., Жемчугова В.А., Никонов Н.И.* Прогноз зон нефтегазоаккумуляции в зоне сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины. Вести газовой науки, -2018, №3 -(35), -105-117.

## **Tectonostratigraphy and petroleum habitat of the Polar Urals thrust belt**

**K. Sobornov**

*North Uralian Petroleum Company, Moscow*

The following stages of structural development of the Polar Urals thrust belt are recognized: the Ordovician rifting, continental marginal subsidence in the Silurian-Early Artinskian, and continental collision in the late Artinskian-Late Permian. In the Triassic-Cenozoic times this area represented an intraplate basin which was repeatedly subjected to structural reactivations and salt mobilization. Subsidence and thermal maturation of the Silurian-Permian deposits involving the major oil and gas source rocks peaked in the Late Artinskian-Early Permian in course of the foredeep development. This episode corresponds to the maximum of the hydrocarbon generation and expulsion. Towards the end of the collisional folding phase hydrocarbon expulsion rapidly diminished. It was due to the tectonic thickening and delamination of the sedimentary cover along the Upper Ordovician evaporites and thrusting of the suprasalt deposits onto the platformal part of the basin along a tilted detachment surface. Spatio-temporal relationships between trapping formation and hydrocarbon generation and expulsion provide explanation for large variations in the rate of hydrocarbon traps charge. Most likely, the most prolific traps are presented by traps formed either before or in course of the massive hydrocarbon migration in the Late Permian. Post migrational traps or structures affected by the younger faulting are characterized by lower rate of hydrocarbon charge.

# Перспективы нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба на территории Башкортостана и прилегающих Свердловской и Оренбургской областей

**Хакимова Светлана Владимировна<sup>1</sup>, Киселев Валентин Васильевич<sup>1</sup>, Степанищева Екатерина Игоревна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ООО НПЦ «Геостра», Уфа

<sup>2</sup> АО «ЦГЭ-Росгеология», Москва

## Введение

Предуральский краевой прогиб (крупная геологическая структура второго порядка Уральской складчатой системы) выделен в 1945 году академиком Н.С. Шатским, хотя геологические исследования Предуральского краевого прогиба и смежной территории начаты еще в 1929-35 гг. В последующие годы проводились различного рода геологические исследования и геофизические методы.

Несмотря на то, что в пределах Предуральского прогиба уже открыто свыше 50-ти месторождений углеводородов в отложениях пермского, каменноугольного и девонского возрастов, перспективы нефтегазоносности отложений достаточно высоки, так как еще имеются недоизученные высокоперспективные территории. В первую очередь это восточная часть Юрюзано-Айской впадины, северная часть Бельской депрессии, прибортовые зоны Салмышской впадины, территории, прилегающие к Павловской седловине и Соль-Илецкому своду Оренбургской области.

## Данные и методы

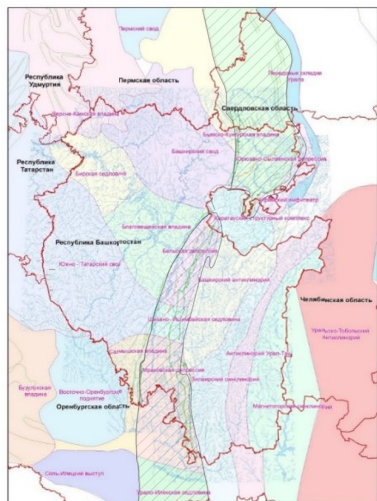
Предуральский краевой прогиб прослеживается более чем на 2000 км вдоль складчатого Урала и имеет форму впадины субмеридионального простирания шириной от 25 до 80 км (в пределах Республики Башкортостан от 40 до 80 км), выполненной в большей части пермскими отложениями. Сплошная полоса Предуральского прогиба разделена поперечной структурой Каратау на северную и южную части, которые отвечают Уфимско-Соликамской и Бельской мегавпадинам.

В пределах обозначенной территории имеются месторождения нефти и газа в отложениях пермского, каменноугольного и девонского возрастов.

В данной работе будет рассмотрен ряд месторождений нефти и газа в пределах тектонических структур Предуральского краевого прогиба (Юрюзано-Сылвенская депрессия, Бельская депрессия, Шихано-Ишимбайская седловина, Мраковская депрессия, а также Салмышская впадина, которая примыкает с востока к Предуральному краевому прогибу и является прибортовой зоной) и перспективные области для поисков новых нефтегазовых месторождений (рис. 1).

Рис 1. Карта тектонического районирования палеозойских отложений осадочного чехла.

Юрюзано-Сылвенская депрессия (ЮСд) территориально расположена в пределах Уфимско-Соликамской мегавпадины в северной части Башкортостана и продолжается далее в Свердловскую





область (протяженность 80 км, ширина 40–55 км).

По геофизическим данным в ЮСд поверхность кристаллического фундамента погружается с севера на юг и юго-восток от отметок -3 до -10 км. Залегающий на фундаменте рифейско-вендский структурный этаж бурением изучен очень слабо. Условия залегания верхнего девона и карбона, в основном, обусловлены морфологией поверхности подстилающих древних пород. Характерной особенностью тектоники пермских отложений является общее региональное падение их в западном направлении, тогда как отложения девона и карбона в современных границах впадины падают на восток и юго-восток. Основными продуктивными горизонтами являются отложения среднего и верхнего карбона.

В структуре среднего карбона установлены террасовидные уступы, свидетельствующие о ступенчатом погружении каменноугольных отложений с запада на восток: Метелинско-Кызылбаевская, Алегазовская, Устьикинская, Муслумовская, Каракульская, Яныбаевская. Террасы простираются дугообразно через всю впадину с юга-запада на северо-восток, затем на север и далее на северо-запад, согласно с направлением западной границы Уфимского амфитеатра. Террасы осложнены локальными поднятиями – ловушками УВ.

В 60-ые годы по результатам структурного бурения в РБ были открыты Кызылбаевское нефтяное и Метелинское газонефтяное месторождения в палеозойских отложениях.

Метелинское газонефтяное месторождение приурочено к брахиантиклинальному поднятию с двумя куполами, промышленная нефтегазоносность которого связана с органогенно-обломочными известняками верейского горизонта (газ, нефть) и органогенно-детритовыми известняками башкирского яруса (газ, нефть).

Промышленно нефтеносными на Кызылбаевском газонефтяном месторождении являются органогенно-обломочные известняки верхнего карбона, газоносными - известняки верейского горизонта.

Восточнее от Метелинского месторождения расположено Яныбаевское месторождение газа, открытое в 1967 году, газоносны отложения верхнего карбона. Месторождение приурочено к брахиантиклинальному поднятию, принадлежащему валлообразной зоне северо-восточного простирания и примыкающего с юго-востока к Яныбаевскому грабенообразному прогибу.

В 90-ые годы в течение 10 лет в пределах западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии проводились поисковые сейсморазведочные работы на локальных участках, в результате которых выявлен ряд структурно-тектонических зон, осложненных локальными сейсмическими поднятиями, по которым предполагаются залежи нефти и газа в верейских отложениях.

В результате проведенных региональных работ в начале XXI века установлено, что мощность осадочного чехла в Юрюзано-Сылвенской депрессии составляет 12,5 км, выделяются крупные антиклинальные складки амплитудой взбросов до 500 м и более. Этими работами подтверждена ранее выявленная Леузинская структура, в пределах которой пробурена параметрическая скважина, вскрывшая додевонские отложения. В песчаниках тукаевской свиты по газовому каротажу выделено два интервала с газопоказаниями, превышающими фоновые.

Подобные складки выделены севернее и в Свердловской области, в пределах которых расположено Бухаровское месторождение с залежами газа в мячковском горизонте и башкирском ярусе.

По данным сейсморазведки 2010-2012 гг. в модификации 2D и 3D в этой зоне

достаточно четко выделяются новые валлообразные поднятия амплитудой до 500 метров. Предполагаются газонасыщенные ловушки в мячковском горизонте и башкирском ярусе. В пределах закартированных валлообразных поднятий в пределах Свердловской области рекомендовано к поисковому бурению 19 скважин. Эти валы бурением еще не изучены.

*Бельская депрессия (Бд) и Шихано-Ишимбайская седловина (ШИс)* расположены в центральной части РБ.

В ШИс по геофизическим данным по поверхности кристаллического фундамента выделяется Ишимбайский выступ. Породы палеозоя вдоль ее западного и восточного крыльев смяты в линейные складки асимметричного строения, центральная же часть ее представлена пологой синклиналью. На западном крыле структуры отмечается крупная Шиханская антиклиналь, осложненная в своде нижнепермскими рифовыми массивами.

В пределах Бд расположены такие месторождения, как Лемезинское нефтяное (залежь в артинских отложениях), Архангельское многопластовое месторождение нефти (основная залежь связана с турнейско-франскими отложениями), Табынское месторождение нефти массивного типа (включает пять залежей в нижнепермских и нижнекаменноугольных отложениях). Рифей с вендом практически не изучены.

В пределах Шихано-Ишимбайской седловины находятся Буруновское, Цветаевское, Кусяпкуловское, Салиховское, Кинзебулатовское, Аллакаевское, Ишимбайское месторождения. Их можно подразделить на 2 типа месторождений, в которых залежи приурочены к ассельско-артинским карбонатным отложениям. Примерами могут служить Ишимбайское месторождение - это барьерный риф (промышленная нефтеносность связана с карбонатами сакмарского и артинского ярусов нижней перми) и Кинзебулатовское месторождение – надвиговая антиклинальная складка (нефтеносны известняки артинского яруса). Глубины до 1000 м.

*Мраковская депрессия (Мд)* расположена в южной части Башкортостана и частично в Оренбургской области. Артинский фундамент депрессии погружается к югу, в соответствии с этим возрастают размеры, глубина погружения и сложность строения структур.

В ее пределах выделяется серия месторождений, которые можно разделить на 3 типа. Месторождения 1 типа западной части Мд, связанные с сакмаро-артинскими рифовыми массивами, месторождения 2 типа восточной части Мд, связанные с антиклинальными складками кинзебулатовского типа и месторождения между бортовой зоной и надвиговыми структурами в депрессионной части белоглинского типа (локальные высокоамплитудные антиклинальные поднятия).

К первой группе месторождений с нефтью и газом в артинских отложениях относятся: Салаватское, Столярское, Северо-Зирганское, Введенское, Южно-Введенское, Тереклинское, Грачевское, Шамовское, Старо-Казанковское, Озеркинское, Мусинское, Канчуриновское, Кумертауское, Ермолаевское, Северо-Маячное, Маячное, Кунакбаевское, Казлаировское, Прокопьевское, Мурапталовское. Ко второй группе с нефтью в артинских отложениях и среднем карбоне относятся месторождения Воскресенско-Беркутовской зоны: Воскресенское, Волостновское, Северо-Подгорновское, Подгорновское, Саратовское, Исимовское, Беркутовское. К третьей группе пока можно отнести только Белоглинское месторождение нефти (безводная нефть в трещиноватых ардаатовских известняках среднего девона). По данным сейсморазведки в этой зоне выявлено только Суракаевское поднятие, которое бурением не проверено. Южнее в Предуральском прогибе по данным МОГТ-2D 70-х годов продолжается полоса структур, не изученная бурением, где могут быть ловушки УВ. В



пределах Подгорновского месторождения бурением изучена только надвиговая часть, поднадвиговая часть не изучена, хотя ловушка в девоне выделяется по данным сейсморазведки.

В отличие от территории Башкортостана вопросу перспектив нефтегазоносности зоны передовых складок Урала в пределах границ Оренбургской области не уделялось большого внимания. Первые поисковые скважины вблизи зоны складчатости были пробурены в тридцатые годы, нефтепроявления установлены в отложениях верхней перми. В направлении с запада на восток выделяются складки в породах нижнепермского возраста, далее средне-каменноугольного, за ними нижнекаменноугольного и верхнедевонского. В пределах складок возможны перспективные объекты, которые должны рассматриваться и оцениваться отдельно.

Практически все месторождения нефти, газа, конденсата, открытые к настоящему времени на территории Предуральяского прогиба в пределах Оренбургской области приурочены к отложениям башкирского яруса. В частности, открыто 4 газонефтяных месторождения, одно из которых находится в разработке (Рождественское) и одно нефтяное (Тавакановское). Все газонефтяные месторождения открыты в пределах западного борта прогиба, а Тавакановское завершает линию «Кинзебулатовских складок».

Основные перспективы Мраковской депрессии связываются с западным бортом внешней зоны Предуральяского краевого прогиба и приуроченной к нему полосой ассельско-сакмарско-артинских рифов барьерного типа, которые перекрываются галогенными осадками (мощные соли) и терригенными глинистыми фациями, являющимися покрывками для залежей.

*Салмышская впадина* примыкает с востока к Предуральяскому краевому прогибу и является прибортовой внешней зоной, которая в современном структурном плане выражена в виде глубокого прогиба поверхности сакмаро-артинских отложений с относительной амплитудой в 700-1500 м. К этой флекуре приурочены рифовые массивы, формировавшиеся одновременно с ней.

На внешнем борту Предуральяского прогиба в Оренбургской области открыто Совхозное месторождение газа, приуроченное к артинскому рифу, расположенное вблизи с границей РБ. В Республике Башкортостан необходимо изучать и искать аналоги подобного месторождения к северу (зона ловушек на борту примерно 130 км), приуроченных к одиночным рифам и шельфовым биогермам. В этой зоне по результатам сеймики 90–х годов выделен ряд структур вдоль внешнего борта Предуральяского краевого прогиба, которые бурением не изучены. Эту зону надо изучать и новыми сейсмическими работами как на территории Башкортостана, так и в Оренбургской области вплоть до Соль-Илецкого свода. Причем по данным региональных сейсмических профилей в Оренбургской области достаточно уверенно выделяются рифовые массивы и в каменноугольных отложениях.

### **Заключение**

Основные перспективы нефтегазоносности средне-верхнекаменноугольных отложений связаны с внешней зоной Юрюзано-Сылвенской депрессии, областью карбонатного шельфа, где в позднем карбоне возникли палеоэкологические условия для образования линейных цепочек рифов краевого или барьерного типов, фиксирующих положение западной границы прогиба. Во внутренней зоне наиболее перспективны башкирские отложения восточного предгорного шельфа. Кроме этого, могут быть ловушки УВ и в осевой зоне впадины, в среднекаменноугольных отложениях. На смежной территории Свердловской области уже

закартированы протяжённые валы и локальные ловушки. На территории Республики Башкортостан осевая зона ещё не изучена.

Южнее, в Предуральском прогибе, в пределах барьерных рифогенных ловушек Ишимбайского типа в Башкортостане открыто много месторождений в артинских отложениях, а бортовая зона прогиба практически не изучена.

Перспективными является Подгорновско-Беркутовская зона для поиска нефтяных месторождений в девонских поднадвиговых ловушках и для поиска нефтяных месторождений в девонских отложениях (аналогов Белоглинского) до широты Оренбургского выступа.

#### **Список литературы**

*Лозин Е.В.* Геология и нефтеносность Башкортостана // БашНИПИнефть. Уфа. - 2015. С. 703.

*Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т., Фатахутдинов С.Г.* Главные особенности тектоники и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Предуральского прогиба // Ч.1. Уфа. - 1977. С. 49.

*Лозин Е.В.* Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана // Часть I и II. Москва, - 1994.

*Хатьянов Ф.И.* О сейсмоформационном и секвенстратиграфическом расчленении рифейско-вендских отложений восточной части Русской плиты // Материалы всероссийского совещания, часть II. Уфа. -1999. С.-78.

*Казанцев Ю.В.* Структурная геология Предуральского прогиба // Москва. Наука. – 1984. С.-86.

**Pre-Ural foredeep hydrocarbons prospects in the territory of Bashkortostan, adjacent Sverdlovsk and Orenburg regions**

**Khakimova Svetlana Vladimirovna<sup>1</sup>, Kiselev Valentin Vasilievich<sup>1</sup>, Stepanischeva Ekaterina Igorevna<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*LLC SPC “Geostra”, Ufa*

<sup>2</sup>*JSC “Central Geophysical Expedition (CGE) – Rosgeo”, Moscow*

The Pre-Ural foredeep (a large second-order geological structure of the Ural fold system) was singled out in 1945 by the academician N.S. Shatsky, although geological studies of the Pre-Ural foredeep and adjacent areas have begun in 1929-35, when a geological survey of the Urals was carried out. In subsequent years, various kinds of geological studies and geophysical methods were conducted.

Within the designated area there are oil and gas deposits in the Permian, Carboniferous and Devonian ages sediments.

Despite the fact that more than 50 hydrocarbon fields have already been discovered within the Pre-Ural foredeep boundaries, the hydrocarbons prospects of the deposits is quite high, since there are still some underexplored highly promising areas. First of all, these are the eastern part of the Yuryuzano-Ayskaya deep, the northern part of the Belskaya depression, the near-flank zone of the Salmyshskaya deep, the areas adjacent to the Pavlovskaya saddle and the Sol-Iletsky arch of the Orenburg region.

In this paper there would be addressed the types of fields within the Ural foredeep tectonic structures (Yuryuzano-Sylvenskaya depression, Belskaya depression, Sheehan-Ishimbayskaya saddle, Mrakovskaya depression, as well as Salmyshskaya deep, which is the near-flank zone adjacent from the east to the Pre-Ural foredeep) and promising areas for new oil and gas fields exploration.

## *Моделирование формирования зон нефтегазоаккумуляции в районах со сложным тектоническим строением (на примере передовых складок Урала)*

Меркулов О.И., Зинченко И.А. (АО «НВНИИГТ»)

### **Введение**

На протяжении десятилетий складчато-надвиговые зоны по периферии горных систем оставались без должного внимания геологов-нефтяников. В нашей стране это, в первую очередь, было обусловлено наличием крупных нефтегазоносных провинций с гигантскими ресурсами/запасами в пределах платформ – Восточно-Европейской и Западно-Сибирской. Кроме того, это было связано со сложностью геологического строения шарьяжно-надвиговых зон и отсутствием геолого-геофизических методов изучения таких территорий.

В настоящее время в связи с истощением ресурсного потенциала традиционных регионов нефтедобычи все более возрастает интерес к ранее пропущенным и недоизученным территориям и направлениям работ, среди которых высоко перспективными являются зоны развития шарьяжно-надвиговых дислокаций (передовых складок) по периферии платформ [6]. Изучение этих сложно построенных территорий стало возможным в связи с развитием в последние годы высокоразрешающих геофизических методов, а также мощного аппарата геологического анализа на основе бассейнового моделирования 2D. Развитие технологий геологического моделирования позволяет по-новому подойти к изучению формирования потенциальных ловушек УВ различного типа.

Одним из высокоперспективных регионов в России на выявление крупных месторождений УВ является зона передовых складок Урала, расположенная в зоне сочленения Уральской складчатой системы, Русской и Печорской плит. Эта зона протягивается с севера на юг на расстояние более 2000 км при ширине в первые десятки километров.

Обоснование перспектив нефтегазоносности было выполнено на основании бассейнового моделирования по фрагментам двух региональных профилей: композитному 120006, 1206v04 и фрагменту профиля 310506-07. В тектоническом плане профили расположены в зоне сочленения Предуральского краевого прогиба и Уральской складчатой системы. Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, рассматриваемые профили расположены в Средне-Предуральской и Южно-Предуральской НГО, соответственно (Рис. 1) [3].

### **Бассейновое моделирование 2D**

Сложнейшим и ключевым вопросом при оценке перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории является обоснование в разрезе нефтегазоматеринских толщ, времени и степени реализации их потенциала. Имеющие результаты геохимических исследований по образцам пород из обнажений на западном Урале, а также по керну скважин Предуральского прогиба и сопредельных территорий Волго-Уральской антеклизы позволяют идентифицировать в палеозойском разрезе нефтегазоматеринские толщи эмско-нижнефранского, среднефранско-турнейского, визейского и верхнебашкирско-нижнемосковского нефтегазоносных комплексов (НГК). Остальные свиты, вероятнее всего, не оказали значимого влияния на современную нефтегазоносность разреза [1].

Согласно результатам моделирования, в геологической истории исследуемой территории можно выделить два этапа, оказавших ключевое влияние на нефтегазоносность.

Первый этап датируется позднепротерозойским временем, он сопровождался формированием скоплений углеводородов (УВ) в отложениях рифея и венда. В связи со значительными толщами к концу протерозоя в рифейских могли существовать условия благоприятные для генерации как жидких, так и газообразных УВ (Жарков А.М. и др., 2015 г.).

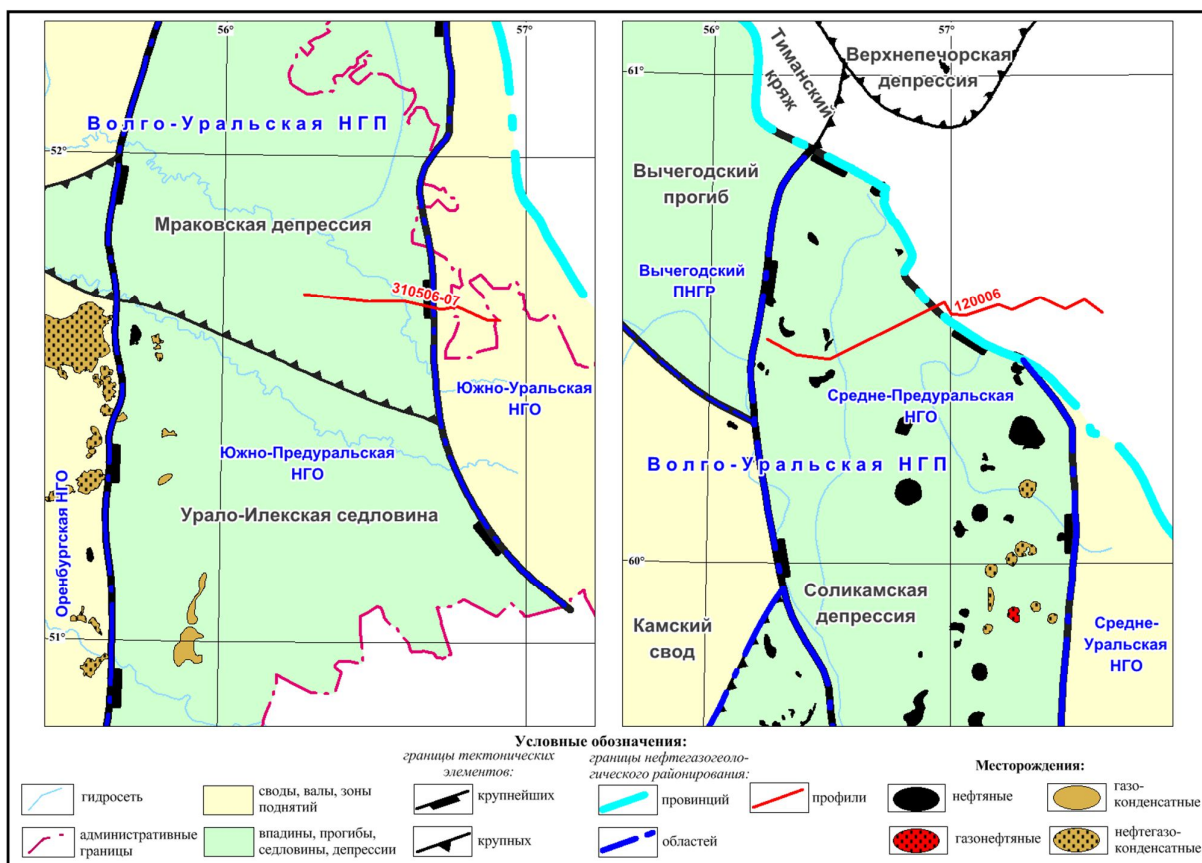


Рис. 1. Обзорные схемы расположения профилей **Композитный профиль 120006, 1206v04**

Первичные скопления УВ, образованные на территории, соответствующей современной Западно-Уральской складчато-надвиговой зоне, могли иметь нефтяной состав. Байкальская фаза складчатости и мощные эрозионные процессы на рубеже протерозоя и палеозоя оказали отрицательное влияние на сохранность этих скоплений, первичные нефтегазовые скопления в складчатой зоне, вероятно, были разрушены, а УВ рассеяны.

Второй этап соответствует позднегерцинско-раннекиммерийскому этапу тектогенеза и связан с формированием Уральской складчатой системы и Предуральского краевого прогиба. Для этого этапа характерно увеличение напряженности температурного поля за счет глубинного теплового потока. Дополнительное тепловыделение обусловлено механической работой перемещения, которая преобразуется в тепловую за счет трения в плоскостях надвигов, а также механохимического инициирования [2, 5].

В результате шарьяжно-надвиговых процессов на дневную поверхность были выведены высококатагенетически преобразованные протерозойские породы. Это могло привести к возобновлению процессов генерации и эмиграции из рифейских НМС в преднадвиговой зоне, а также началу реализации потенциала палеозойскими НМС. Масштабы генерации УВ протерозойскими НМС в течение рассматриваемого времени были, вероятнее всего,

незначительны и потому не оказали ощутимого влияния на современную нефтегазоносность в региональном плане. Исключением могут быть участки в преднадвиговой зоне, где верхнерифейские отложения не подверглись глубоким катагенетическим преобразованиям.

Процессы нефтегазообразования в Предуралье в течение позднепермско-триасового времени происходили синхронно с образованием линейно вытянутых структур уральского простирания и зон аккумуляции, непосредственно связанных с аллохтонными дислокациями Урала и краевого прогиба. В это время происходило разрушение (переформирование) первичных зон аккумуляции автохтона. При этом зоны нефтегазонакопления складчато-надвиговой системы сформировались за счет перетоков УВ во время тектонических подвижек из разрушенных палеозон в доорогенных НГК. В образованные ловушки аллохтонной системы могли поступать дополнительные объемы газа из глубокозалегающих НГК [4].

Первоначальный состав залежей, характерных для территории Предуральского прогиба, был преимущественно нефтяным, что объясняется степенью зрелости рассеянного органического вещества (РОВ), достигнутой основными НМС. Генерация нефтей происходила при начальных стадиях мезокатагенеза, в совокупности с последующими процессами биодеградации происходило формирование залежей тяжелых, битуминозных нефтей с высокой вязкостью, обогащенных смолами и асфальтенами.

Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения северо-восточной части Русской плиты и Уральской складчатой системы могут быть связаны с палеозойскими отложениями как в аллохтонной, так и автохтонной частях разреза. По результатам проведенного бассейнового моделирования наиболее благоприятные условия для сохранения залежей УВ на территории исследования связаны с менее дислоцированной автохтонной частью разреза. Это во многом согласуется с выводами, приведенными в работе [1].

#### ***Фрагмент профиля 310506-07***

В связи с тем, что моделирование осуществлялось по профилям, расположенным в пределах единой региональной структуры, основные этапы формирования УВ потенциала, в целом, совпадают. Однако степень катагенетического преобразования РОВ и базовые характеристики очагов генерации принципиально отличаются. Согласно результатам бассейнового моделирования 2D, современная модель созревания РОВ по фрагменту регионального профиля 310506-07 характеризуется несколькими зонами катагенетического несогласия, развитыми по высокоамплитудным взбросам.

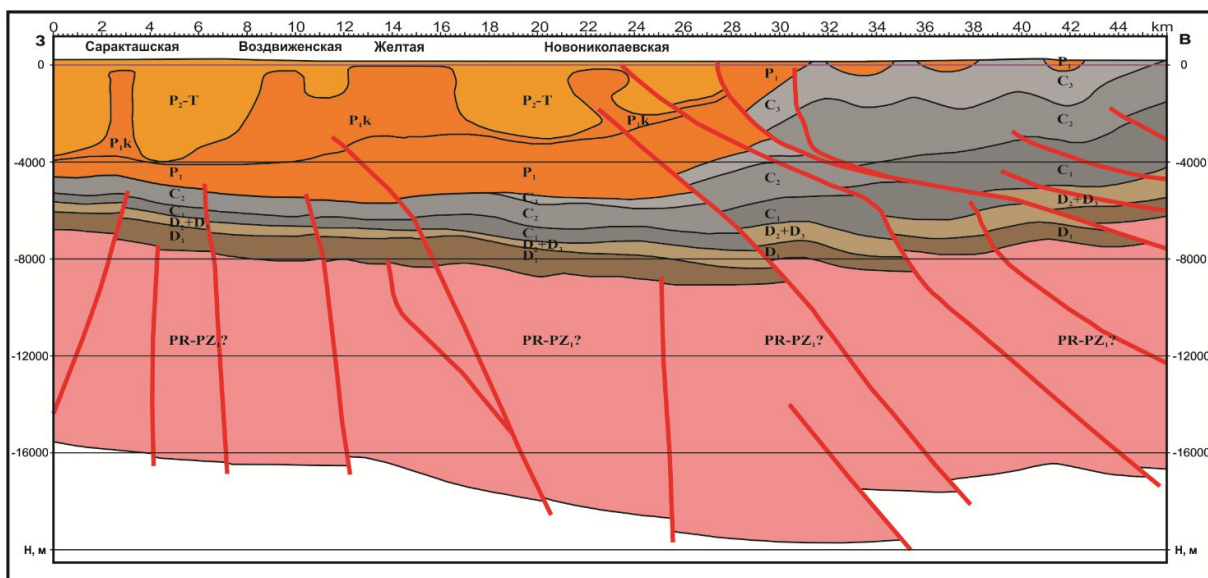


Рис. 2. Современная структурная модель по фрагменту регионального профиля 310506-07

Рифейские НМС на рассматриваемой территории реализовали свой нефтематеринский и практически полностью газоматеринский потенциал в додевонское время и, вероятно, не оказали значимого влияния на современную УВ насыщенность разреза осадочного чехла.

Иная ситуация наблюдается при рассмотрении УВ скоплений в палеозойских отложениях, в которых, по результатам проведенного моделирования, выделяются несколько зон аккумуляции, связанных преимущественно с автохтонной частью разреза (Рис. 2).

Первая выделяется в западной части профиля и связана с нижнепермскими отложениями, залегающими под Саракташской соляной структурой. Вероятнее всего, ее формирование произошло за счет переформирования палео УВ скоплений, приуроченных к кровле девонских отложений, расположенных гипсометрически ниже.

К востоку от первой под Воздвиженской и Желтой структурами выделяется зона аккумуляции газа, представленная тремя тектонически экранированными структурами. Образование этой зоны прогнозируется с триасового времени.

Третья зона связана с аллохтонным блоком. Ловушкой может являться антиклинальный перегиб слоев позднедевонского возраста. Наполнение ловушки УВ прогнозируется с пермского возраста. Прогнозируемым флюидом, согласно результатам моделирования, является нефть.

## Выводы

1. Формирование Уральской складчатой системы могло оказать положительное влияние на реализацию нефтегазоматеринского потенциала верхнепалеозойскими толщами в пределах прилегающих платформенных территорий. На этой территории прогнозируются многочисленные зоны нефтегазонакопления.

2. Образование УВ скоплений может быть обусловлено реализацией нефтегазоматеринского потенциала палеозойскими толщами, начиная с позднегерцинско-раннекиммерийского времени. В последующие геологические периоды на фоне затухания процессов генерации УВ происходили процессы формирования и переформирования УВ скоплений.



3. Незразведанные ресурсы нефти и газа, связанные с надвиговыми дислокациями Урала, могут в ближайшем будущем послужить базой для увеличения нефтегазового потенциала европейской части России.

#### **Литература**

1) Александрова Т.В., Шибанова А.М., Жарков А.М. Складчато-надвиговая зона Урала как один из крупнейших нефтегазоперспективных объектов европейской части России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 4. – URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/51\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/51_2014.pdf)

2) Астахов С.М. Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. – Ростов-на-Дону. Контини, 2015. – 256 с.

3) Постнова Е.В., Жидовинов С.Н., Сизинцева Л.И., Демидова И.В. Перспективы развития ресурсной базы добычи углеводородного сырья Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций // Геология нефти и газа. 2011. №1. с. 12-20.

4) Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную пещороморскую часть) // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1129–1150.

5) Проблема нефтегазоносности зон региональных надвигов / С.П. Максимов, И.Н. Капустин, Л.Г. Кирюхин, Б.А. Соловьев, В.С. Шеин, Е.В. Кучерук // Геология нефти и газа. – 1987. – № 7. – С. 1–8.

6) Соборнов К.О. Возможности наращивания ресурсной базы газодобычи в складчатых поясах России // Вести газовой науки. – М., 2014. – №3. – с. 56-61.

**Modeling the formation of oil and gas accumulation zones in areas with complex tectonic structure (forward folds of the Urals case study)**

**Merkulov O.I., Zinchenko I.A. (JSC "NVNIIGG")**

For decades, the fold-thrust zones along the periphery of the mountain systems have been neglected by oil geologists.

One of the highly promising regions in Russia to identify large hydrocarbon fields is the zone of forward folds of the Urals, located in the junction zone of the Ural Fold System, the Russian and Pechora plates. This zone extends from north to south for a distance of more than 2000 km with a width of the first tens of kilometers.

The substantiation of the prospects for petroleum potential was carried out on the basis of basin modeling for fragments of two regional profiles: composite 120006, 1206v04 and profile fragment 310506-07. In tectonic terms, the profiles are located in the junction zone of the Pre-Ural foredeep and the Ural fold system. According to the scheme of oil and gas geological zoning, the profiles are located in the Mid-Pre-Ural and South-Pre-Ural oil-and-gas bearing regions, respectively.

According to the results of the simulation, two stages can be distinguished in the geological history of the study area, which have had a key influence on petroleum potential.

The first stage is dated by the Late Proterozoic time, it was accompanied by the formation of hydrocarbon accumulations in the Riphean and Vendian sediments. Due to the considerable thicknesses by the end of the Proterozoic time, favorable conditions for the generation of both liquid and gaseous hydrocarbons in the Riphean sediments could exist.

The second stage corresponds to the Late Hercynian - Early Cimmerian stage of tectogenesis and is associated with the formation of the Ural fold system and the Pre-Ural foredeep. This stage is characterized by an increase in the intensity of the temperature field due to the deep heat flux. This could have a positive impact on the implementation of the oil and gas source potential of the Upper Paleozoic sediments within the adjacent platform areas. Numerous zones of oil and gas accumulation are predicted on this territory.

In subsequent geological periods, against the background of attenuation of the hydrocarbon generation processes, the formation and re-formation of hydrocarbon accumulations took place.

The unexplored oil and gas resources associated with the Ural thrust dislocations may in the near future serve as a basis for increasing the oil and gas potential of the European part of Russia.

## Новые объекты и методика нефтепоисковых работ в российском секторе Прикаспийской впадины

Гогоненков Георгий Николаевич<sup>1</sup>, **Грошев Виктор Геннадьевич**<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ "ВНИГНИ")

<sup>2</sup>АО «Центральная Геофизическая Экспедиция» (АО «ЦГЭ»), Москва

### Введение

Проведенная специалистами ЦГЭ переинтерпретация сейсморазведки МОГТ в Алтатино-Ершовской зоне показала, что полученные в результате переобработки сейсмических данных на основе углубленного скоростного анализа структурные карты подсолевых осадочных комплексов отражают моноклиальное погружение горизонтов в юго-восточном направлении к центру впадины, не осложненное никакими зонами поднятий (рис.1). Таким образом, предполагаемая крупная Алтатино-Никольская органогенная постройка ("карбонатная платформа") в подсолевых отложениях южнее бортового уступа не подтвердилась. Бурение Алтатино-Никольской параметрической скважины, нацеленное на изучение подсолевого разреза, представляется недостаточно обоснованным.

Куда же нацелить поисково-разведочные работы в российской зоне Прикаспийской впадины? Есть лишь два решения - опоскование надсолевого и межсолевого комплексов и повышение информативности сейсморазведки для обнаружения неантиклинальных объектов в подсолевом разрезе.

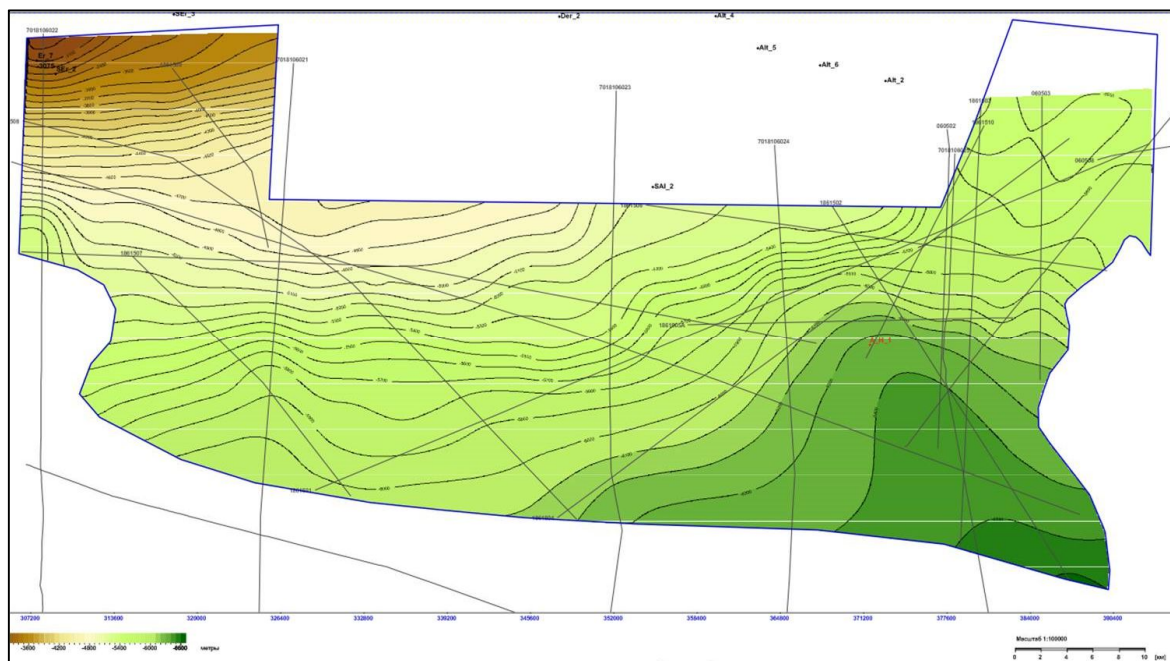


Рис.1. Структурная карта по горизонту III (кровля подсолевого комплекса).

### Оценка качества и информативности сейсмических данных

Были проанализированы все сейсмические материалы, имеющиеся на площади: обработанные ЦГЭ, НВНИИГГ, Саратовнефтегеофизикой, ВНИИГеоСистем. Обработка

ЦГЭ хотя и улучшила прослеживаемость подсолевых горизонтов, кардинально решить задачу выделения динамически дифференцируемых горизонтов не удалось.

Сейсморазведка 2Д по своей природе не позволяет корректно решать вопросы динамического анализа и картирования таких сложнопостроенных объектов как подсолевые отложения.

### Сравнение качества 3Д сейсморазведки на Астраханском ГКМ

Проведенная на Астраханском своде сейсморазведка 3Д убедительно доказала, что радикально повысить качество, динамическую выразительность и частотный состав отражающих границ позволяет полноценная 3Д сейсморазведка. Об этом свидетельствует волновая картина, приведенная на рис.3.

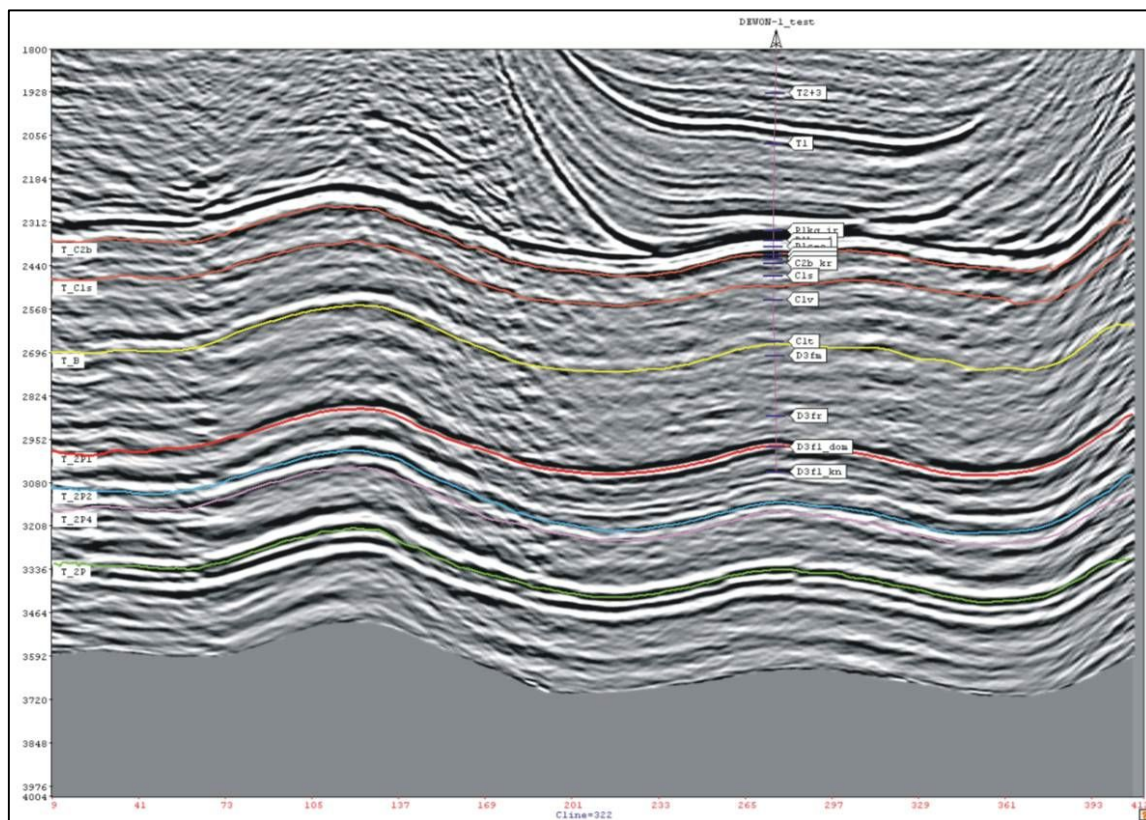


Рис.2. Иллюстрация стратиграфической привязки подсолевых границ по скв. 1-Девонская на разрезе из куба 3Д.

### Геологические объекты для поиска в подсолевом комплексе

Хотя карбонатной платформы в подсолевых отложениях не обнаружено, геологические данные позволяют надеяться на картирование других объектов на рассматриваемом участке.

По материалам бурения скв. Южно-Алтайнская-2 *надверейская карбонатная толща* представлена в том числе пластами конгломератобрекчий, состоящих из обломков привнесенных мелководных высокопоровых разновозрастных пород, формирующих тела конусов выноса и шлейфов. Супергигантские ловушки в нижнепермских конусах выноса в Прикаспии предполагались Ю.А.Воложем и др. (2012).



Опыт показывает, что картирование подобных объектов (глубоководных конусов выноса, турбидитных потоков, разнообразных меандрирующих тел) возможно только лишь на основе сейсморазведки 3Д.

### Геологические объекты для поиска в надсолевом комплексе

В надсолевом комплексе новыми перспективными объектами могут стать

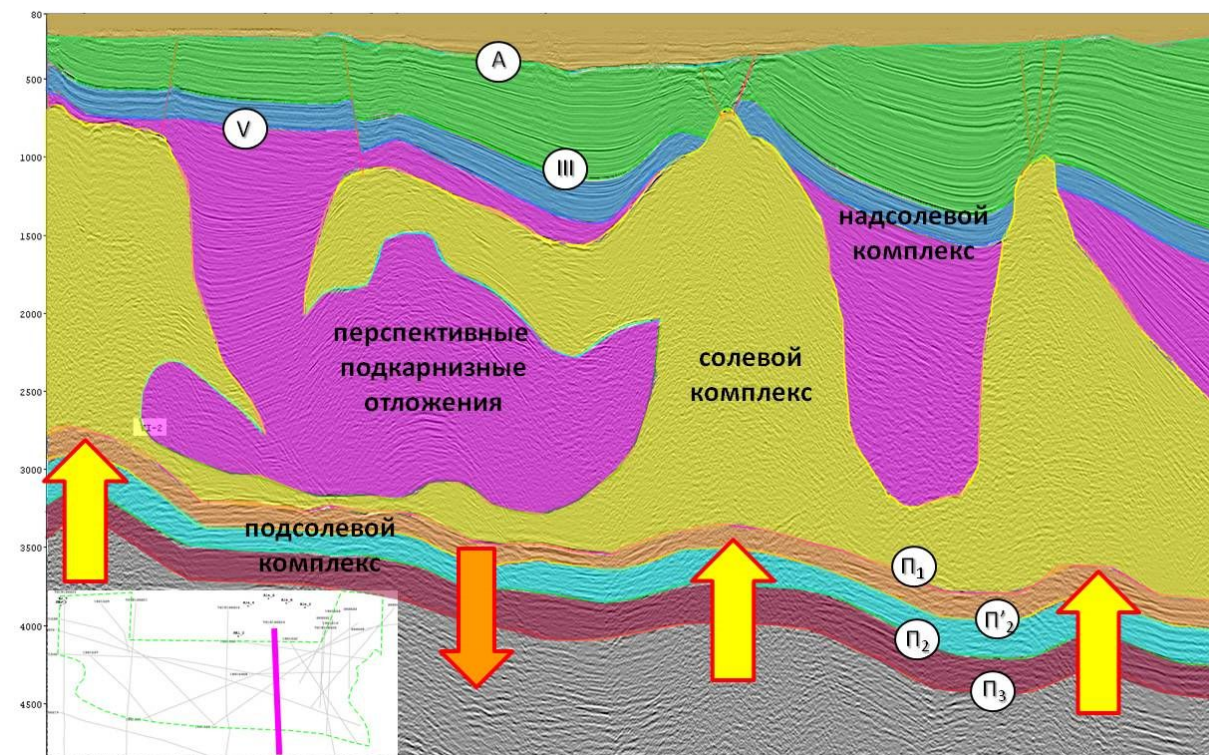


Рис.3. Интерпретация сеймопрофиля (обработка ЦГЭ) с выделением подкарнизной ловушки.

подкарнизные ловушки, давно являющиеся объектами разработки УВ в соседнем Казахстане. Геофизикам-интерпретаторам Прикаспийской впадины хорошо известны временные аномалии (так называемые "затяжки") под соляными куполами, вызванные высокой пластовой скоростью (до 4800 м/с) в соли. Соляные карнизы в волновом поле выделяются по разной амплитуде затяжек, отвечающей различной толщине перекрывающей соли. На рис.1 желтыми стрелками вверх показаны аномалии под соляными куполами, а оранжевой стрелкой вниз - аномалия, указывающая на присутствие соляного карниза.

### Перспективы нефтегазоносности подкарнизных отложений

В казахстанском секторе Прикаспия подкарнизные месторождения довольно хорошо известны. К ним относятся Доссор, Жанаталап, Новобогатинский Юго-Восточный и Новобогатинский Западный. Продуктивные горизонты принадлежат песчаникам оленекского возраста. К сожалению, на российской территории геофизики пока не подготовили подобных ловушек.

Выявленные нашими исследованиями перспективные подкарнизные ловушки могут служить альтернативой и дополнением к дорогостоящему опосредованному поиску подсолевых отложений.

### Выводы

1. На настоящем этапе интерпретационных работ ЦГЭ оснований для заложения сверхглубокой скважины на Алтатино-Никольской площади явно недостаточно.

2. Полученные материалы показали, что значительный потенциал обнаружения залежей углеводородов кроется в опоисковании надсолевых и внутрисолевых ловушек, в частности, подкарнизных залежей.

3. Предпосылки для их поиска имеются, и по результатам интерпретации сейсмических разрезов в Алтатино-Ершовской зоне представлены материалы на подкарнизную ловушку «Слоник» с подсчитанными ресурсами категории Длок.

4. Только полномасштабные съемки 3Д обеспечивают качественное картирование подсолевой толщи. Рекомендовано проведение площадных 3Д работ, которые позволят прояснить строение подсолевых толщ и подготовить под бурение подкарнизную ловушку.

#### **Список литературы**

1. Ю.А.Волож, А.Н.Дмитриевский, Ю.Г.Леонов, В.Н.Милетенко, М.А.Федонкин. Новые подходы к решению проблемы роста ресурсной базы углеводородного сырья (стратегические поисково-оценочные проекты федерального и регионального уровней) - Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. Выпуск 2(6), 2012.

2. Yu.A.Volozh, V.G.Groshev, A.V.Sinel'nikov. The over-hangs of the Southern Precaspian basin (Kazakhstan): Proposal for a genetic classification. Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf Aquitaine, Vol.18, No.1, 1994, p.19-31.

## **New objects and methods of oil prospecting in the Russian sector of the Precaspian Basin** **Gogonenkov G.N. (VNIGNI), Groshev V.G. (CGE)**

The Altatino-Ershov zone, located in the Russian sector of the Caspian Sea, has long attracted the attention of geological prospectors. Thanks to the regional oil and gas content of the Permian, Carboniferous and Devonian deposits, proved by the discovery within the onboard zone and in the outer periphery of the Caspian depression, the Altatino-Ershov site is considered as potentially oil and gas bearing. However, the industrial oil-bearing capacity has not yet been established here.

1. According to our seismic interpretation, based on the detailed velocity analysis, the large subsalt prospective objects (Karachaganak type) is not found here; subsalt sequences (including the promising Vise-Bashkirian carbonate complex) are represented by depression facies monoclinally submerged toward the center of the depression.

2. Nevertheless, in the deep-seated zones of the Precaspian depression, there may be a search interest:

- in the subsalt section - the Lower Permian deep-water organogenic-detrital **sedimentary fans**. The method of their detection is rather complicated and directly depends on the quality of seismic prospecting.
- in the suprasalt complex - controlled by **over-hang** (inter-saline) HC traps. The model of formation and the basic methodic of mapping salt over-hangs are shown.

3. Principal limitations of profile works in conditions of salt-dome tectonics do not allow obtaining reliable data on the internal structure of subsalt and suprasalt deposits. A comparison of 2D and 3D seismic data is given for the Astrakhan gas condensate field. It is shown that the mapping of complex objects (deep-sea fans, turbidite flows, various meandering bodies) is possible only on the basis of 3D seismic prospecting.

4. Only full-scale 3D surveys provide qualitative mapping of the subsalt strata. It is recommended to conduct area 3D works.

The main conclusion is that today it is necessary to conduct a full-scale 3-D seismic survey before expensive drilling in deep sections of the Caspian depression.



## Палеозойский комплекс осадочных бассейнов запада Туранской плиты и территории к востоку от Уральской складчатой системы

**Ажгалиев Дулат Калимович, Таскинбаев Косан Мынбаевич**

*НАО «Атырауский Университет нефти и газа», г.Атырау, Казахстан*

По результатам Проекта «Комплексное изучение осадочных бассейнов Казахстана» за 2009-2013 гг. (далее – Проект КИОБ РК) обоснована высокая перспективность палеозойских отложений бассейнов западной части Туранской плиты (Мангышлак, Устюрт-Бозаши). Получены также новые данные о характере залегания палеозойской толщи в разрезе 12-ти бассейнов, расположенных к востоку от Уральской складчатой системы. Эти бассейны входят в состав различных структур I-ого порядка. Так, Южно-Торгайский, Северо-Торгайский, Аральский, Сырдарьинский, Шу-Сарысуский, Тенизский бассейн представляют впадины и прогибы в пределах Казахской плиты. Северо-Казахстанский и Прииртышский бассейн являются южными склонами Западно-Сибирской платформы. На юго-востоке западные ветви Таримского и Джунгарского нефтегазоносного региона (КНР) заходят далеко на территорию Казахстана, где сформированы Зайсанский, Алакольский, Илийский и Балхашский бассейн (рисунок 1).

**Предпосылки дальнейшего изучения и перспективности.** Исследования по Проекту КИОБ РК отмечают качественно новый этап исследований, благодаря существенно возросшим техническим возможностям и новому уровню обработки и интерпретации данных. Улучшены методы визуализации и моделирования условий накопления и формирования потенциальных поисковых объектов, в особенности, в палеозойской толще, которая до недавнего времени во многих случаях в оценке прогнозных ресурсов, как представляющая интерес, практически не рассматривалась.

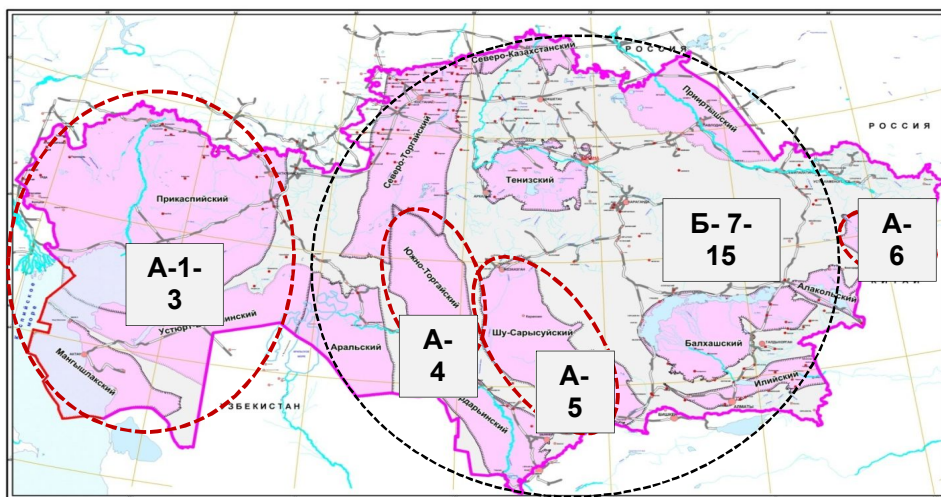


Рисунок 1. Нефтегазоносные и перспективные осадочные бассейны Казахстана (Акчулаков У.А. и др.; 2009-2013).

*А. Нефтегазоносные бассейны (6): А-1-3 – Прикаспийский, Устюрт-Бозашинский, Мангышлак, А-4 – Южно-Торгайский, А-5 – Шу-Сарысуский, А-6 – Зайсанский. Б. Перспективные бассейны (9): Б-7-15 – Арал, Сырдарьинский, Балхашский, Тенизский, Прииртышский, Алакольский, Илийский, Северо-Казахстанский, Северо-Торгайский*

Показана высокая оценка перспективности и прогнозный потенциал осадочных бассейнов, полученные, главным образом, благодаря обоснованию необходимости

увеличения глубин исследования и вовлечения в оценку палеозойской толщи. В результате, практически по всем 15-ти бассейнам, включая Прикаспийский бассейн, палеозойский комплекс в настоящее время представляет главное направление ГРП (таблица). Наряду с этим, важнейшими результатами Проекта КИОБ РК явились также выделение кровли палеозоя в качестве устойчивой сейсмической границы и высокая оценка по прогнозным ресурсам (таблица). На рассматриваемой территории уточнились контуры бассейнов Устюрт-Бозаши и Арал, граница между которыми проходит по Арало-Кызылкумской системе дислокаций, являющейся трансрегиональной разломной зоной. Предполагается, что существование границ такого порядка является одним из факторов глубинного источника формирования залежей УВ в осадочном чехле. В этой связи проводится аналогия с Главным Каратауским разломом, являющимся трансрегиональной разломной зоной, контролирующей юго-западную периферию Южно-Торгайского бассейна. Полагаем, что более углубленное изучение таких протяженных зон позволит уточнить закономерности региональной нефтегазоносности в разрезе сопряженных вдоль них осадочных бассейнов.

Таблица. Геолого-технические показатели перспективности бассейнов

Бассейн	Площадь, тыс кв км	Степень изученности	Комплекс	Число мест-ий УВ	Фонд структур	Геол. ресурсы, млн тн у. т.	Ранг/ группа
Запад Туранской плиты							
Устюрт-Бозаши	131	высокая	PZ Z <sup>M</sup>	18	73	8117	II
Мангышлак	99	высокая	PZ Z <sup>M</sup>	40	128	6356	
Бассейны на Юго-востоке РК							
Северо-Торгайский	166	низкая	PZ		16	5440	II
Южный Торгай	80	высокая	PZ Z <sup>M</sup>	36	103	4038	
Шу-Сарыуский	189	средняя	PZ	12	52	3724	
Сырдарьинский	150	средняя	PZ		23	3697	
Аральский	56	средняя	PZ Z <sup>M</sup>		30	3168	
Балхашский	65	очень низкая	PZ		5	1998	
Прииртышский	73	низкая	PZ Z <sup>M</sup>		5	1948	III
Алакольский	20	очень низкая	MZ+KZ		5	1008	
Илийский	49	очень низкая	MZ+KZ		4	803	IV
Северо-Казахстанский	25	очень низкая	PZ Z <sup>M</sup> Z+KZ		5	512	
Тенизский	60	низкая	PZ		14	422	
Зайсан	32	средняя	PZ Z <sup>M</sup> Z+KZ	1	30	396	
Всего бассейнов – 14							
Всего							
				107	493	41626	

Изучение объектов на больших глубинах позволяет рассчитывать на широкие возможности для прогноза новых крупных месторождений, залегающих в более сложных геологических условиях. Предполагается связь крупных месторождений с объектами нетрадиционного типа – ловушками неантиклинального типа (далее – НАЛ). Прогноз нефтегазоносности объектов данного типа предполагает и основывается на всестороннем изучении истории развития и формирования отложений, особенностей обстановки седиментации бассейна осадконакопления. Поиски с акцентом на НАЛ в последнее время, в сравнении с принятой на практике вот уже длительное время общеизвестной концепции поисков объектов структурного типа, ныне представляется отдельным перспективным направлением. Оно сформировано для существенного расширения спектра поисковых объектов для постановки ГРП. Накопление новых данных и расширение площади перспективных территорий для поиска и обнаружения новых залежей УВ обеспечивает достаточно надежную основу для успешной реализации направления поисковых работ связанных с объектами нетрадиционного типа.

Все отмеченные выше результаты явились условием объективно высокой оценки перспектив нефтегазоносности и потенциальных возможностей всей рассматриваемой территории. В пределах бассейнов отмечены благоприятные предпосылки для обоснования первоочередных поисковых объектов по палеозою. В особенности для бассейнов запада Туранской плиты, эти и многие другие факторы являются главными в обосновании высокой перспективности палеозойской толщи (рисунок 2).



Рисунок 2. Блок-схема обоснования и факторы перспективности палеозойского комплекса западной части Туранской плиты

**Новые данные и характеристика основной группы бассейнов.** Полученные открытия залежей нефти и газа в палеозойских отложениях западной части Туранской плиты (Мангышлак, Устюрт-Бозаши) определяют практический интерес, как в отношении уточнения внутреннего глубинного строения, так и дальнейшего выяснения закономерностей распространения зон нефтегазонакопления.

Изучение и сравнение структурных планов по поверхности фундамента и палеозойской толщи показывает их высокое соответствие и унаследованное развитие крупных блоков, элементов II-ого порядка (Бозашинский свод, Южно-Бозашинский прогиб, Мынсуалмасская ступень, Колтыкский, Косбулакский, Шалкарский, Барсакельмесский и Судочий прогиб, Куаныш-Коскалинская и Тахтакаирская зона поднятий). Данные построения характеризуются «высоким запасом прочности», обосновываются результатами комплексирования данных магниторазведки, гравиразведки, сейсмических исследований и бурения. Палеозой представлен сложно дислоцированными терригенно-карбонатными породами верхнего девона – нижней перми (П-1 Арман; 4200-5439 м). По разным оценкам толщина изменяется в широких пределах и по сейсмическим данным достигает 6,0 км (Куандыков Б.М.; 1999).

Южнее, на Мангышлаке выделяется Южно-Мангышлакский прогиб, Беке-Башкудукский вал, Сегендык-Жазгурлинская зона прогибов, Самурско-Песчаномысская и Карабогаз-Туаркырская система поднятий. Контуры элементов обоснованы с учетом характера поведения главной магнитоактивной поверхности, полученной по результатам высокоточных аэромагнитных исследований. Ранее, на Устюрт-Бозаши и Мангышлаке положение кровли палеозоя из-за недостатка данных было довольно неоднозначным. Отражения внутри доюрской толщи (ниже триаса), как правило, относились к ОГ V или «Ф» (фундамент). В разрезе зоны Узень – Карамандыбас – Тенге получены высокие динамические характеристики, сделан прогноз в палеозойской толще хорошо выраженной слоистости и крупных поднятий, представляющих значительный поисковый интерес. В настоящее время это «нетрадиционное» для региона направление поисков развивается и дополняется новыми идеями. На ряде объектов Мангышлака (Оймаша, Аламурын Южный) получены промышленные притоки УВ из отложений верхнего палеозоя. Дислоцированность пород и процесс внедрения «кислой» интрузии по глубинным разломам, указывает на связь нефтегазонасыщенных пород палеозоя с дезинтегрированной «корой выветривания». Также, просматривается приуроченность скоплений УВ к локальным поднятиям и участкам структурных «задержек» на бортах и склонах крупных сводовых поднятий и прогибов.

Образование залежей УВ в мезозое связывается с глубинной миграцией УВ по разломам и «проводящим» каналам, сформированным за счет разуплотнения. Так, для триасовых и юрских залежей зоны Узень – Карамандыбас – Тенге основным источником УВ предполагается палеозойский комплекс. Особенности распространения нефтегазоносности заключаются в неравномерном и «разбросанном» характере расположения залежей в плане и, одновременно, многоярусном их размещении в разрезе поднятий на уровне мезо-кайнозоя, связи залежей с трендами простирания крупных разломов. Для запада Туранской плиты представляется дифференцированный «очаговый» характер формирования скоплений УВ. Это многопластовый характер продуктивности разреза, связь с разломной тектоникой, специфический состав компонентов в нефти, указывающий на глубинность генезиса и высокие температуры образования. С учетом этого сложно предполагать латеральное перераспределение больших объемов УВ, в плане залежи в мезозое приурочены к элементам II-ого порядка (Жетыбай-Узеньская, Песчаномыско-Ракушечная и Карагинская зона нефтегазонакопления). Неравномерна по площади степень насыщения УВ и плотность месторождений. *Обосновано четыре района с благоприятными предпосылками для формирования залежей УВ в палеозойских отложениях: зона Узень – Карамандыбас – Тенге,*

*юго-восточная часть Устюрт-Бозаши, Песчаномысско-Ракушечная зона поднятий, блок Курмангазы в акватории на стыке Северного и Среднего Каспия.*

На юго-востоке Казахстана к востоку от Уральской складчатой системы промышленная нефтегазоносность палеозоя установлена пока в трех бассейнах (Южно-Торгайский, Шу-Сарысуский, Зайсанский). *Объем имеющихся данных о залегании палеозойской толщи осадочных бассейнов на данной территории характеризует начальный этап изучения.* Относительно недавние работы в 2012 г. показали возможности оконтуривания крупных перспективных объектов в палеозое Аральского бассейна. По результатам работ на блоке Максат выделено крупное поднятие, предположительно, рифогенного генезиса (широтный профиль 910412). Отложения верхнего палеозоя (девон – пермотриас) представлены морскими осадками, предварительно выделены две толщи: нижняя карбонатного состава и верхняя – терригенно-карбонатного состава. Общее развитие палеозойской толщи составляет 2-3 км.

В Южно-Торгайском бассейне палеозой и фундамент по имеющимся данным по территории изучен не равномерно. В нижней части образования протерозоя и фундамента (PZ<sub>1</sub>) представлены метаморфизованными породами (Кумколь, Кызылкия, Кенлик, Караванчи) «коры выветривания». На ряде выступов фундамента палеозой представлен известняками девонско-нижнепермского возраста (Карабулак, Карабулак Западный, Кызылкия Северо-Западный, Дощан). Главной особенностью является наличие крупных выступов коренных пород, на которых и в смежных прогибах формируются морфологически выраженные амплитудные тела карбонатного состава, имеющие характер сооружений. Продуктивность данных высоко амплитудных объектов ранее установлена в зоне поднятий Кенлик – Кызылкия – Караванчи (центральная часть Аксайской горст-антиклинали).

Палеозойские отложения Зайсанского бассейна в связи с обнаружением ранее залежей нефти в скважине П-1 Сарыбулак (карбон – пермь) в настоящее время рассматриваются перспективным направлением *для совершенствования представлений на модель развития данных отложений в разрезе всех бассейнов в пределах юго-восточной части Казахстана.*

**Выводы.** С выделением палеозойского интервала разреза в важнейшее направление поисков обозначается ряд вопросов для уточнения глубинной геологии осадочных бассейнов, имеющих фундаментальное значение и требующих дальнейшего планомерного проведения в них комплекса региональных геолого-геофизических исследований. Изучение палеозойской толщи, как общего направления на большой территории, необходимо для решения ниже следующих фундаментальных вопросов.

1. Разработка и обоснование уточненной геодинамической модели развития всей территории Казахстана и составляющих её тектонических элементов и бассейнов. Существующие в настоящее время модели развития и строения основываются на фрагментарных и неполных данных, более низких по уровню измерений технологиях в сравнении с теми, которые имеются в распоряжении исследователей в настоящее время.

2. Имеющиеся результаты магнитометрических и гравиметрических измерений указывают на наличие дополнительных особенностей в поведении и прослеживании поверхности фундамента и палеозоя, что обуславливает необходимость уточнения морфологии и глубины залегания их поверхности, а также взаимосвязей между ними.

3. Практически по всем бассейнам выполнены основные работы в части изучения неглубоко залегающих толщ мезо-кайнозойского комплекса, в связи с чем, новый этап исследований характеризует переход на изучение строения и нефтегазоносности

палеозойского комплекса и отложений более древнего возраста. Изучение нефтегазоносности позволяет сделать практически для всех бассейнов вывод о глубинном источнике формирования и накопления УВ.

4. Экспрессный обзор данных о палеозойской толще различных по особенностям строения и развития бассейнов позволяет наметить определенные коррелятивные связи с некоторыми макропоказателями (трансрегиональные разломы, тектонические особенности, степень изученности). Различная степень изученности определяет, таким образом, состояние наших представлений о внутреннем строении и нефтегазоносности юго-восточных бассейнов РК. Имеется широкое «поле деятельности» для наращивания темпов изучения палеозойского комплекса и уверенность в том, что постепенное достижение необходимого уровня изучения и положительной «статистики» предопределяет на этой территории новые открытия и крупные обнаружения.

## **Paleozoic complex of sedimentary basins west of the Turan plate and the territory to the east of the Ural folded system**

D.K.Azhgaliev, K.M. Taskinbayev

Non-profit joint stock company "Atyrau University of oil and gas»

According to the results of the Project “Comprehensive Study of the Sedimentation Basins of Kazakhstan” (hereinafter referred as the Project) was substantiated the high prospect of Paleozoic deposits in the west of the Turan Plate (Ustyurt-Bozashi and Mangyshlak). Also were obtained new data on the nature of the occurrence of the Paleozoic stratum in the context of 12 basins located on the east of Ural folded system (U.A.Akchulakov and etc. ; 2009-2013). These pools are part of various structures of the first order. A high assessment of the prospects and the forecast potential of sedimentary basins is shown, obtained as a result of the study and attraction of the Paleozoic sequence as the most important area of research. Almost all of the 15 basins, including the Caspian Sea, Paleozoic complex is the main direction of exploration (table). Accordingly, the need to increase the depth of exploration is one of the main results of the Project, which is a condition for an objective assessment of the prospects and potential of the territories. It is noted that there are favorable conditions for the substantiation of the priority objects in the Paleozoic, taking into account the already established fund of structures.

The study of large depths in this case makes it possible to count on wide opportunities for forecasting and discovering new large deposits occurring in more complex geological conditions. It should be assumed that large deposits are associated with objects of the unconventional types — non-anticlinal type. Due to the lack of data the position of the Paleozoic roof in Ustyurt-Bozashi and Mangyshlak was ambiguous; In the section of the Uzen-Karamandybas-Tenge zone were obtained high dynamic characteristics, was made a forecast in the Paleozoic strata of the stratification and in the large and prospective search elevations. The regularities of petroleum potential established in the west of the Turan Plate provide certain material and opportunities for conducting regional and area studies in the south-eastern basins in order to preliminarily assess the full-fledged identification of the Paleozoic sequence and justify its perspectivity. The degree of study of the Paleozoic strata of sedimentary basins in the south-east is at the initial stage of study. The Aral, South Torgai and Zaisan basins stand out more "characteristic".

They have the prerequisites for the selection of search objects and the detection of new clusters of hydrocarbons.

The study of the Paleozoic strata in the large territory under consideration makes it possible to substantiate a regional model for its formation and tracking, to clarify the deep structure of sedimentary basins for solving a number of issues of fundamental importance.



## *Неотектонические напряжения и газоносность Иркинеево-Чадобецкого прогиба (Восточная Сибирь)*

**Сим Лидия Андреевна<sup>1</sup>, Пошибаев Владимир Владимирович<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ИФЗ им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва

### **Введение**

Иркинеево-Чадобецкий рифтогенный прогиб (ИЧРП), расположенный на юго-западной окраине Сибирской платформы, представляет собой один из перспективных районов для открытия месторождений газа и газового конденсата. Основная промышленная газоносность связана с мощным комплексом вендских терригенных отложений тасеевской серии. К настоящему времени в пределах исследуемого региона в этих отложениях были выявлены такие крупные месторождения как Абаканское, Имбинское, Ильбокичское и другие.

Тасеевский природный резервуар представляет собой переслаивание многочисленных пачек пористых песчаных и песчано-гравийных пород, интенсивно нарушенных трещиноватостью. Это обуславливает достаточно сложное строение фильтрационно-емкостной системы внутри резервуара и затрудняет прогнозирование его свойств.

В условиях низкой степени изученности резервуара наиболее существенным является вопрос объяснения значений различной продуктивности скважин. Продуктивность двух соседних скважин, вскрывших отложения с приблизительно схожими литолого-петрофизическими характеристиками и показателями трещиноватости, часто бывает резко различной. В этой связи для определения зон повышенной продуктивности в пределах тасеевского резервуара помимо литолого-петрофизических исследований, фациальных реконструкций, и изучения трещиноватости, исследуемая территория была проанализирована с позиции новейшей геодинамики.

### **Данные и методы**

Выявление новейших разломов и реконструкция тектонических напряжений в пределах ИЧРП проводились на основе интерпретации топографических карт и космоснимков, а также интерпретации материалов грави-, магнито-, сейсморазведки. На основе представлений о том, что платформы Северной Евразии формируются в сдвиговом поле тектонических напряжений, на исследуемой территории был применен структурно-геоморфологический метод реконструкции тектонических напряжений (СГ-метод).

СГ-метод позволяет восстанавливать ориентировки осей сжатия и растяжения в горизонтальной плоскости, геодинамическую обстановку формирования разломов (транстензию или транспрессию) и направления сдвигов (правый или левый). На местах пересечения разнонаправленных сдвигов формируются накрест лежащие сектора локального сжатия и растяжения [Сим, 2016].

Значения дебитов газа и газового конденсата скважин, расположенных в этих секторах, были сопоставлены между собой. При этом учитывались результаты проведенных литолого-петрофизических исследований, фациальных реконструкций и анализа трещиноватости продуктивных отложений.

### **Краткая геологическая характеристика района исследований**

Иркинеево-Чадобецкий прогиб представляет собой мобильную зону, разделяющую жесткие стабильные блоки - Камовский свод на севере, Богучано-Манзинский на юге и Ангаро-Ленский с Непско-Ботуобинским на востоке [Буш, 2009].

ИЧРП заполнен карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями верхов нижнего (?), среднего и верхнего рифея общей мощностью до 8 – 10 тыс. м. Разрез осадочного чехла ИЧРП сложен протерозойскими, палеозойскими и маломощными мезозойско-кайнозойскими отложениями.

В современном структурном плане ИЧРП соответствует зоне Ангарских складок. Она протягивается в субширотном направлении и имеет сложную конфигурацию. Ее размеры составляют 250 км в длину при ширине от 30 км до 75 км. Вдоль широтного течения реки Ангара выделяется серия высокоамплитудных локальных поднятий, к которым приурочены газовые месторождения.

### **Характеристика тасеевского природного резервуара**

Основная промышленная газоносность осадочного чехла в пределах ИЧРП связана с мощными (до 1,5 км), преимущественно терригенными, отложениями тасеевской серии, которые с резким угловым несогласием залегают на разновозрастных карбонатно-глинистых отложениях рифея. Породы-коллекторы отложений тасеевской серии относятся к поровому и порово-трещинному типам. Многочисленные субвертикальные протяженные трещины соединяют тонкие гранулярные коллекторские прослой, образуя тем самым сложную фильтрационно-емкостную систему [Пошибаев, 2014].

Поровые коллекторские гранулярные прослой выделяются на всех стратиграфических уровнях исследуемых отложений. Основные наиболее крупные пачки коллекторов связаны с фациями временных потоков, русловых каналов и аккумулятивных тел в субаквальной части дельтовых комплексов. Породы-коллекторы порово-трещинного типа развиты в областях развития интенсивной тектонической раздробленности. Эти области вытянуты в линейном направлении, и вероятно, приурочены к бортовым частям ИЧРП. Здесь была выявлена система субвертикальных частично минерализованных трещин, протяженность которых составляет более 300 м. Субвертикальные трещины различной степени раскрытости и минерализации наблюдаются по всему разрезу отложений тасеевской серии. Раскрытость таких трещин составляет в среднем 0,4-0,6 см, местами достигая 0,8-1,2 см.

### **Неотектонические напряжения и газоносность**

Детальная реконструкция неотектонических напряжений была проведена для трех месторождений ИЧРП: Абаканского, Берямбинского, Ильбокичского.

Абаканское месторождение приурочено к крупному треугольному блоку, ограниченному разломами I порядка широтного, СЗ и СВ простирания. Эти разломы активизированы при субгоризонтальном сжатии субмеридионального простирания. На широтном разломе восстановлены две ориентации оси сжатия, западное из которых свидетельствует об обстановке дополнительного сжатия, а восточное – об обстановке чистого сдвига. Разлом СЗ простирания формируется в обстановке дополнительного растяжения, что обеспечивает повышенную проницаемость по нему.

В пределах Абаканского блока выделяется серия разломов II порядка широтного, СЗ и СВ простираний. Широтные и СЗ разломы являются правыми, а СВ – левыми сдвигами. На

местах пересечений разнонаправленных сдвигов выделены участки локального сжатия и растяжения.

Скважины №1 и №2 Абаканского месторождения – высокодебитные (дебит газа более 1 млн м<sup>3</sup>/сутки), они расположены в секторах растяжения. По всему разрезу отложений тасеевской серии были отмечены значительные притоки газа. В скважине №3 присутствуют поровые и порово-трещинные коллекторы. Однако из 10 интервалов опробования 7 оказались непродуктивными, а в 3 интервалах значения дебитов не превысило 150 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Эта скважина расположена в секторе локального сжатия.

Беряμβинское месторождение газа на севере ограничено Нижнеангарским широтным разломом, который является левым сдвигом и находится в обстановке меридионального сжатия. С юго-запада месторождение ограничено разломом СЗ простирания I порядка, он является правым сбросо-сдвигом с опущенным юго-западным крылом. В его зоне восстанавливается обстановка чистого сдвига с СВ ориентировкой оси сжатия. Он является правым сбросо-сдвигом с опущенным восточным крылом.

В центральной части месторождения выделяются три субпараллельных разлома СЗ простирания II порядка: западный, центральный и восточный. Отметим, что эти разломы являются ветвями регионального Ангаро-Катангского правого сдвига, выделенного еще в 50-х годах прошлого столетия Г.Ф. Лунсгергаузенем. Все три разлома являются правыми сбросо-сдвигами с опущенными ЮЗ крыльями.

Преобладание разрывных нарушений, сформированных в обстановках сжатия, в пределах Беряμβинского месторождения, вероятно, объясняет низкую продуктивность основной части скважин. Несмотря на наличие коллекторов и системы раскрытых субвертикальных трещин, значительных притоков из отложений тасеевской серии получено не было. Многие скважины, пробуренные на Беряμβинском месторождении, находятся в опущенном крыле вдоль центрального разлома II порядка. Вероятно, притоки газа могут быть получены в приподнятом крыле, расположенным между центральным и восточным разломами II порядка.

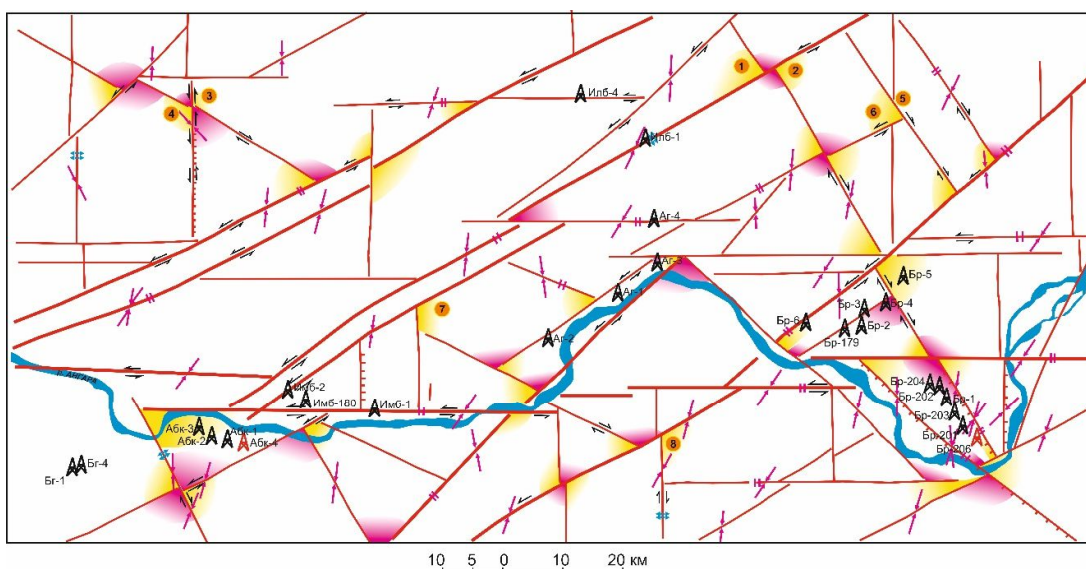
Особенностью геодинамической характеристики Ильбокичского месторождения является наличие разломов, активизированных в новейший этап в обстановке растяжения. Это относится как к разлому СВ простирания, так и к субмеридиональному разлому. Оба разлома разработаны долиной интенсивно меандрирующей реки Чадобец, что характерно для обстановок растяжения.

Подобное меандрирование на значительном протяжении реки не свойственно другим рекам региона. Местоположение Ильбокичского лицензионного участка в секторе интенсивного растяжения определяет его высокую перспективность. Эти предположения подтверждаются результатами испытаний Ильбокичского месторождения. В скважинах, Ильбокичского месторождения были получены значительные притоки газового конденсата.

### **Прогноз наиболее проницаемых зон**

Проведенные детальные реконструкции неотектонических напряжений в комплексе с литологическими и петрофизическими исследованиями, а также анализом геолого-промысловых данных, показали, что дебиты газа и газового конденсата в пределах зон распространения коллекторов значительно выше в скважинах, расположенных в секторах растяжения.

Рис 1. Схема новейшей геодинамики ИЧРП и выявленные 8 наиболее проницаемых секторов.



А. Новейшие разломы:



Б. Неотектонические напряжения и геодинамика:



В этой связи вся территория ИЧРП была проанализирована с позиции новейшей тектоники и современной геодинамической обстановки (Рис. 1). Установлено, что наиболее крупными новейшими разломами исследуемого региона являются разломы ЮЗ-СВ простирания, параллельные границам ИЧРП, и широтные разломы, развитые на юге территории, которые наследуют простирание Нижнеангарского разлома. Разломы ЮЗ-СВ простирания сформировались или активизировались при субмеридиональном сжатии в различных типах геодинамических обстановок. Эти разломы являются левыми сдвигами.

Широтные разломы характеризуются выдержанностью по простиранию и однотипной геодинамической обстановкой формирования. Практически все отрезки широтных разломов находятся в обстановке сжатия, при этом ось сжатия направлена на С - СВ. Они относятся к кинематическому типу левого сдвига. Разломы СЗ простирания широко распространены в южной и восточной частях района исследований, в то время как разломы З-СЗ отмечаются на северо-западе и в центральной части района. Все разломы являются правыми сдвигами, вдоль них развиты мегатрещины, свидетельствующие как о напряженном состоянии чистого сдвига, так и обстановках дополнительного сжатия. Меридиональные разломы образуют относительно равномерную сеть по всей территории и выражены в виде коротких отрезков, смещенных диагональными и широтными разломами. Вдоль них выделяются как обстановки сжатия, так и растяжения. В левых сдвигах оси сжатия ориентированы на ССЗ, а в правых – на ССВ. Часть сдвигов является сбросами и сопровождаются «гребенкой» мегатрещин, перпендикулярных плоскости разлома.

Реконструкция неотектонических напряжений ИЧРП дает основание считать, что в исследуемом районе доминирует меридиональное сжатие, отклоняющееся на ССВ и широтное растяжение. Исключение составляют два определения ориентаций осей сжатия С-СЗ простирания, приуроченных к меридиональным разломам.

Смещения разломов друг относительно друга, протяженность и количество мегатрещин в зонах их динамического влияния позволяет сделать вывод о преимущественной активности разломов ЮЗ-СВ и широтного простираний. В таком поле напряжений из всех типов разломов наиболее проницаемыми являются меридиональные разломы.

На представленной схеме новейшей геодинамики ИЧРП выделены 8 наиболее проницаемых секторов. Общим свойством этих участков является пересечение диагональных разломов с наиболее проницаемыми меридиональными разломами или с диагональным разломом, формирующимся в обстановке растяжения.

### **Заключение**

Проведенные комплексные исследования природных резервуаров ИЧРП позволили выдвинуть предположение о тесной взаимосвязи современных геодинамических процессов и газоносности осадочного чехла. Основываясь на этих представлениях, следует предполагать, что наибольшие перспективы газоносности связаны с зонами современного геодинамического растяжения, сформированных в результате сдвиговых разнонаправленных деформаций осадочного чехла. На основании результатов комплексных исследований в пределах ИЧРП было выделено восемь зон развития порово-трещинных и трещинных коллекторов, находящихся в областях геодинамического растяжения, наиболее перспективных для постановки геологоразведочных работ с целью выявления газовых месторождений.

### **Список литературы**

*Буш В.А.* Строение Иркинеево-Чадобецкого авлакогена по данным комплексных аэрогеофизических съемок // Современные аэрогеофизические методы и технологии. – 2009. – Т. 1. Вып. 1. – С. 143-153.

*Пошибаев В.В.* Литологическая характеристика и прогноз зон развития коллекторов позднедокембрийских отложений тасеевской серии Иркинеево-Чадобецкого прогиба: Дис. канд. геол.-мин. наук. – М., 2014. – С. 100-136.

*Сим Л.А., Постников А.В., Постникова О.В. и др.* Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – №6 (52). – С. 8-12.

## **Neotectonics and gas-bearing capacity of Irkineevo-Chadobetsky riftogenic trough (East Siberia)**

**Lydia A. Sim<sup>1</sup>, Vladimir V. Poshibaev<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *The Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

<sup>2</sup> *Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow*

Large volumes of gas and gas condensate are produced from Neoproterozoic deposits of the Taseeva Group within the Irkineyev-Chadobetsky riftogenic trough (IChRT) (Eastern Siberia). The productivity of the Taseeva Group deposits is largely due to the presence of numerous fractures. Their distribution is associated with the fault tectonics of the region, especially with the latest active faults.

In this paper, we present a scheme of the latest faults, which were compared with geophysical data. On the basis of ideas that the platforms of Northern Eurasia are formed in the shear field of tectonic stresses, the structural and geomorphological method of reconstruction of tectonic stresses (SG-method) was used here. This method makes it possible to restore the orientation of the axes of compression and extension in the horizontal plane, the geodynamic setting of the faults formation (transtension and transpression) and the direction of shears (right or left). At the intersections of differently directed shears, there are cross-lying sectors of local compression and extension.

Conducted comprehensive studies of natural reservoirs of IChRT allowed us to put forward an assumption about the close relationship of modern geodynamic processes and the gas-bearing capacity of the sedimentary cover. Based on these ideas, it should be assumed that the greatest prospects for gas-bearing potential are associated with zones of modern geodynamic stretching, formed as a result of shear multidirectional deformations of the sedimentary cover. Based on the results of comprehensive studies within the IChRT, eight zones of porous-fissured and porous reservoirs located in areas of geodynamic stretching that are most promising for gas fields exploration were identified.

## *Геофизические свидетельства нефтегазового потенциала палеозойского комплекса Западной Сибири как основа для разработки стратегий и ключевых проектов*

**Костюченко Сергей Леонидович**

*Акционерное общество «Росгеология», Москва*

### **Введение**

В перечне основных стратегических регионов геологоразведочных работ на нефть и газ в последнее десятилетие первые места прочно занимают шельфовые области российского сектора Северного Ледовитого океана, транзитные зоны «море-суша» и северные арктические участки Тимано-Печорской, Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской нефтегазоносных провинций, а также шельф Дальневосточных морей. В пределах Западной Сибири все больше внимания переносится на изучение глубоко залегающих ачимовских клиноформ и трудно извлекаемых запасов баженовской свиты. Обсуждается увеличение объемов геологоразведочных работ не только на территориях с сформированной инфраструктурой, но и в труднодоступных и на слабо изученных территориях. В отличие от перечисленных выше объектов, относимых к приоритетным (например, для изучения «баженитов» в 2017 году Министерство энергетики РФ одобрило заявку «Газпром нефти» на присвоение этой теме статуса национального проекта), залегающие под мезозойско-кайнозойским чехлом и локально развитыми пермско-раннетриасовыми вулканогенно-осадочными рифтовыми образованиями гетерогенные палеозойские комплексы продолжают оставаться недостаточно изученными и не до конца оцененными в отношении перспектив нефтегазоносности.

Основной причиной недостаточного внимания к палеозойским образованиям является укоренившееся мнение об их повсеместном участии в строении доюрского «фундамента», что уже на концептуальном уровне выводит из категории потенциально углеводородосодержащих комплексов. Немаловажную негативную роль играет их глубокое залегание (преимущественно от 3,0 км и глубже), изменчивый геологический состав пород, слабо изученные особенности тектонического строения и отсутствие общепринятых методик и технологий прогнозирования и поиска в них возможных скоплений углеводородов.

### **Геологические и геофизические предпосылки**

По заявлению А. Вашкевича (ПАО «Газпром нефть»), общие начальные геологические запасы нефти в доюрском основании, которые стоят сегодня на государственном балансе, составляют по Западной Сибири около 400 млн тонн, из них 174 млн тонн относятся к Томской области, а на балансе дочерней компании ООО «Газпромнефть-Восток» — 54 млн тонн [Алексеев, 2017]. К настоящему времени с комплексами «фундамента» Западной Сибири в той или иной мере связано более 100 открытых залежей нефти и газа. Их промышленная нефтеносность подтверждена на Новопортовском месторождении. Уже несколько лет успешная работа по разработке залежей идет на томских месторождениях ПАО «Газпром нефть» Арчинском и Урманском. Опираясь на основные критерии оценки и прогноза нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири, сформулированные в работе [Запивалов, Исаев, 2010], с учетом накопленных и систематизированных геологических и геофизических данных можно констатировать, что месторождения в основном приурочены к коре выветривания и дезинтегрированным кровельным частям эрозионно-тектонических



выступов фундамента, сложенного метаморфическими, кристаллическими (магматическими) и осадочными породами, к делювиальным отложениям, сформированным в результате размыва палеозойских образований, и к слабо дислоцированным толщам погребенных осадочных бассейнов (см. рис). В первом и втором случаях принципиальным является наличие на этом же гипсометрическом уровне или ниже залежей в прилегающих мезозойско-кайнозойских горизонтах чехла. Нефтяные скопления в погребенных бассейнах установлены в карбонатных органогенно-обломочных известняках, известняковых брекчиях и метасоматических доломитах среднедевонского рифа, а также в рифогенно-аккумулятивном комплексе позднесилурийско-раннедевонского возраста (на Малоичском месторождении). В скв. Малоичская П-4 притоки получены с глубины 4500 м, что на 1700 м ниже вскрытой кровли палеозоя. Прямые признаки нефтегазоносности установлены в известняках и доломитах восточного борта Западно-Сибирской плиты (скв. Лемок 1). Даже единичные примеры с высокой степенью уверенности свидетельствуют, что генерация углеводородов и их аккумуляция в благоприятных условиях происходила в пределах нефтематеринского разреза в главной зоне нефтегазообразования (ГЗН).

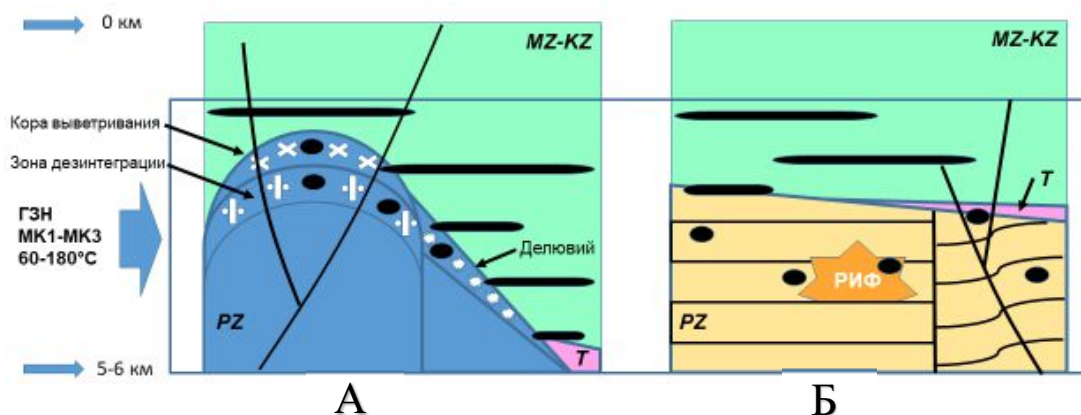


Рис. Принципиальные модели нефтегазоносности «доюрского комплекса» Западно-Сибирской плиты. ГЗН – главная зона нефтегазообразования, А – эрозионно-тектонические выступы, Б – слабо нарушенные комплексы погребенных осадочных бассейнов.

Геофизические атрибуты волнового поля близвертикальных отраженных волн с высокой степенью надежности обеспечивают распознавание перспективных объектов, приуроченных к коре выветривания и дезинтегрированным кровельным частям выступов доюрского «фундамента». В качестве наиболее разработанных признаков следует отметить сейсмогеологические критерии зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в области Межовского свода [Абросимова, Губа, 2013]. Выделенные сейсмofации подтверждены многочисленным бурением и иллюстрируют наличие гранитных образований, протерозойских (?) метаморфических сланцев, карбонатных и глинисто-карбонатных пород девонского возраста, эффузивов кислого состава и терригенно-вулканогенных отложений раннего – среднего палеозоя.

Делювиальные, вулканогенно-осадочные отложения, а также рифтовые комплексы триасового возраста могут прогнозироваться по хаотическому полю отражений между сейсмическим горизонтом «А», отделяющим вышележащий разрез с регулярными осями

синфазности, и региональной преломляющей границей с граничными скоростями продольных волн 5,6-5,8 км/с и более.

Для идентификации погребенных осадочных бассейнов, присутствие которых отмечалось с начала 1970-х годов в работах Н.П.Запивалова, В. С. Вышемирского и др., традиционно используются образы слабо нарушенных слоистых временных разрезов. В последнее десятилетие они в многочисленном количестве установлены на севере (в Пур-Гыданском районе и в области перехода в Енисей-Хатангский прогиб) и в восточной бортовой части Западно-Сибирской плиты. Показательными признаками являются данные по палеозойскому разрезу Яхлинской площади Шаимского нефтегазоносного района. Представлены они широким разнообразием волновых картин от хаотичной до близкой к регулярной, наличием рисунков облекания перекрывающими отложениями, нарушением стабильности формы амплитудно-частотных спектров, снижением амплитуды сейсмозаписи и др. [Печеркин и др., 2003]. К одному из важнейших признаков распознавания бассейновых формаций также относится присутствие в их основании преломляющей границы со скоростями от 6,0 км/с до 6,6 км/с, отождествляемой с поверхностью кристаллической коры.

#### **Основные направления работ**

Стратегия поиска месторождений нефти и газа в палеозойских образованиях Западной Сибири перекликается с программой глубокого параметрического бурения, выполняемой АО «Росгеология» по контракту с федеральным агентством по недропользованию Роснедра, и получила свое конкретное выражение в утверждении 30 января 2017 г. ООО «Газпромнефть-Восток», администрацией Томской области и Томским политехническим университетом совместного проекта «Палеозой». Последний локализован в Томской области и на первом этапе предполагает разработку до 2021 года инновационных методов для оценки ресурсного потенциала и прогноза продуктивных интервалов в доюрских отложениях [Алексеев, 2017; <https://paleozoic.neftegaz.ru>].

Имеющийся информационный ресурс свидетельствует о необходимости расширения территории изучения и концентрации усилий на установлении участков развития слабо нарушенных чехольных образований палеозойского возраста в центральных, северных и восточных районах Западно-Сибирской плиты.

#### **Список литературы**

*Алексеев А.* Фундаментальный ресурс // Он-лайн журнал Сибирская Нефть. – 2017. - №2 / 139. С. 29-33.

*Запивалов Н.П., Исаев Г.Д.* Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2010. - № 341. С. 226–232.

*Абросимова О., Губа А.В.* Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Межовского свода (Новосибирская область) // Известия Томского политехнического университета. - 2013. Т. 322. № 1. - С. 40-45.

*Печеркин М.Ф., Качкин А.А., Говоров С.С.* Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности доюрских отложений Яхлинской площади // Геофизика. – 2003. – № 1. – С. 28-31.

<https://paleozoic.neftegaz.ru>



**Kostyuchenko Sergey Leonidovich**

JSC “Rosgeo”

**Geophysical evidences of the oil and gas potential of the Paleozoic complex of the Western Siberia as a basis for developing strategies and key projects**

To-day, the main areas of geological-geophysical activity for oil and gas in Russia are offshore areas of the Russian sector of the Arctic Ocean, transit zones from shallow sea into the land and the northern Arctic areas of the Timan-Pechora, West Siberian and Leno-Tungussskaya oil and gas provinces, as well as the shelf of the Far Eastern seas. In the Western Siberia, deeply located Achimov clinoforms and the Bazhenov formation are priority range.

Paleozoic formations, which lie mainly at a depth of more than 3.0 km, traditionally belong to the “pre-Jurassic basement” and, despite the discovery of more than 100 associated oil and gas fields, remain poorly involved in exploration.

The known fields are confined to weathered and disintegrated parts of uplifts of the “basement” which consist of as metamorphic, crystalline and sedimentary formations, to the deluvial deposits formed as a result of erosion of the Paleozoic rocks, to organogenic-clastic limestone sections, limestone breccia, and metasomatic dolomites of reefs and Upper Silurian - Lower Devonian reef-accumulation complex.

Obtained and systematized attributes of geophysical data give rise to classify potentially petroleum-bearing geological sections of the Paleozoic age, and to recognize the features of their structure and the position of perspective objects.

The strategy of searching for oil and gas fields in the Paleozoic formations of the Western Siberia was resulted in the beginning of the “Paleozoic” program, which involves the development of innovative methods by 2021 for assessing the resource potential and forecasting productive intervals in pre-Jurassic deposits of the Tomsk region.

The available informative data indicates the need to expand the area of study and concentrate efforts on identifying areas of poorly disturbed Paleozoic formations in the central, northern and eastern regions of the West Siberian plate.

## Оценка перспектив и выбор программы ГРП на основе многовариантного геологического моделирования

**Гайнаншин Р.Н.<sup>1</sup>, Хафизов С.Ф.<sup>2</sup>, Абрамов В.Ю.<sup>3</sup>, Сначев М.В.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> – ООО «Газпромнефть НТЦ»

<sup>2</sup> – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина

<sup>3</sup> – Российский университет дружбы народов

### Введение

Эпоха бурения скважин методом дикой кошки осталось в истории. Как правило, чем дороже скважина, тем выше ответственность в процессе принятия решений. Бурение на месторождениях, расположенных на шельфе тому яркий пример. В таких условиях жизненно важно для проекта минимальным количеством скважин максимально снять диапазон неопределенностей. Для этого всё более новые и эффективные способы анализа и выбора оптимального положения поисково-разведочной скважины приходят на смену друг другу. Высокая производительность современных компьютеров позволяет рассчитывать большое количество реализаций возможных исходов бурения, проводить всесторонний анализ полученных результатов и оптимизировать положение скважины в зависимости от задач, которые она должна выполнить. Одним из наиболее развивающихся методов для такого рода анализа является статистический на основе многовариантной геологической модели с варьированием ключевых геологических неопределённостей.

Мы предлагаем новый инструмент к оценке неопределенностей и рисков при проведении ГРП. Одной из особенностей данного метода является расчет карты dStd, в каждой точке которой отображается, насколько уменьшится неопределенность в геологических ресурсах нефти при проведении ПРБ в этой области. Разработанный подход статистического анализа, первоочередной целью, которого являлся выбор положения первой поисковой скважины, был применен при подготовке к бурению на Аяшской структуре.

### Данные и методы

В ходе работы был написан алгоритм для построения многовариантной геологической модели, которая учитывала следующие основные неопределенности:

- Положение структурной кровли пластов;
- Мощности потенциально продуктивных пластов;
- Уровни отметок контактов ВНК и ГНК;
- ФЕС пород коллекторов;
- ФХС флюидов.

### *Положение структурной кровли пластов*

Для учета неопределенности положения кровли пласта (рис. 1 (А)) на крыльях складки была построена карта среднеквадратического отклонения (рис. 1 (Б)), которая показывает на сколько, при данной геолого-геофизической изученности, возможно отклонение относительно прогноза (по факту - это возможный диапазон ошибки при пересчете временных поверхностей в глубину при фиксированном положении купольной части структуры). Накопленная статистика отклонений факта от плана на аналогичных структурах, при наличии 3D сейсмики, находится в диапазоне от -30 метров до +30 метров.

Соответствующие отклонения были заложены на уровне самой глубокой замыкающей изогипсы Аяшской структуры (рисунок 1 (В)).

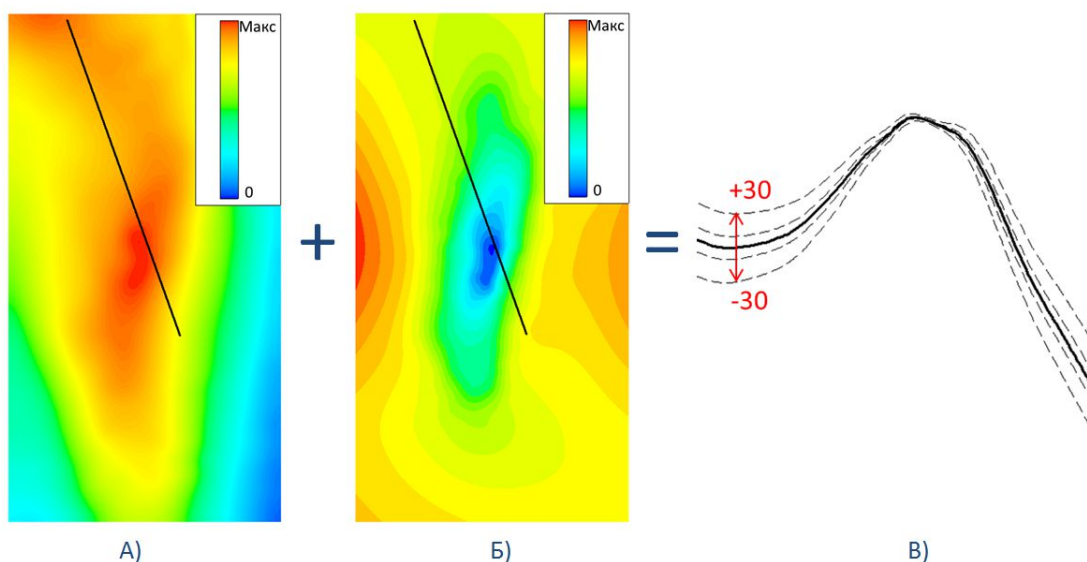


Рис. 1. Фактор неопределенности поведения кровли структуры

#### *Мощности потенциально продуктивных пластов*

После варьирования структурных карт кровли пластов путем прибавления к ним значений общих толщин были получены структурные карты их подошвы (рис. 2). Для каждой реализации расчета общих толщин моделируемых пластов значения выбираются согласно соответствующим распределениям, которые были получены по результатам анализа общих мощностей пластов месторождений аналогов.

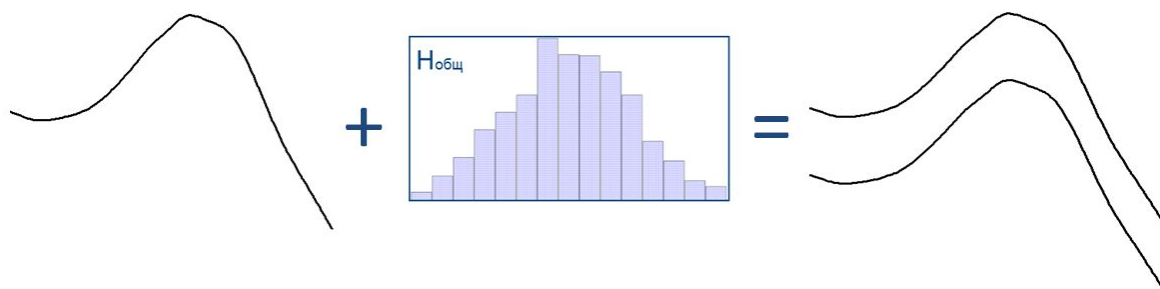


Рис. 2. Метод получения структурной карты подошвы пласта

#### *Уровни отметок контактов ВНК и ГНК*

В каждой реализации расчета уровень ВНК выбирается случайным образом из интервала от отметки последней замыкающей (гипсометрически самой глубокой) изогипсы на линии выклинивания коллекторов (1) до максимально высокой точки в куполе структуры (2) (рис. 3 (А)). Далее выбирается случайным образом уровень ГНК из интервала от выбранного уровня ВНК (3) до максимально высокой точки в куполе структуры (2) (рис. 3 (Б)). На этом этапе залежи делятся на зоны насыщения (рис. 3(В)) и далее строятся карты нефте- и газонасыщенных толщин.

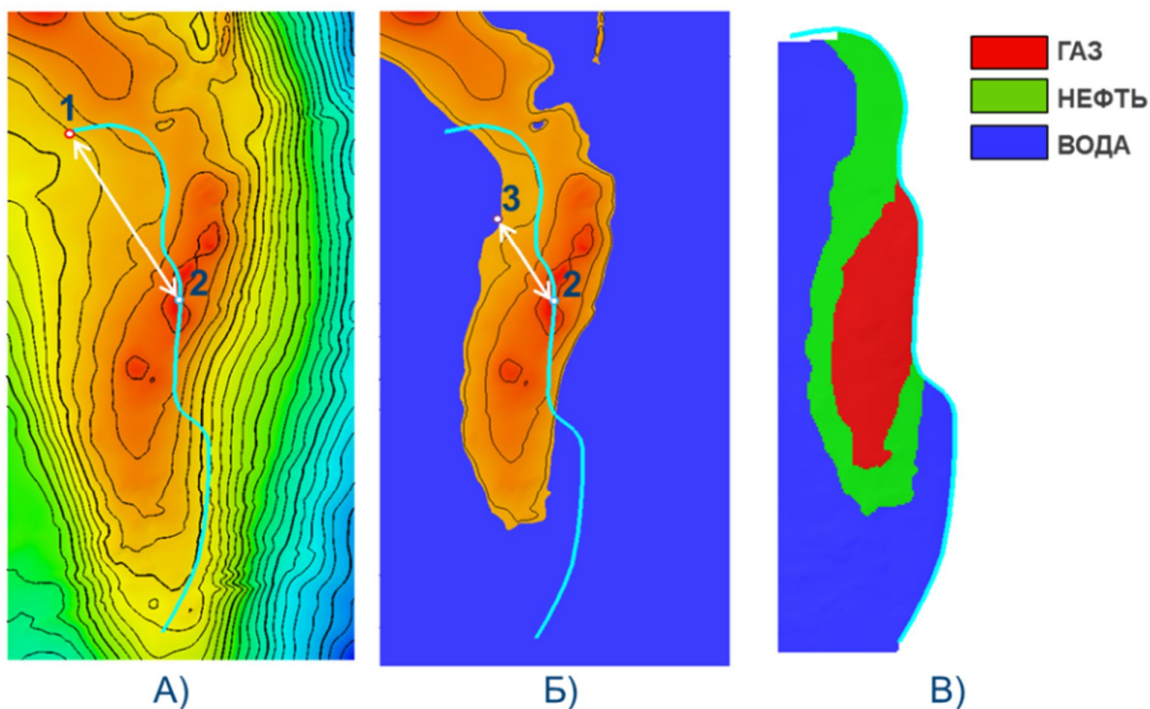


Рис. 3. Алгоритм выбора ВНК и ГНК

#### *ФЕС пород коллекторов и ФХС флюидов*

В ходе моделирования каждая реализация полученных карт нефте- и газонасыщенных толщин умножалась на значения песчаности, ФЕС пород и ФХС флюидов из соответствующего распределения для каждого пласта полученных по результатам анализа месторождений аналогов.

Результатом геологического моделирования являлись распределение начальных геологических ресурсов нефти по пластам и всего потенциального месторождения, а также карты плотности ресурсов нефти.

На основе анализа и статистической обработки множества реализаций интегральных карт плотности ресурсов нефти месторождения получены 2 типа карт:

- Карта dStd – в каждой точке показывает, насколько уменьшится неопределенность в геологических ресурсах нефти;
- Карты (P10, P50, P90) плотности ресурсов – в каждой точке показывают, с какой вероятностью (P10, P50, P90) будет встречено то или иное значение плотности ресурсов нефти.

Это дало возможность рассмотреть различные положения первой поисковой скважины на структуре и минимизировать риски, связанные с реализацией неуспешных сценариев. На рисунках 4-5 показаны интегральные карты dStd и плотностей ресурсов всех пластов месторождения для их совместного анализа.



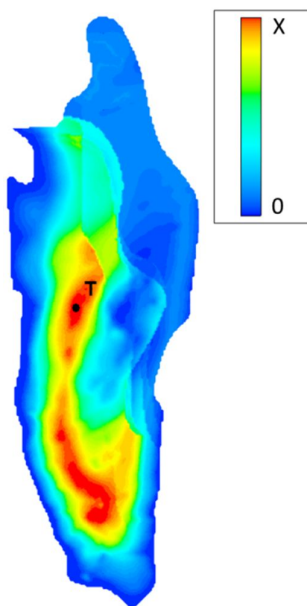


Рис. 4. Карта dStd до получения геолого-геофизической информации со скважины №1 Аяшская

Как интерпретировать: пробуравив скважину в указанной на рисунке точке Т, неопределенность в ресурсах нефти сократится на X% (где  $X < 100$ ).

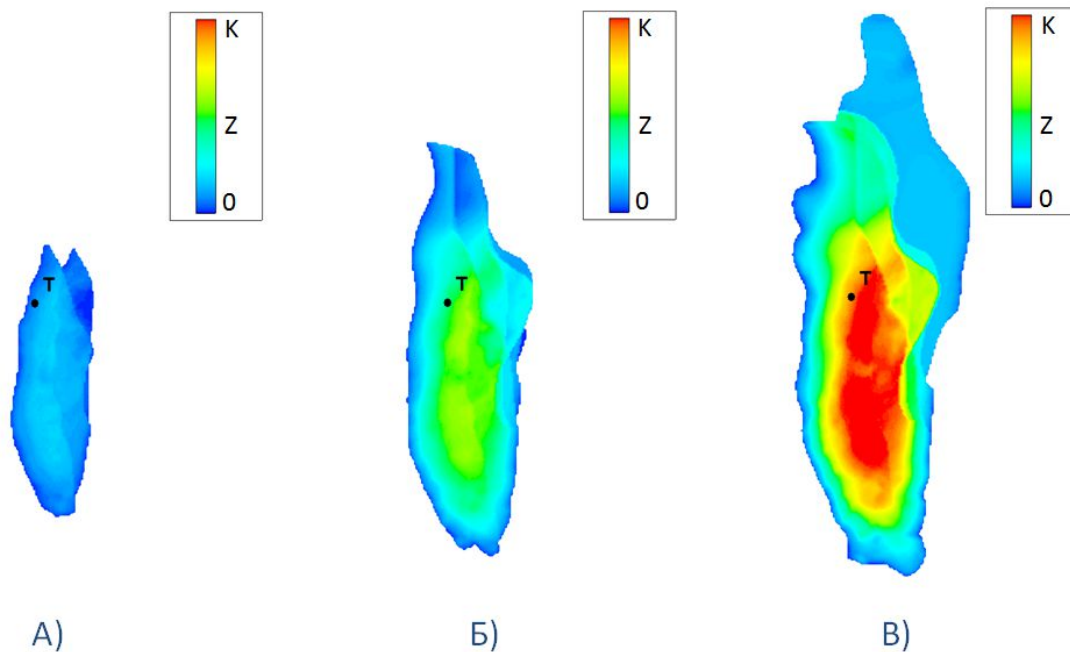


Рис. 5. Варианты интегральных карт плотности ресурсов нефти для рассматриваемых пластов P90(A), P50(B) и P10(B)

Как интерпретировать: в варианте P50 в точке скважины Т плотность ресурсов нефти составит Z тыс.т/га.

Для местоположения скважины в точке Т были рассчитаны корреляции ресурсов нефти с их возможной плотностью, которую вероятно встретить, пробуравив поисково-оценочную скважину в этой точке (рис. 6).

Как интерпретировать: если в точке Т значение плотности ресурсов нефти будет находиться в диапазоне от D4 до Макс тыс.т/га, то значение объема ресурсов нефти с вероятностью 50% будет составлять Q млн.т.

Представленные иллюстрации по вероятностной оценке были приведены в качестве примера. После успешного ПРБ скважины №1 Аяшская были сняты множество неопределенностей и геологическая картина поменялась.

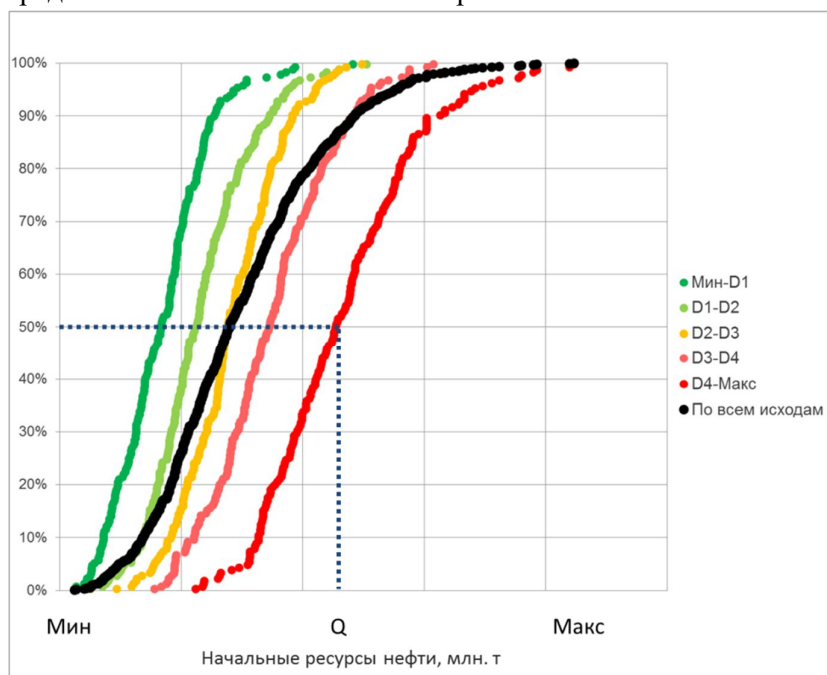


Рис. 6. Варианты функций распределения ресурсов нефти от полученной плотности ресурсов в точке скважины №1 Аяшская

### Заключение

Многовариантное геологическое моделирование уже давно утвердило свою высокую эффективность в качестве подхода по ресурсной оценке. А статистический анализ результатов моделирования позволяет быстро и в полной мере оценить геологические неопределенности для дальнейшего принятия решения по ГРП.

### Список Литературы

ООО «Газпромнефть-Сахалин». Выбор точки бурения поисково-оценочной скважины №1 Баутинская на основе актуализации сейсмогеологической модели в пределах Аяшского участка недр по результатам бурения поисково-оценочной скважины №1 Аяшская. Отчет. Санкт-Петербург, Россия, 2017. С.48

ООО «Газпромнефть-Сахалин». Актуализация геологической и гидродинамической моделей продуктивных горизонтов Аяшской структуры по результатам строительства скважины №1 Аяшская. Отчет. Санкт-Петербург, Россия, 2017. С.34

**Assessment of the prospects and the choice of the exploration program based on the multivariate geological modeling**

**Gainanshin R.N.<sup>1</sup>, Hafizov S.F.<sup>2</sup>, Abramov V.Y.<sup>3</sup>, Snachev M.V.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> – LLC «Gazpromneft STC»

<sup>2</sup> – Gubkin Russian State University of oil and gas (NRU)

<sup>3</sup> – Peoples' Friendship University of Russia

**Abstract.** The era of drilling wells by the method of a wild cat has remained in history. As a rule, the more expensive the well, the higher the responsibility in the decision-making process. Drilling in fields located on the sea shelf is a striking example. In such conditions, it is vital for the project to minimize the range of uncertainties as much as possible with a minimum number of wells. More and more new and effective methods of analysis for choosing the optimal position of the search well come to replace each other. High performance of modern computers allows to calculate a large number of implementations of possible drilling outcomes, conduct a comprehensive analysis of the results obtained and optimize the position of the well, depending on the tasks that it must perform. One of the most developing methods for this type of analysis is statistical based on a multivariate geological model with varying key geological uncertainties. We propose a new approach to the assessment of uncertainties and risks in geological exploration. One of the features of this method is the calculation of the dStd map, at each point of which it is shown how much the uncertainty in the geological resources of oil will decrease when carrying out the exploration drilling in this area. This map is based on an array of maps of the density of oil resources, which are the result of multivariate geological modeling. Also for the joint analysis on the same array of maps probabilistic maps of oil resources density are built in three variants: P90, P50 and P10. They reflect the probability with which we will get some density of oil resources at each point throughout the map if you drill a well there. The developed approach of statistical analysis, the primary goal, which was the choice of the position of the first exploratory well, was applied in preparation for drilling at the Ayashskaya structure (offshore Okhotsk Sea northeast of Sakhalin Island) where a large oilfield was discovered in 2017.

## *Особенности оценки потенциальных ресурсов углеводородов в сложно построенных комплексах доюрского основания Западной Сибири*

**Фатеев Анатолий Васильевич, Смирнов Лев Васильевич**

*АО «СНИИГГиМС», Новосибирск*

### **Аннотация**

Рассматриваются особенности оценки потенциальных ресурсов углеводородов в зоне контакта пород доюрского основания и юры Западной Сибири. Установлено, что между геологическими запасами углеводородов и площадью нефтегазоносности залежей в зоне контакта существует статистическая зависимость, которую можно использовать для количественной оценки ресурсов нефти и газа в этих комплексах.

Геологическое строение залежей углеводородов в зоне контакта пород доюрского основания и юры принципиально отличается от залежей в отложениях мезозоя.

Открытые залежи углеводородов находятся в карбонатных, эффузивных, метаморфических и интрузивных породах. Морфологически нефтегазоносные ловушки представляют собой преимущественно эрозионно-тектонические выступы, состоящие из пород коры выветривания и вторично-изменных пород доюрского основания, перекрытых отложениями юры и, в единичных случаях, нижнего мела. Коллектор представлен кавернами и трещинами с различными физико-емкостными свойствами, сформированными в процессе гипергенеза и наложенных гидротермальных процессов на стадии захоронения коры выветривания в мезозое, а также продуктами алюмосиликатного метасоматоза. Каверны и трещины в породах развиты избирательно и зависят от типа пород, по которым формируется коллектор. Поровый коллектор здесь является исключением и не имеет самостоятельного значения. Метод выделения объема каверно-трещинного коллектора в таких ловушках не разработан.

В "Методическом руководстве..." [Методическое руководство по количественной..., 2000] отсутствуют рекомендации по количественной оценке потенциальных ресурсов углеводородов в зоне контакта пород доюрского основания и юры Западной Сибири. При этом существует способ оценки ресурсов по удельной плотности на единицу площади, под которой понимается площадь эталонного участка. Последний трактуется достаточно широко как «объект в геологическом пространстве», но при этом «граница эталонного участка проводится между месторождениями или посередине между структурой и месторождением...».

Учитывая, что геологическое строение зоны контакта достаточно сложное и выделение эталонов, даже в пликативном варианте, часто затруднено и неоднозначно, авторы предлагают как эталон рассматривать собственно залежь углеводородов.

В качестве полигона приняты залежи пластов М с различными индексами на месторождениях нефти и газа по категории АВС+С1 и С2 стоящие на Государственном балансе РФ (на 01.01.2015 г) на территориях Нюрольского района (Томская область), Новосибирской и Омской областей.

Так как продуктивность скважин и количество открытых залежей нефти и газа зависит от вещественного состава отложений фундамента, то эти залежи углеводородов дифференцированы по типам пород. В данном случае проведено разделение по

карбонатным породам и прочим типом пород, к последним отнесены залежи на месторождениях Ясное (кремнисто-глинистая порода), Ягыл-Яхское (сиенито-диориты) и Фестивальное (серпентениты).

Из Государственных балансов РФ взяты геологические запасы (Q) углеводородов пластов М и соответствующие им площади залежей (S), по которым построены графики зависимости. На рис 1А приведен график взаимосвязи между запасами углеводородов и площадью нефтегазоносности по карбонатным породам, на рис 1Б - по прочим типам пород, соответственно.

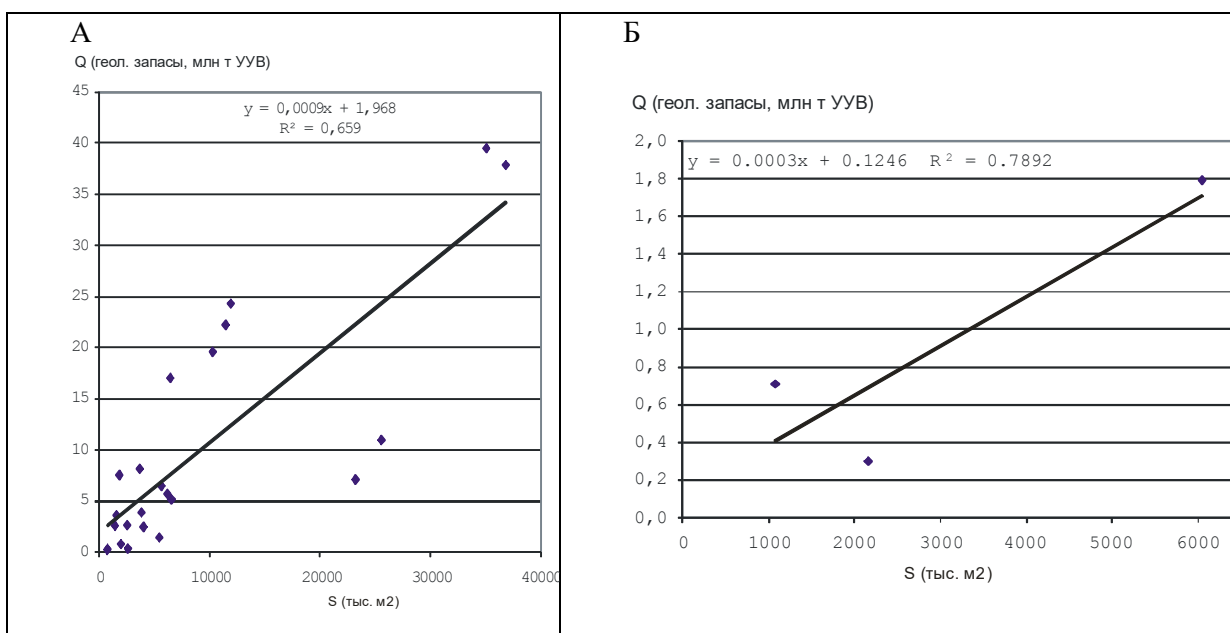


Рис. 1. График взаимосвязи между запасами углеводородов ( Q ) и площадью нефтегазоносности пластов М по карбонатным породам (А) и по прочим типам пород (Б)

На рисунке 1 видно, что при линейном тренде коэффициент корреляции ( $R^2$ ) по карбонатным породам равен 0.659 и по прочим типам пород равен 0.7892, соответственно, что говорит о существовании определенной взаимосвязи. Для прогноза нефтегазоносности эрозионных выступов зоны контакта используются коэффициенты А и В линейных уравнений, приведенные на рисунках. Для повышения достоверности прогноза необходимо учитывать высоту залежи и мощность зоны контакта. Но на слабоизученных бурением участках такая информация отсутствует и по наземным геофизическим данным (в том числе по сейсмическим разрезам) уверенно выделить нижнюю границу зоны контакта практически невозможно.

В данной ситуации перспективными на поиски нефти и газа принимаются структуры (эрозионные выступы) третьего и четвертого порядков амплитудой до 100 м. Ресурсы углеводородов для этих ловушек (структур) рассчитываются по линейным уравнениям с учетом их площади и понижающего коэффициента 0.2 на основании средней высоты залежи около 20 метров. При окончательном расчете следует учесть объекты с отрицательными результатами, которые выведены из бурения. Кроме того, покрывкой для залежей пластов М чаще всего выступают глинистые отложения нижней и средней юры (аргиллиты тогурской и китербютской свит), которые также являются генерирующими толщами. В этом случае

необходимо учитывать границы распространения этих отложений и их геохимические параметры, такие как содержание органического вещества и катагенез. Вероятность открытия залежей в зоне контакта на участках отсутствия глинистых отложений юры с хорошими нефтегазогенерирующими свойствами очень низкая.

Количественная оценка ресурсов углеводородов категорий Д1 и Д2 осуществляется на структурной основе по сейсмическому горизонту "А" (IА) и формационному (вещественному) районированию доюрского основания.

Карты и схемы геологического строения доюрского фундамента Западной Сибири составляются в СНИИГГиМСе уже более 50-ти лет. С этой целью используются наземные площадные съемки потенциальных полей (магнитного и гравитационного) в комплексе с сейсморазведкой и данными глубокого бурения. В 2016 году в рамках федерального договора совместно с ФГБУН «ИНГГ им. А.А. Трофимука, ФГБУ «ЗапСибНИИГГ», НАО «СибНАЦ», АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» построена геолого-формационная модель доюрского основания Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Эта модель служит основой, не только для качественной, но и для количественной оценки ресурсов углеводородов зоны контакта пород доюрского основания и юры.

## **ЛИТЕРАТУРА**

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / Под ред. К.А. Клещева, А.Э. Конторовича. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

## Features of the potential hydrocarbon resources assessment in compound plays of the pre-Jurassic basement of the Western Siberia

**Fateev Anatoly V., Smirnov Lev V.**

*SNIIGGiMS AO, Novosibirsk*

The geological structure of hydrocarbon accumulations in the zone of contact between pre-Jurassic and Jurassic rocks differs fundamentally from Mesozoic accumulations.

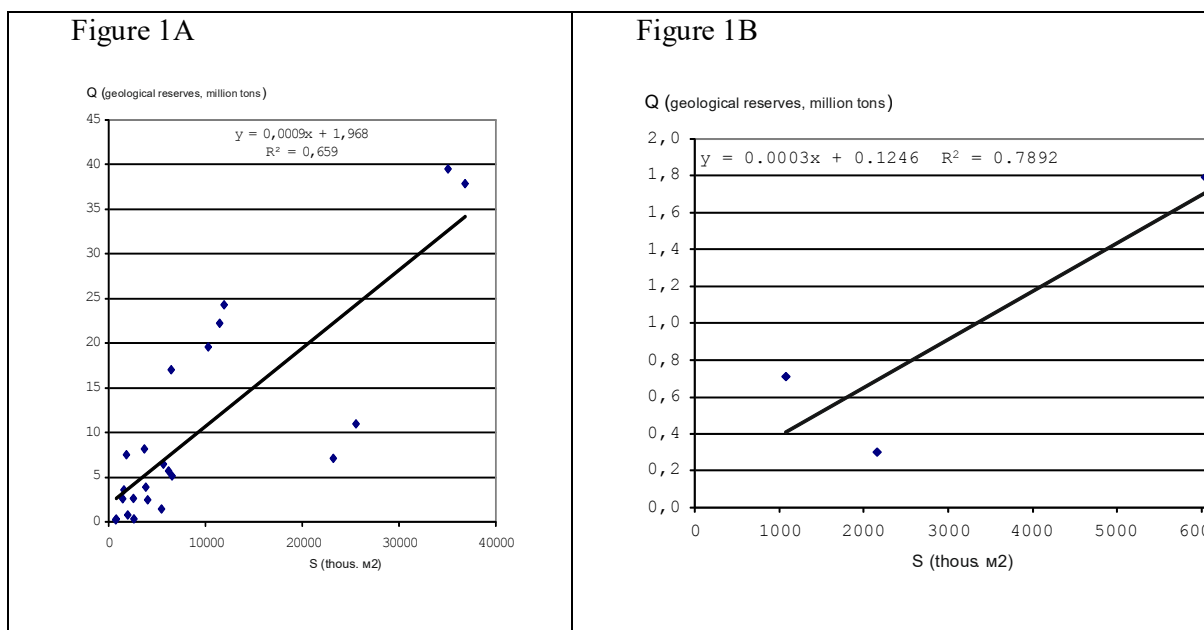
In the [Methodical manual on quantitative ..., 2000] there are no recommendations on the quantitative assessment of potential hydrocarbon resources in the contact zone of rocks of the pre-Jurassic basement and the Jurassic of the Western Siberia. At the same time, there is a method for estimating resources by specific density per unit area, under which the area of the sample block.

The authors suggest that the hydrocarbon accumulation can be considered as a standard.

Accumulations of the M beds formations in the oil and gas fields according to the ABC + C1 and C2 category are accepted as a providing ground. These resources are listed on the state balance of the Russian Federation (2015) in the Tomsk, Novosibirsk and Omsk Regions.

Since productivity of wells and the number of open accumulations of oil and gas depends on material composition of basement deposits, these hydrocarbon accumulations are differentiated by rock types. In this case, the separation was carried out according to carbonate rocks and other types of rocks.

From state balances of the Russian Federation, geological reserves of hydrocarbons from the M beds and corresponding them areas of accumulations are taken, dependency graphs are constructed. The graph of interrelationship between hydrocarbon reserves and oil and gas bearing area by carbonate rocks is given in the 1A figure, in figure 1B - by other rock types, respectively.



In figure 1A, it can be seen that at linear trend, the correlation coefficient ( $R^2$ ) for carbonate rocks is 0.659 and for other types of rocks (In figure 1B) is 0.7892, which indicates about existence of certain relationship. To predict the petroleum potential of erosion protrusions of the contact zone, the coefficients A and B of linear equations shown in the figures are used.



The quantitative assessment of hydrocarbon resources is carried out on a structural basis along the seismic horizon "A" (IA) and the formation (material) zoning of the pre-Jurassic base.

## **REFERENCES**

Klescheva K.A., Kontorovich A.E. Methodical manual on the quantitative and economic assessment of the oil, gas and condensate resources in Russia. Moscow, VNIGNI, 2000. - 189 p.

## Строение зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины: новые результаты

**Соборнов Константин Олегович<sup>1</sup>, Вагнер Михаил Юрьевич<sup>2</sup>, Коротков Илья Петрович<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> ООО Северо-Уральская нефтегазовая компания, Москва

<sup>2</sup> ООО Сейсмотек, Москва

<sup>3</sup> Российский университет дружбы народов, Москва

### Введение

Основным фактором структурного развития гряды Чернышева считалась дисгармоничная складчатость осадочного чехла, обусловленная его расслоением по соленосным отложениям верхнего ордовика в условиях уральской складчатости. Анализ новых геолого-геофизических данных, освещающих строение района Поварницкого поднятия, показывает, что в этом процессе, вероятно, участвовали еще два дополнительных механизма. К ним относятся: структурная инверсия впадины, которая существовала на месте гряды Чернышева в раннем палеозое, и диапиризм солей. Сочетание этих факторов, проявивших себя на разных этапах развития, объясняет своеобразие строения зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины и позволяет повысить точность прогноза размещения залежей нефти и газа.

### Геологическое строение

Район исследования расположен в пределах фронтальной части пояса надвигов Полярного Урала (рис. 1). В его составе принимают участие палеозойские отложения общей толщиной до 8-9 км. Гряда Чернышева в рассматриваемом районе представляет собой дивергентную синформную складчато-надвиговую структуру (рис. 2). В пределах Косью-Роговской впадины выделяется крупное Кочмесское поднятие, в ядре которого залегает подушка верхнеордовикских солей.

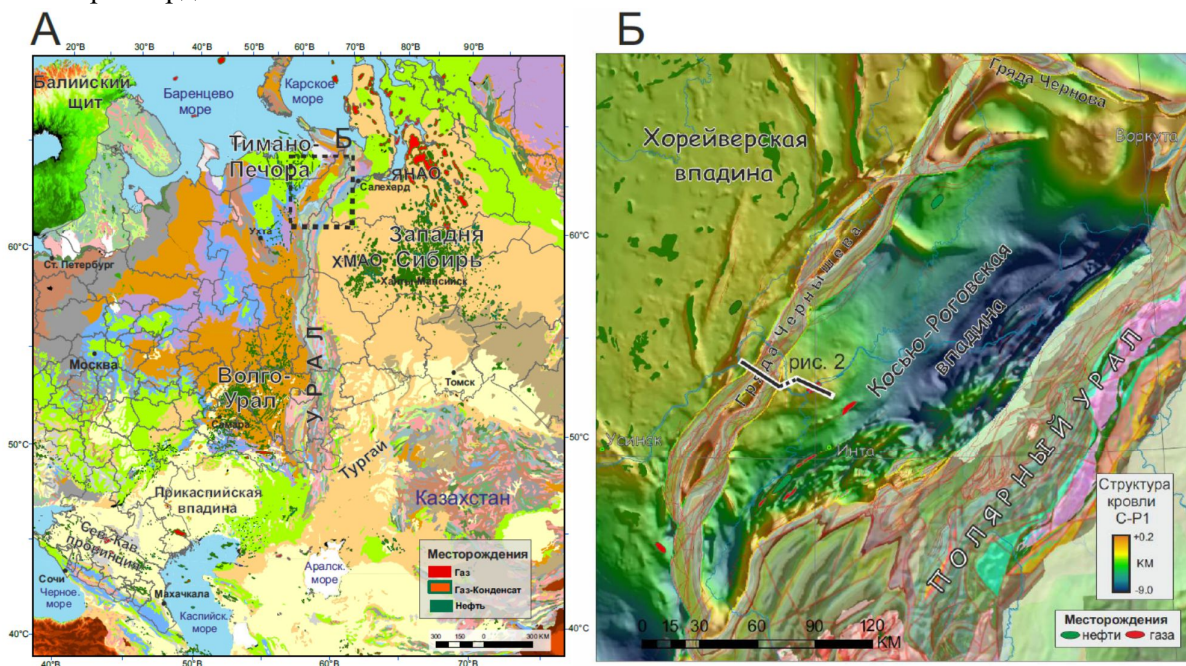


Рис. 1. А – обзорная карта Уральского региона и прилегающих нефтегазоносных бассейнов с указанием размещения месторождений нефти и газа (окоонтурен район на карте Б). Б - структурная карта по поверхности каменноугольно-нижнепермских карбонатов северной и центральной части Тимано-Печорского бассейна на основе геологической карты. Показано положение геологического разреза на рис. 1.

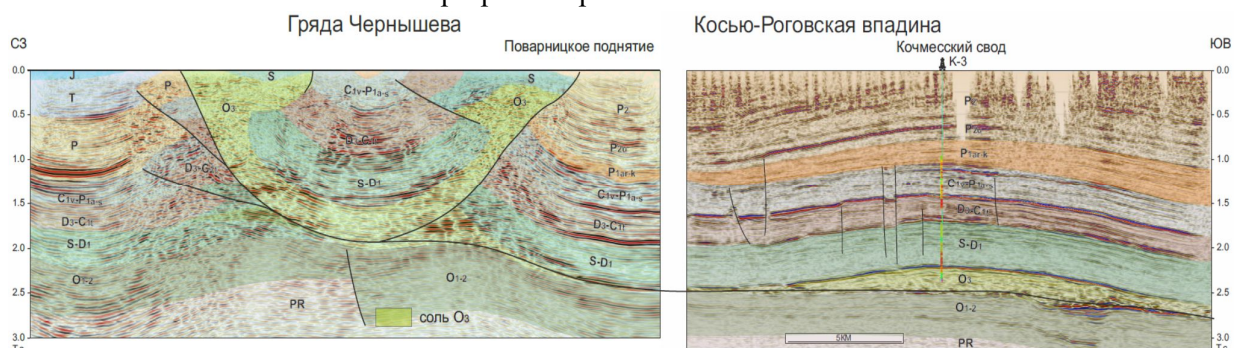


Рис. 2. Составной интерпретированный сейсмический разрез гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины в районе Кочмесского купола. Положение разреза см. на рис. 1.

### Переобработка данных

Для уточнения геологического строения и выявления приоритетных поисковых объектов этого района была проведена переобработка накопленных геолого-геофизических данных. Основную ценность представляли результаты обработки сейсмической съемки 3Д с переводом сейсмических данных в глубинную область. Для уточнения структурного плана в зонах надвиговых деформаций наилучшие результаты были получены за счет применения технологии CRS. В результате удалось добиться существенного увеличения геологической информативности данных.

В условиях малонарушенного залегания слоев значительный прирост информации был получен за счет построения глубинно-скоростной модели среды на основе изотропной послойной томографии. Используя результаты скоростного анализа в глубинной области и технологию кинематико-динамического преобразования, были получены параметры волнового поля в каждой точке ОГТ. Положение отражающих границ и соответствующие интервальные скорости определялись в системе PRIME послойно с контролем адекватности получаемой модели реальному разрезу.

### Результаты интерпретации

Интерпретация переобработанных сейсмических материалов в совокупности с данными бурения и геологического картирования позволили сделать несколько новых выводов о геологическом строении зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины в районе Поварницкого поднятия. К числу основных результатов относятся следующие:

- 1- в районе гряды Чернышева важную структурную роль играет диапиризм солей;
- 2- ордовикско-среднефаменская седиментация контролировалась наличием прогиба в пределах гряды Чернышева.

Наличие солей в разрезе гряды Чернышева было установлено бурением и сейсмическими данными в прошлые годы (Данилов и др., 2017). Новым является заключение о том, что мобильные соли верхнего ордовика играют активную структурообразующую роль. Массиву соли в сейсмическом поле отвечает полупрозрачная сейсмическая запись, вероятно, соответствующая перемятым солям. Интерпретация сейсмических данных в увязке с



геологическим картированием показывает, что в районе Поварницкого поднятия соли образуют протяженную стену, которая утолщается с приближением к поверхности (рис. 2, 3). Это, вероятно, связано с тем, что соли выжатые с глубины, с приближением к поверхности расплазуются. На поверхности этой зоне соответствует обширная область выходов на поверхность дислоцированных верхнеордовикско-силурийских отложений (кэпрок). Наличие карбонатных брекчий в перекрывающих отложениях (адакские брекчии) логично связывается с дроблением пород над подвижным массивом соли. Кроме этого, брекчии, в какой-то мере, могут быть образованы за счет растворения солей.

Мобилизация солей в бортовых зонах гряды Чернышева предлагает новое объяснение длительности деформаций, которые начались в середине артинского века и продолжались до юры включительно. На это указывает угловое несогласие в основании юрских отложений на северо-западном борту гряды Чернышева. С этим согласуется особенность строения Кочмесской складки (рис. 2). Ее высота по пермским отложениям примерно соответствует толщине соляной подушке в ее ядре, что указывает на ее рост в самом конце перми-мезозое.

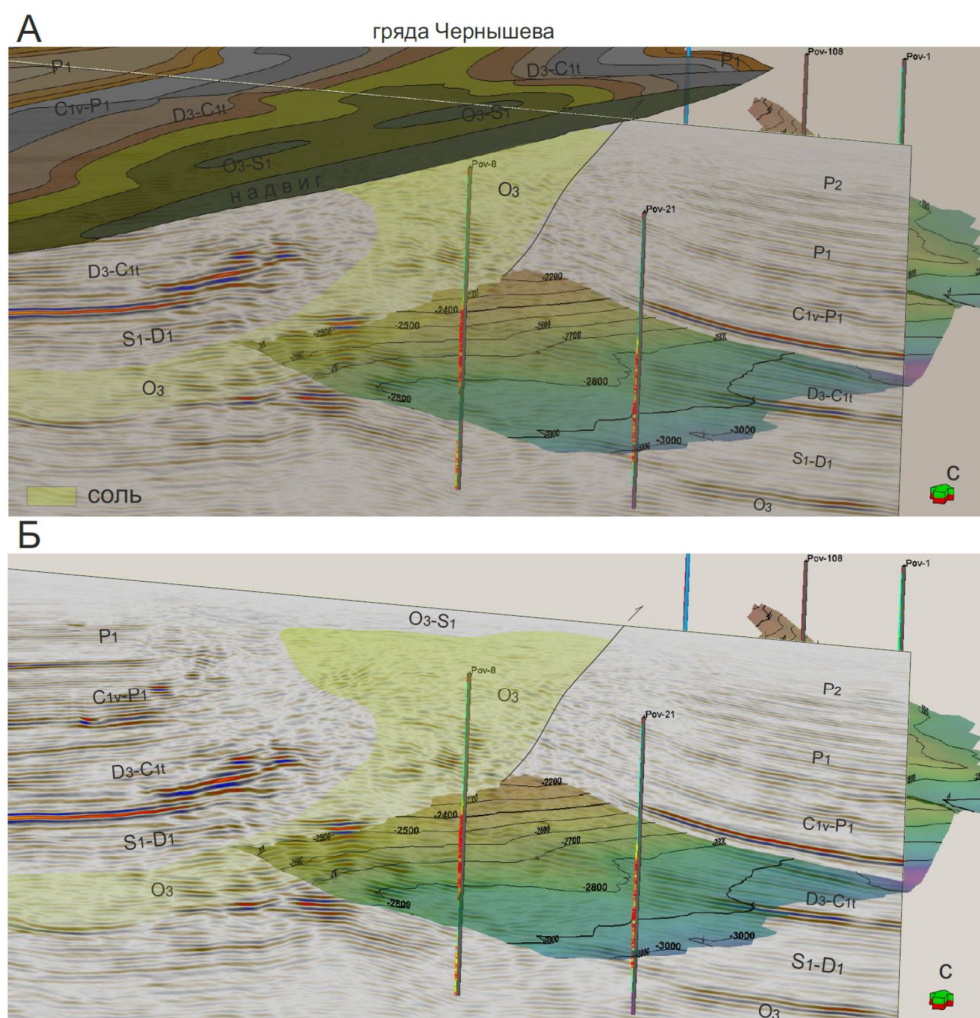


Рис. 3. Трехмерное глубинное представления строения зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины с выделением соляной стены с проекцией геологической карты (А) и без (Б). Показано положение поверхности визейского несогласия.

Важным свидетельством наличия в пределах гряды Чернышева палеопрогиба является характер залегания силурийско-верхнедевонских отложений, наглядно проявившийся на переобработанных сейсмических данных (рис. 4). Как видно на примере приведенного разреза, для отложений этого возраста отмечается углубление бассейна в северо-западном направлении. Особенно наглядно оно проявляется на уровне верхнедевонских отложений. Это обстоятельство установлено для исследуемого региона впервые. В зоне перехода от мелководного шельфа к шельфовой впадине намечается зона проградации, к которой приурочены рифы бровки шельфа. Это обстоятельство, а также отмеченное выше наличие в пределах гряды Чернышева крупных масс солей верхнего ордовика, свидетельствует о наличие здесь крупного внутришельфового бассейна. В дальнейшем он испытал структурную инверсию с образованием складчато-надвиговой системы и изменением регионального уклона падения слоев. Сходный тип деформаций характерен для бортовых зон Печоро-Колвинского авлакогена, к которым приурочены крупные залежи нефти и газа.

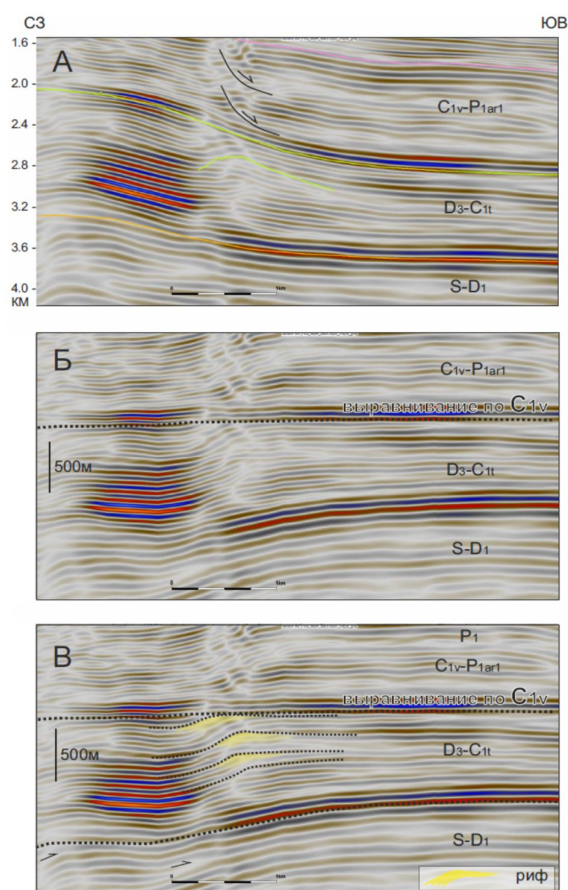


Рис. 4. А- глубинный сейсмический разрез Поварницкого поднятия в зоне примыкания к гряде Чернышева; Б- глубинный сейсмический разрез, выровненный по визейскому несогласию; В – то же с выделением проградационной седиментационной последовательности и приуроченных к ней рифовым постройкам.

### Обсуждение результатов

Новые данные о строении зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины позволяют уточнить представления о строении и формировании этого района.

Основным фактором структурного развития гряды Чернышева считалась дисгармоничная складчатость осадочного чехла, обусловленная его расслоением по соленосным отложениям верхнего ордовика в условиях уральской складчатости. Анализ новых геолого-геофизических данных, освещающих строение района Поварницкого поднятия, показывает, что в этом процессе, вероятно, участвовали еще два дополнительных механизма. К ним относятся: структурная инверсия впадины, которая существовала на месте гряды Чернышева в раннем палеозое, и диапиризм солей. Сочетание этих факторов, проявивших себя на разных этапах развития, объясняет своеобразие строения зоны сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины и позволяет повысить точность прогноза размещения залежей нефти и газа. Практическое значение новых данных заключается в выделении верхнедевонских рифов, что может обеспечить существование высокочемких резервуаров нефти и газа. Наличие соляной стены, расположенной по восстанию моноклинали Предуральяского прогиба, обеспечивает наличие тупиковых ловушек нефти и газа.

### **Литература**

*Данилов В.Н.* Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. СПб., - Реноме, -2017, -288.

## **Structure of the transition zone between the Chernyshev swell and Kosyu Rogov foredeep: new results**

K. Sobornov\* (North Uralian Petroleum Co), M. Wagner (Seismotech), and I. Korotkov (RUDN)

### **Summary**

An integrated interpretation of the reprocessing of vintage seismic data from the transition zone between the Chernyshev swell and Kosyu Rogov foredeep provided new insight into subsurface structure of the area. The most important findings are the following. (1) there is a massive salt walls made up of the Upper Ordovician evaporites the transition zone between the Chernyshev swell and Kosyu Rogov foredeep. It shows inverse relationship between the thickness of the salt layer and the overburden. (2) the Chernyshev swell provided an intrashelf subbasin as shown by depositional pattern of the Silurian-Upper Devonian sequence. The structural geometries observed in the Chernyshev swell indicates that deformation have been produced by a combination of ramp-syncline inversion, detachment thrusting, and salt extrusion. The proposed updated interpretation could be instrumental in future exploration projects.



## Геоэлектрические критерии нефтегазоносности древних платформ.

Фельдман Игорь Сергеевич

ООО «ЕМГЕО», Москва

### Введение

За последние 15 лет произошло существенное обновление парка электроразведочной аппаратуры, прежде всего, для работ методом МТЗ. Использование современных станций МТУ(Канада) позволило значительно повысить помехозащищенность и точность измерения электромагнитного поля. Для реализации новых возможностей обработки и интерпретации разработана технология SFMT [Фельдман И.С., 2010]. В ее основе пространственно-частотное фокусирование электромагнитного отклика в заданном интервале глубин при эффективном подавлении влияния вышележащих неоднородностей. В определенной мере это аналогично программам коррекции статических и кинематических поправок в сейсморазведке. Для изучения слабоконтрастных блоковых отложений рифейского структурно-технического этапа нами разработана технология т.н. V-преобразований, где используются трансформанты наблюдаемых откликов и процедуры их миграции о глубинный разрез.

Работы по новой технологии выполнены на многих нефтегазопроисловых объектах в палеозое и венд-рифее Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Кроме того, выполнен большой объем опытно-методических работ и тематических работ по переинтерпретации электроразведочных данных в комплексе с другой геолого-геофизической информацией на этих территориях. Доклад посвящен анализу этих данных и разработке на его основе геоэлектрических критериев нефтегазоносности [Фельдман И.С., 2009].

Следует отметить важную роль в прогнозе нефтегазоносности осадочных отложений, обнаруженных по данным электроразведки ниже т.н. «фундамента» (рис.1).

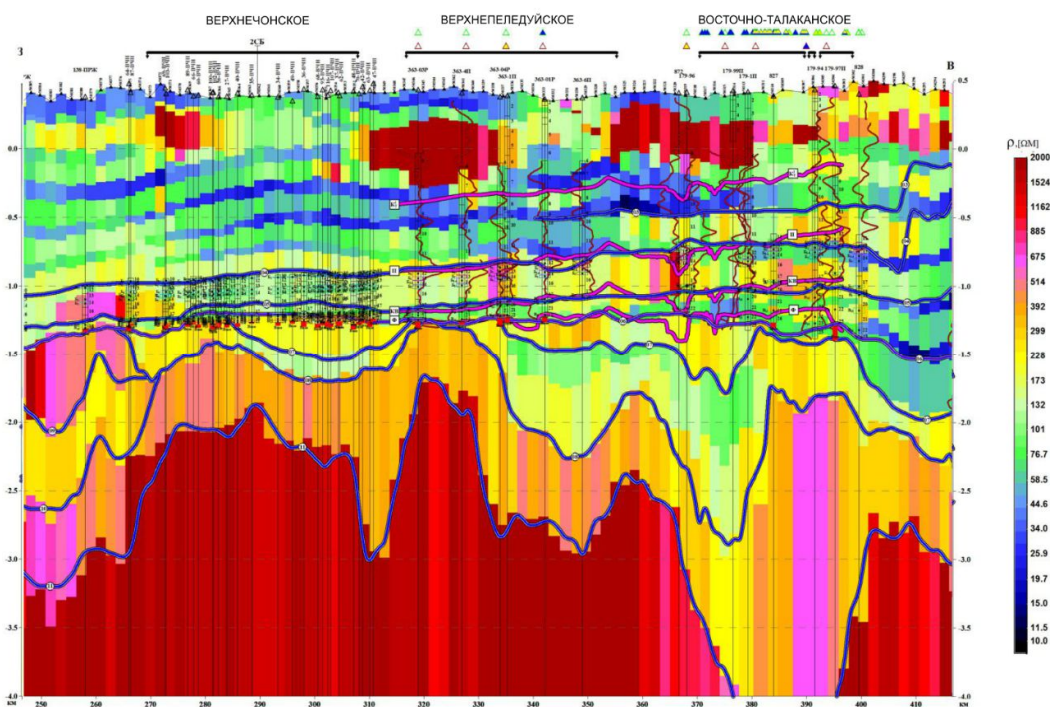


Рис. 1 Геоэлектрический разрез по данным МТЗ по геотраверсу 1-СБ, пересекающему Непский свод и все известные его месторождения (черные интервалы над профилем).

### **Связь сопротивления со степенью диагенеза и катагенеза осадочных пород**

Основным результатом электроразведки является продольное интегральное сопротивление ( $\rho_l$ ). Можно выделить два основных типа генетической связи между сопротивлением и нефтегазоносностью. Первый тип характерен, в основном, для мезокайнозойских отложений крупных прогибов и молодых плит. Здесь на фоне, в целом, проводящих глинистых образований выделяются высокоомные песчанистые разности (русловые, прибрежные фации, клиноформы), которые и являются предметом поисков. Контуры выделяемых аномалий  $\rho_l$  могут быть несколько большими по латерали и по стратиграфическому интервалу по сравнению с контурами месторождений, поскольку они отражают, прежде всего, соотношение песчаности и глинистости.

Второй тип объединяет палеозойские и более древние образования. В районах с известными месторождениями в этих образованиях области наличия нефти и газа характеризуются увеличением  $\rho_l$ , а контуры высокоомных аномалий коррелируются с контурами месторождений. Следует, однако, заметить, что увеличение  $\rho_l$  в контуре нефтегазоносности происходит в значительно более широком интервале глубин и существенно превышает расчетный вклад от присутствия собственно нефти и газа. Оказывается, что аномалии  $\rho_l$  имеют как региональную составляющую, которая коррелируется с региональной нефтегазоносностью, так и локальную составляющую, которая коррелируется с группами месторождений или отдельными месторождениями.

Причина выявленных закономерностей заключается в достаточно сильной зависимости сопротивлений от степени диагенеза и катагенеза осадочных пород, которая, в первую очередь, определяется достигнутой при этом температурой на этапах активизации [Фельдман И.С., 2011]. Эти изменения от стадий начального литогенеза (40°-50°С) до стадий метагенеза (150°-200°С) приводят к необратимым процессам литогенетических превращений осадочных пород в т.н. «предметаморфические». Возрастание степени литогенеза приводит, прежде всего, к уменьшению пористости и вытеснению водных растворов. В основном скелете породы происходит перекристаллизация в направлении появления более плотных минералов. Сопротивление продолжает возрастать и определяться в большей мере кристаллическим скелетом пород.

Наиболее ярко закономерность связи между степенью литогенеза и сопротивления наблюдается по Восточно-Европейской платформе, для которой нами построены сводные карты продольных сопротивлений различных геоэлектрических горизонтов [Фельдман И.С., Эринчек Ю.М., 2009]. На карте сопротивлений нижней части осадочного чехла для большей центральной части Восточно-Европейской платформы параметр  $\rho_l$  лежит в пределах от 2 до 6 Ом·м и заметно увеличивается до 12–15 Ом·м по всей полосе сопряжения платформы с ее активными окраинами на западе, востоке и юге (рис. 2). Еще ближе к областям перехода от собственно платформы к активным горно-складчатым сооружениям сопротивление этих пород возрастает до 40-50 Ом\*м и уже в пределах этих самых сооружений начинает превышать сотни и тысячи Ом\*м. В центральных районах в низах осадочного чехла вскрыты хорошо проводящие глинистые образования, находящиеся на начальных стадиях литогенеза, тогда как при приближении к обрамлению платформы степень литогенеза увеличивается, а вблизи горных обрамлений осадочные породы превращаются в складчато-метаморфические. (Урал, Кавказ и др).

Практически все нефтегазовые месторождения оказались сосредоточены именно в области повышенных сопротивлений ( $\rho_l > 12-15$  Ом·м). В пределах высокоомных областей мы наблюдаем еще более высокоомные, как правило, линейные аномалии, совпадающие уже с цепочками и группами месторождений. В ряде случаев сопротивление увеличивается практически по всему разрезу.

Природа связи между сопротивлением и нефтегазонасностью заключается в их генетической связи со степенью литогенеза (температуры преобразований). Известно, что генерация и первичная миграция углеводородов происходит только при достижении определенной степени литогенеза (и, как мы ранее показали, соответствующего ему сопротивления) [Конторович А.З., 2004]. При меньшей степени литогенеза (низкие сопротивления) углеводороды не образуются, несмотря на наличие значительных объемов нефтематеринских образований и коллекторов и длительности их “пассивной” жизни. На региональном уровне увеличение степени литогенеза и сопротивления в краевых частях платформы действительно может иметь место за счет влияния активных структур обрамления. Линейные высокоомные аномалии соответствуют активным опережающим разломам этих поясов, по которым в период активизации происходил подток энергии из глубоких горизонтов земной коры.

Еще более ярким примером действия литогенеза являются древние платформы, прошедшие этап траппового магматизма. Основной объем осадочного чехла древних платформ представлен палеозойскими и более древними образованиями. Изначально, литологические характеристики этих образований для всех платформ были достаточно близки. В настоящее время продольное сопротивление этих образований для обычных платформ при глубинах 1,5-2 км, в среднем, лежит в пределах единиц-десятков Ом·м, тогда как для платформ, прошедших этап траппового магматизма, оно возрастает от десятков до сотен Ом·м, т.е. в 30-50 раз.

### **Обработка и анализ результатов бурения глубоких скважин. Природа коллекторов и возможности их прогноза**

Для Сибирской платформы для 270 скважин выполнена специализированная обработка (физическое интегрирование) первичных данных каротажа БК, АК, ГК и ВСП. По результатам обработки проведена корреляция и построение разрезов по сети профилей, стратиграфическая разбивка и привязка сейсмогеоэлектрических границ. Для 330 скважин выполнен анализ и обработка результатов испытаний (отчеты ГИС) с получением интегральных нефтегазовых параметров по группам продуктивных горизонтов Б и В [Фельдман И.С., 2013]. Аналогичные работы были выполнены для различных нефтегазовых провинций Восточно-Европейской платформы. Полученные данные были использованы для анализа статистических оценок геофизических параметров и нефтегазонасности продуктивных горизонтов палеозойских и более древних образований. Традиционные представления о связи между хорошими коллекторами и зонами пониженных сопротивлений, по крайней мере, для палеозойских и более древних осадочных образований платформ, оказывается, ошибочны. Пласты с высокой пористостью обладают относительно более высокими скоростями и сопротивлениями, пониженной  $\gamma$ -активностью, т.е. соответствуют более известковистым разностям. Причина наблюдаемых закономерностей заключается в преобладающей роли в общей пористости вторичной трещиноватости по основному карбонатному скелету, что, в свою очередь, указывает на относительную



молодость формирования месторождений (ловушек). Как формирование ловушек, так и миграция углеводородов, происходит в едином цикле тектоно-магматической активизации.

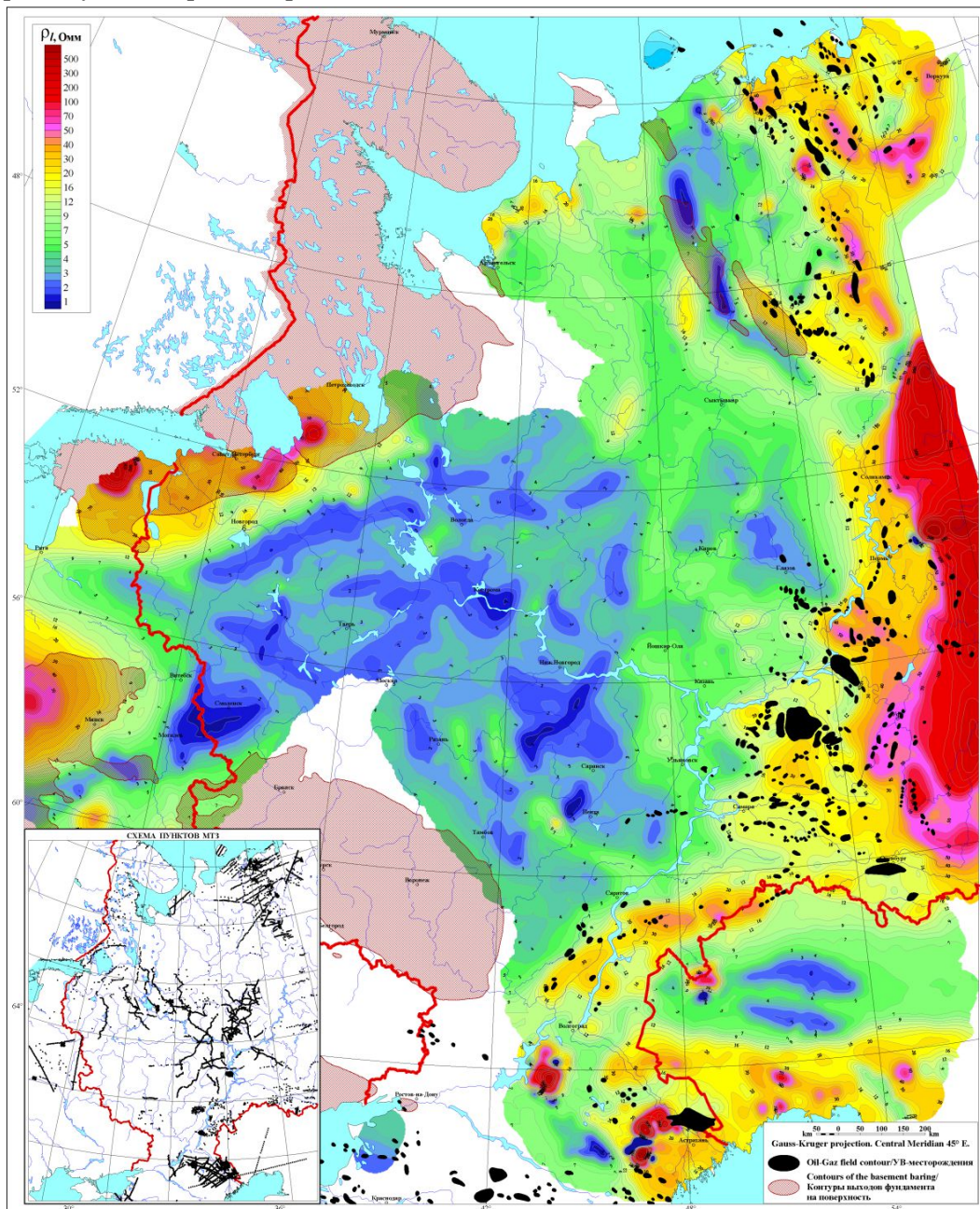


Рис 2. Карта среднего удельного сопротивления нижней части осадочного чехла Европейской части России

### Карты разрывной тектоники и геоэлектрические разломы

Аномалии, связанные со степенью катагенеза, имеют как региональные масштабы (в несколько тысяч км), так и локальные. Наиболее яркими из последних выделяются глубинные разломы, которые прослеживаются как линейные высокоомные аномалии. На Сибирской платформе некоторые из них прослеживаются на сотни км [Фельдман И.С., 2013]. Это глубинные зоны проницаемости, по которым в периоды активизации в осадочный чехол из глубоких горизонтов поступали флюидно-газовые эманации. При этом в приразломных зонах происходили катагенетические изменения, которые, как известно,

существенно увеличивают сопротивление горных пород. Весьма показательно, что наиболее яркие и протяженные геоэлектрические разломы в плане точно соответствуют узким аномалиям магнитного поля по данным аэромагнитной съемки масштаба 1:50000. По результатам бурения это дайки и долериты раннетриасового траппового комплекса. Таким образом, мы имеем здесь доказательство термического воздействия, а также, указания на возраст формирования самих разломов.

### **Заключение**

На сегодняшний момент к традиционным представлениям о параметрах геоэлектрической модели месторождения можно добавить выявленную закономерность связи между сопротивлением и степенью литогенеза осадочных образований, которая в свою очередь генетически связана с первичной миграцией углеводородов. Это существенно расширяет наши возможности прогноза нефтегазоносности как на региональном этапе, так и на этапах разведки и поиска.

Наложенные процессы литогенеза при температуре до 150-200<sup>0</sup>С, являются причиной формирования высокоомных аномалий осадочного чехла платформ и плит в периоды термических активизаций. Источниками термического воздействия являлись глубинные процессы, сопровождавшие формирование складчатых систем по окраинам континентальных плит и блоков.

На региональном этапе мы выделяем области тектонической активизации в период формирования месторождений. А на этапе разведки и поиска на основе генетических связей мы картируем кольцевые и линейные глубинные структуры активизации. При внедрении глубинных флюидно-газовых потоков одновременно происходит и интенсивная миграция углеводородов из нижележащих образований, и формирование коллекторов в валлообразных и линейных зонах повышенной напряженности за счет вторичной пористости (трещиноватости). Хотя, сам факт связи нефтегазообразования с локальной «энергетической подкачкой» из земной коры отмечается многими исследователями, алгоритм поиска и оконтуривания подобных структур по комплексу геофизических данных рассмотрен впервые.

### **Список литературы**

- Конторович А.З. Очерки теории нафтидогенеза. Новосибирск, изд-во СО РАН, 2004.
- Фельдман И.С. Влияние степени диагенеза и катагенеза на сопротивление горных пород. Материалы Всероссийской школы-семинара им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным исследованиям Земли. г. Санкт-Петербург, 2011 г., с. 219-222.
- Фельдман И.С. Геоэлектрические исследования при поисках нефти и газа. *Journal Oil&GazEurasia* #2, 2009. p.52-56.
- Фельдман И.С. Технология интерпретации магнитотеллурических данных. Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. М., ИФЗ РАН, 2010. с. 372-376.
- Фельдман И.С. Электроразведка в комплексе нефтегазопроисследовательских работ на Сибирской платформе. Материалы Всероссийской школы-семинара им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным исследованиям Земли. г. Новосибирск, 2013.

Фельдман И.С., Эринчек Ю.М. Геоэлектрическая модель земной коры вдоль профиля I-ЕВ (Балтийский щит – Прикаспийская синеклиза). Материалы Всероссийской школы-семинара по электромагнитным исследованиям Земли. г. Москва, 2009.

## **Geoelectric criteria of ancient platforms' oil and gas potential**

**Feldman Igor, Ltd EMGEO**

We present several examples of electromagnetic geophysical methods' application for oil and gas prospecting in the East-European and Siberian platforms. Most part of these works was carried out during last 10-12 years with a help of new high precision equipment and modern tools of data processing and interpretation. The results of re-interpretation of big amount of the electroprospecting data, earlier obtained over the regions under study, were also incorporated, that has first time permitted to substantiate the geoelectric criteria of local and regional oil and gas potential. It has been shown that increased apparent resistivity anomalies above the deposits are connected with the areas of high degree diagenesis, which occupy much broader depth intervals than the thickness of productive horizons. The contribution of these areas into total positive resistivity anomaly is substantially larger than that of oil or gas presence properly.

According to laboratory and field experiments the reason of the regularities observed is the strong enough dependency of the rock resistivity on the degree of sedimentary rocks' diagenesis and catagenesis, which is firstly determined by the temperature achieved during metamorphic heating. The bright example of such dependency is the difference of the interval resistivities of the Pz-R parts of the sedimentary covers of the East-European and Siberian Paleozoic platforms. The latter platform is characterized by 10-100 time larger resistivity due to additional regional scale heating during the period of the Triassic magmatic activity. The anomalies, which are connected with the degree of catagenesis, have both regional (up to several thousand km) and local scales. Among the latter ones the brightest features are deep faults, which are traced on several hundreds of km on the both platforms as the increased resistivity linear anomalies.



*Изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности рифейских, вендских и нижнепалеозойских отложений по результатам электроразведочных работ на региональных профилях в Восточной Сибири*

Алексанова Елена Дмитриевна<sup>1</sup>, Окулов Сергей Александрович<sup>1</sup>,  
Яковлев Андрей Георгиевич<sup>1,2</sup>, Яковлев Денис Васильевич<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Северо-Запад», Москва

<sup>2</sup> Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва

### **Введение**

В докладе приводятся результаты комплексной интерпретации данных электроразведки методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ), полученные по сети опорных и региональных профилей в северной части Байкитской антеклизы и южной части Курейской синеклизы. Используются как архивные данные МТЗ 1990-х годов, так и современные. Протяженность рассмотренных участков профилей составила более 4 000 пог. км, площадь территории исследования – около 320 тыс. кв. км.

Интерпретация проводилась с использованием данных сейсморазведки и бурения (около 40 глубоких скважин на линиях профилей или вблизи них на площади исследований). В осадочных отложениях выделены три геоэлектрических комплекса (надсолевой, галогенно-карбонатный и подсолевой). Построены карты геоэлектрических параметров выделенных комплексов, отражающие расположение потенциально перспективных участков по каждому из них. Одним из важных результатов было уточнение положения границ распространения рифейских отложений Ангаро-Котуйского прогиба и выявление различия их проводимости на западном и восточном бортах прогиба.

### **Данные и методы**

В 2013 – 2015 г.г. по заказу Роснедра ООО «Северо-Запад» выполняло электроразведочные работы на субширотном региональном профиле «скв. Чуньская-120 – скв. Лебяжинская-2», где ранее были проведены сейсморазведочные работы.

Также в рамках этого проекта выполнялась переинтерпретация данных МТЗ, полученных на опорных и региональных профилях на площади исследований (рис. 1), которая располагается в зоне перехода от Байкитской антеклизы, где расположены разрабатываемые НГ месторождения, к Курейской синеклизе, которая, как предполагается, обладает высоким НГ потенциалом (Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С., 2009; Мельников Н.В., 2009).

Работы методом МТЗ на профиле «скв. Чуньская-120 – скв. Лебяжинская-2» выполнены с использованием современной методики и аппаратуры МТУ канадской компании «Phoenix Geophysics». Регистрация МТ поля проводилась с шагом между точками около 1 км. Длительность регистрации в каждой точке составляла около суток, что позволило получить кривые в диапазоне от 300 Гц до 1 000 с. Работы выполнены как на самом региональном профиле (700 км), так и на двух дополнительных профилях-рассечках (40 и 70 км) на скважины Майгуннская-275 и Чункинская-282, на которых в тот момент проводилось бурение.

Кроме работ МТЗ, были выполнены работы методом зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) по технологии профильных многоразносных зондирований, когда от одной генераторной петли проводятся измерения сразу в нескольких точках наблюдения (с шагом 500 м), располагающихся как на линии профиля, так и вне его. Это позволило построить 3D геоэлектрическую модель верхней части разреза (ВЧР) и учесть влияние

неоднородностей, наиболее широко распространенных именно в ВЧР (Тригубович Г.М., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., 2009). Эти неоднородности в основном связаны с интрузиями траппового комплекса (высокоомные тела) и зонами гидротермальных изменений вокруг них, которые могут иметь очень низкие сопротивления из-за повышенной пористости и трещиноватости и наличия в них рассолов.

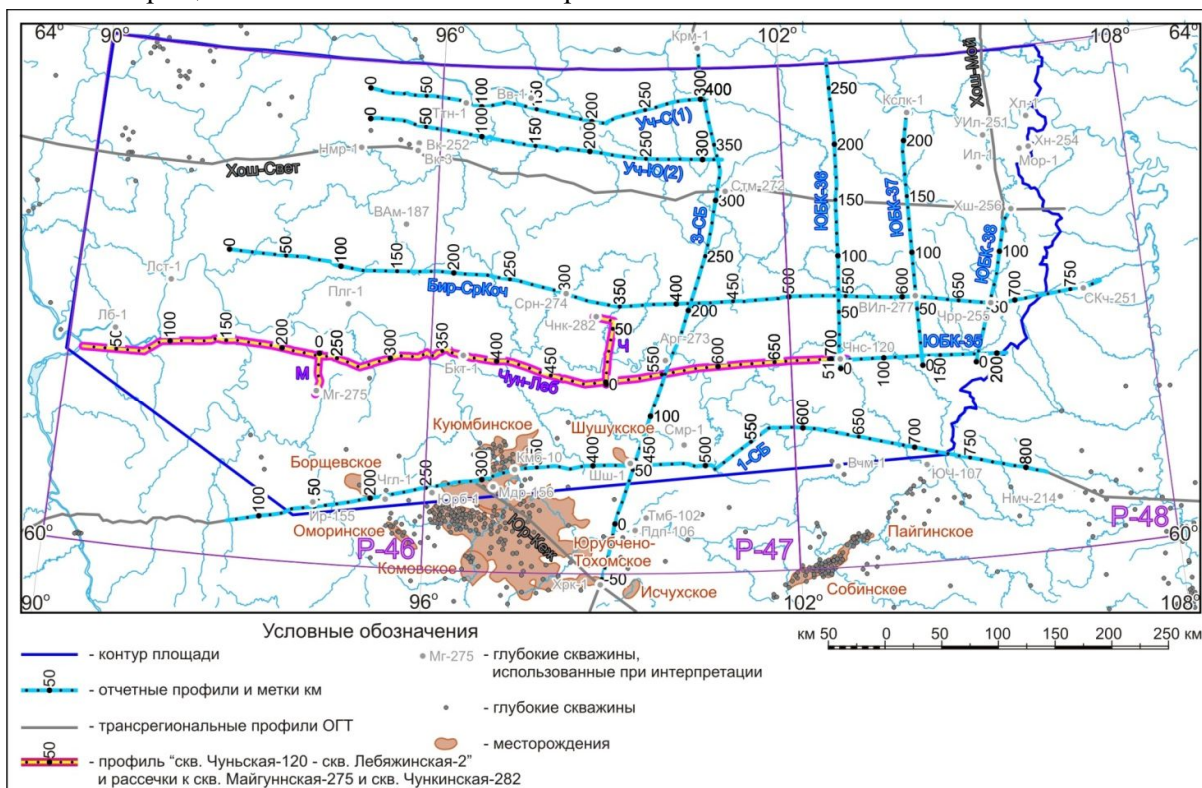


Рис 1. Схема расположения профилей МТЗ

Архивные данные МТЗ были получены с использованием серийных советских станций ЦЭС-2 (1990-е) и с использованием станций МТУ (2000-е). Эти данные в свое время были проинтерпретированы авторами соответствующих отчетов, однако все они использовали разные (часто устаревшие) подходы, что затрудняло сопоставление результатов на этой большой, перспективной и довольно слабо исследованной площади.

Был проведен анализ данных МТЗ, который показал на некоторых участках довольно сильное влияние неоднородностей, связанных с траппами и зонами измененных пород, и имеющих 3D характер. Однако в целом данные МТЗ отвечают 2D модели среды. По результатам анализа данные МТЗ были приведены к направлениям основных геоэлектрических неоднородностей. Для построения геоэлектрической модели была выбрана 2D инверсия.

Одним из важных исследований, проведенных в рамках данной работы, являлось применение методики коррекции статического смещения МТ-данных с использованием геоэлектрической модели ВЧР, полученной по данным ЗСБ. Результаты коррекции статического смещения с использованием данных ЗСБ были сопоставлены с результатами коррекции статического смещения с использованием наиболее широко применяемого подхода – статистического, который основан на пространственной фильтрации. Результаты сопоставления, полученные на довольно обширном материале (около 800 точек) показали

наличие некоторого систематического смещения в данных МТЗ. Сходные результаты были получены нами и другими исследователями в ряде регионов. Для региональных работ такое смещение не столь существенно. Однако при проведении детальных работ МТЗ на поиск и разведку месторождений нефти и газа, необходимо проводить также работы ЗСБ для коррекции смещения кривых МТЗ и определения правильного уровня удельного сопротивления глубоких частей разреза.

Интерпретация данных МТЗ на всех профилях была проведена по единой методике с использованием 2D инверсии. Для создания геометрического каркаса задавались границы основных геоэлектрических комплексов осадочного чехла, полученные по данным сейсморазведки. Для определения тех отражающих горизонтов (ОГ), которые также являются геоэлектрическими границами, были проанализированы данные электрического каротажа ряда глубоких скважин (около 40 скважин), располагающихся вблизи профилей на площади исследований (между ОГ может быть несколько геоэлектрических горизонтов, но какие-то из ОГ могут не являться геоэлектрической границей).

## Результаты

По результатам интерпретации данных МТЗ с опорой на сейсмогеологические разрезы, данные бурения и ГИС в осадочном чехле выделены три основных геоэлектрических комплекса – надсолевой, галогенно-карбонатный и подсолевой (рис. 2).

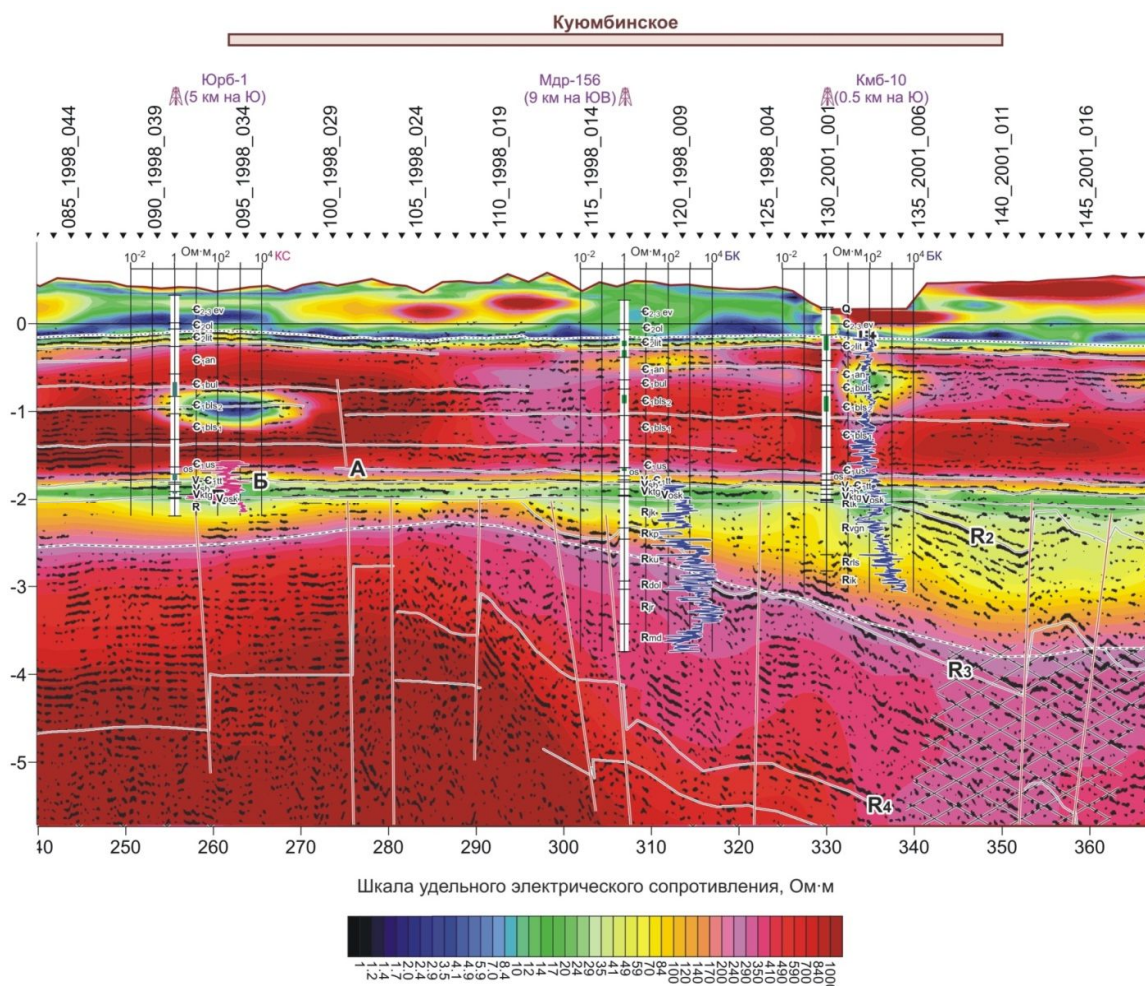




Рис 2. Пример геоэлектрического разреза (фрагмент профиля 1-СБ «Батолит»)

Геоэлектрические разрезы, графики и карты геоэлектрических параметров выделенных комплексов, полученные в результате интерпретации данных МТЗ позволили выявить основные закономерности геоэлектрического строения:

– Отложения надсолевого комплекса разделяются на несколько геоэлектрических слоев. Высокоомные слои и объекты хорошо коррелируют с выделенными в скважинах интрузивными телами траппового комплекса. Эти высокоомные тела и слои прослеживаются практически повсеместно. Они имеют переменную мощность и меняют свое положение по глубине.

– Отложения галогенно-карбонатного комплекса в целом имеют высокие сопротивления (сотни Ом·м), но часто содержат аномально-проводящие области, которые могут быть связаны с зонами изменений пород, произошедших при внедрении траппов.

– В подсолевом комплексе, с которым связаны наибольшие НГ перспективы, выделяются отложения венда и рифея. Отложения венда (между ОГ Б и  $R_0$ ) неоднородны по сопротивлению. В пределах развития отложений ванаварской свиты наблюдается корреляция между мощностью ванаварской свиты (и венда в целом) и понижением сопротивления выделяемого геоэлектрического слоя. В областях отсутствия ванаварской свиты венд также может характеризоваться низкими сопротивлениями, свидетельствующими о наличии трещиноватости в карбонатных горизонтах венда.

– Определена мощность проводящих рифейских отложений по данным МТЗ (рис. 3), что позволило обосновать значительное увеличение площади развития рифейских толщ Ангаро-Котуйского прогиба и выделить новую перспективную зону в рифейских отложениях протяженностью более 200 км, соединяющая участок Прилебяжинского вала с участком Борщевского месторождения.

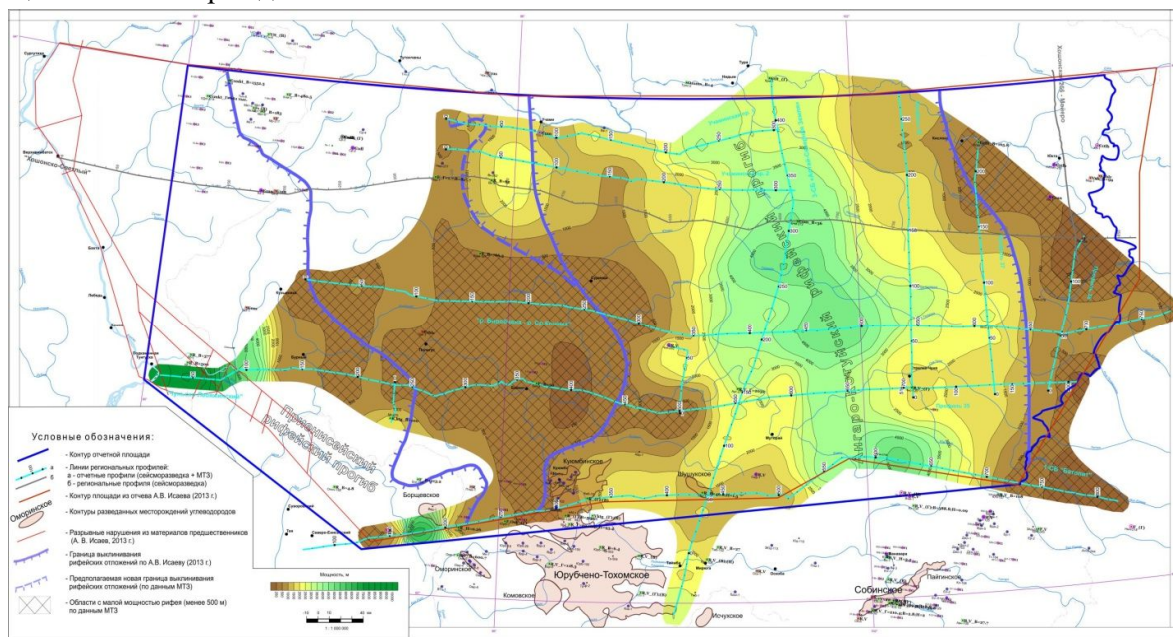


Рис. 3. Карта мощности рифейских отложений от ОГ  $R_0$  до высокоомного основания

Выработаны подходы к комплексной интерпретации электроразведочных и сейсморазведочных работ. Для рифейской и вендской толщ намечен комплекс структурно-

геофизических критериев для прогноза и локализации наиболее перспективных участков. Проведенные работы показывают объективную необходимость системного применения МТЗ в данном регионе, что позволит оптимизировать риски и объемы работ следующих стадий.

### **Список литературы**

*Мельников Н.В.* Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Новосибирск: СО РАН. – 2009. 146 с.

*Тригубович Г.М., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г.* 3D-электроразведка становлением поля. Новосибирск, «Наука», 2009, 218 с.

*Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С.* Рифейские прогибы западной части Сибирской платформы – очаги интенсивного образования нефти и газа на позднепалеозойском и мезозойском этапах ее развития. Перспективные на нефть зоны и объекты Сибирской платформы. Сборник научных трудов под ред. В.С. Старосельцева. Новосибирск – СНИИГГиМС, 2009. 99 с.

**The results of study of the geological structure and oil and gas potential of the Riphean, Vendian and lower Paleozoic deposits based on the results of magnetotelluric data interpretation along regional profiles in Eastern Siberia**

**Aleksanova Elena<sup>1</sup>, Okulov Sergey<sup>1</sup>,  
Yakovlev Andrey<sup>1,2</sup>, Yakovlev Denis<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Nord-West Ltd, Moscow*

<sup>2</sup> *Lomonosov Moscow State University, Moscow*

**Abstract**

The results of the constraint inversion of magnetotelluric (MT) data obtained from regional profiles in the northern part of the Baykitskaya anticline and the southern part of the Kureyskaya syncline and its geological interpretation are presented. Both archival (1990s) and modern MT data were used. The total length of the MT profiles involved was more than 4 000 km and the study area is about 320 thousand square km.

The dataset contained MT data along 10 profiles – 6 latitudinal and 4 longitudinal. It included the MT and TDEM data, obtained in 2013 – 15 by Nord-West Ltd. along 700 km length profile with two additional profiles (40 and 70 km length) to nearest boreholes, which were drilling at that time.

All data were analyzed and inverted according the same technique. The analysis of MT data showed the high heterogeneity of the medium, which is mostly caused by intrusions and zones around them, where rock characteristics changed (often dramatically). But, overall, the medium is close to 2D. Thus, 2D inversion was chosen as the main technique to get conductivity model of the study area.

For one profile, where both MT and TDEM data were available, the static shift correction of MT data using resistivity model from TDEM data were carried out. The results on this technique were compared with the results of the most common statistical technique for static shift correction. Using this quite big dataset, the results of some others work were confirmed, that there is some systematic shift in MT data and, thus, for detailed MT projects for oil and gas exploration the TDEM data is requested to make sure of the resistivity level obtained from MT data.

MT data interpretation was carried out using seismic and well data (about 40 deep wells on or near the profile lines in the study area). Three geoelectrical complexes (suprasalt, halogen-carbonate and subsalt) have been identified in the sedimentary cover. Maps of geoelectrical parameters of these complexes are constructed. It made possible to define areas with higher conductivity, which might corresponds to areas with higher porosity of both terrigenous and carbonate sediments. They show the location of potentially promising areas for each of them. One of the most important results was clarifying the boundaries of the distribution of the Riphean deposits in the Angara-Kotuyskiy through. The difference in the conductivity of Riphean deposits on the western and eastern sides of the depression was identified.

## *Изучение сложнопостроенных коллекторов в доюрских отложениях Западной Сибири на основе сейсмогеологического моделирования*

Жигалов Владимир Владимирович<sup>1</sup>, Кулишкин Николай Михайлович<sup>1</sup>,  
Петрушин Алексей Борисович<sup>1</sup>, Юльметьев Тимур Ирикович<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> ООО «Славнефть-НПЦ» г. Тверь

История освоения нефтегазовых месторождений в доюрском комплексе пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции начата в 1953 году с открытия Березовского месторождения газа. С тех пор список месторождений нефти и газа, связанных с доюрским комплексом значительно пополнился. К настоящему времени известны месторождения в карбонатных, эффузивных и метаморфизованных породах, гранитах. Большинство из них открыты в краевой части провинции. К настоящему времени нефтегазовые месторождения в осадочном чехле находятся в зрелой стадии разработки и поэтому все более остро актуально становится вопрос об исследовании на нефтегазопродуктивность отложений доюрского комплекса, в первую очередь в пределах действующих нефтепромыслов, что обеспечит максимальную эффективность при минимальных финансовых издержках. Коллектив авторов ООО «Славнефть-НПЦ», на основе выработанных в процессе длительного детального изучения трещинных резервуаров нефти и газа эффективных сейсморазведочных и геологоразведочных методик и технологий, разработал методологию комплексной оценки продуктивных трещинных резервуаров в доюрских отложениях.

В основе методики исследований лежит типизация известных залежей по их генетическим признакам на основе определения времени и условий образования коллекторов, ловушек и нефтегазовых залежей [Харахинов, Шленкин, 2011, 2015]. Сформулированы основные поисковые признаки и разработан комплекс специальных сейсмических методик по всестороннему прогнозу нефтегазоносности исследуемой территории. Используемые методики основаны на применении технологии «Синергетические сингулярности» [Shlionlin, Masjukov etc., 2012], направленной на выделение и дальнейшее подчеркивание особенностей сейсмического поля. Показаны преимущества развитой технологии по сравнению с современными аналогами [Masjukov etc., 2011]. Описанные в работе подходы могут повысить эффективность поисков углеводородов в породах доюрского комплекса.

### **Введение**

История освоения нефтегазовых месторождений в доюрском комплексе пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) начата в 1953 году с открытия Березовского месторождения газа. С тех пор список месторождений нефти и газа, связанных с доюрским комплексом значительно пополнился, увеличился и их генетический ряд. К настоящему времени известны месторождения в карбонатных, эффузивных и метаморфизованных породах, гранитах [Исаев, 2011]. Большинство из них открыты в краевой части провинции. К настоящему времени нефтегазовые месторождения в осадочном чехле находятся в зрелой стадии разработки и поэтому все более актуальным становится вопрос об исследовании на нефтегазопродуктивность отложений доюрского комплекса, в первую очередь в пределах действующих нефтепромыслов, что обеспечит максимальную эффективность при минимальных финансовых издержках.



## Данные и методы

В изучении нефтегазоносности отложений доюрского комплекса в пределах ЗСН-П принимали участие многие исследователи. В работе использовались материалы авторов: Баренбаум А.М. 2014; Брехунцов А.М. 2011; Волченкова Т.Б. 2009; Гаврилов В.П. 2012; Готтих Р.П. и др. 2002; Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. 2012; Запивалов Н.П. 2003; Зеренинов В.А. 2014; Зубков М.Ю. 2001; Иванов К.С. 2012; Исаев Г.Д. 2011; Кирда Н.Г. 2013; Корисов Ю.В. и др. 2013; Кулишкин Н.М. 2015, Лобова Г.А. 2008, 2014; Олюнин А.В. 2015; Пунанова С.А. 2014; Ступакова А.В. и др. 2015; Трофимов В.А., Корчагин В.И. 2002; Утопленников В.К. 2005; Харахинов В.В. 2011, 2014, 2015, Шлэнкин С.И. 2001, 2011, 2014, 2015; Шустер В.А.

Проведенные исследования позволили Дмитриевскому А.Н., Шустеру В.Л., Пунановой С.А. [Дмитриевский и др., 2012] всесторонне обозначить проблему нефтегазоносности доюрского комплекса, Исаеву Г.Д. [Исаев, 2011] обосновать схему фациального районирования палеозоя Западно-Сибирской плиты. Важное значение для понимания вопросов генезиса нефти и газа имеют работы Лобовой Г.А. [Лобова, 2015] по геоплотностному моделированию Югорской зоны и геотермическому моделированию Тогурских очагов нефтегазогенерации там же, а также в Усть-Тымской и Нюрольской мегавпадинах. По данным моделирования прогнозируется наличие второго этажа нефтегазоносности в отложениях позднего девона – нижнего карбона. В битуминозных глинах Тогурской свиты, местами являющихся крышкой для доюрского комплекса, установлены возрастные границы зарождения очагов нефтегазогенерации (87 млн. лет назад), заполнения ловушек (60 млн. лет назад и до настоящего времени с максимумом в 38 млн. лет). Установлено также, что породы доюрского комплекса прошли стадию метаморфизма (МК5 – АК1-2) и не содержат первичных коллекторов, имеющиеся в них коллектора – вторичные.

Коллектив авторов ООО «Славнефть-НПЦ» [Харахинов и др., 2015], на основе выработанных в процессе длительного детального изучения трещинных резервуаров нефти и газа эффективных сейсморазведочных и геологоразведочных методик и технологий, разработал методологию комплексной оценки продуктивных трещинных резервуаров в доюрских отложениях. В основе методики исследований заложена типизация известных залежей по их генетическим признакам, определение времени и условий образования коллекторов, ловушек и нефтегазовых залежей. Сформулированы основные поисковые признаки и разработан комплекс специальных сейсмических методик по всестороннему прогнозу нефтегазоносности исследуемой территории. Разработана концептуальная схема геолого-геофизического моделирования доюрских резервуаров.

Основными критериями формирования нефтегазовой залежи в недрах являются коллектора, ловушки, УВ-флюиды и наличие путей миграции их к ловушке. Процесс формирования залежей УВ длительный и многостадийный. Когда мы называем нефть рифейской, палеозойской, юрской и т.д., это означает только то, что она локализуется в отложениях этого возраста, но не время и условия ее образования. В эти периоды породы находились в близ- или поверхностных условиях, в зонах седиментации, либо гипергенеза, поэтому на это время приходится лишь формирование и возможно консервация коллекторов. Образование нефти в определенном горизонте происходило гораздо позже, тогда, когда горизонт попадал в обстановку, соответствующую газонефтегенерации. Для Западной

Сибири такие условия существовали в начале палеогена [Лобова, 2015], то есть ловушки в консервации находились с верхнего палеозоя до палеогена.

Формирование коллекторов в породах доюрского комплекса коренным образом отличается от генезиса коллекторов в породах осадочного чехла. Палеозойские породы представлены плотными глубоко-метаморфизованными породами, в которых первичная пустотность отсутствует [Дмитриевский и др., 2012]. Триасовые породы менее метаморфизованы, однако, такие же плотные, так как сложены горизонтами лав и их туфов. Исходя из этих особенностей, пустотное пространство, представляющее практический интерес в доюрском комплексе может формироваться за счет следующих факторов: зон трещиноватости, заложенных в эпоху складчатости и орогенеза, последующего вывода пород на поверхность и преобразования их в коллектора в зонах гипергенеза. Основным условием образования коллекторов в доюрском комплексе следует считать сочетание трещиноватости и растворения пород в приповерхностных условиях. Трещиноватость тектоническая и породная создает условия для просачивания поверхностных вод по трещинам, порам, что приводит к растворению их стенок и выносу продуктов в реки и моря. Таким образом, в хорошо растворимых карбонатных породах образуются каверны, кавернозные трещины и карст, а в менее растворимых эффузивных и интрузивных породах – кавернозные трещины. Глубина проработки ограничена базисом эрозии в данной местности и может составлять первые сотни метров. В результате образуются площадные трещинно-кавернозно-карстовые коллектора на значительных территориях. Емкость коллекторов зависит от количества первичных трещин, скорости эрозии, влажности и температуры климата и способности к растворимости исходных пород. В последующем, при перекрытии их вышележащими осадками, коллектора консервируются. Максимально установленная длительность консервации прекрасно сохранившихся рифейских карбонатных коллекторов более 800 млн. лет [Харахинов и др., 2015]. Покрышками для палеозойских коллекторов является эффузивный триас и юрские глины, для триасовых – юрские глины. Процесс образования ловушек длительный, и во многом зависит от особенностей осадконакопления и давления вышележащих отложений. Точкой отсчета следует считать начало формирования осадочного чехла над эрозионной поверхностью тектонически консолидированного доюрского основания. Образование ловушек происходит в несколько этапов. На начальном этапе главным образом за счет веса осадков заполняющих эрозионные впадины происходит проседание пород комплекса в депрессионных зонах. Далее, по мере формирования чехла, доюрская поверхность полностью перекрывалась. Из-за разных толщин отложений и соответственно давлений, над выступами и депрессиями происходило опережающее проседание в депрессионных впадинах, и как бы относительный «рост» амплитуд антиклинальных поднятий на фоне общего погружения территории. При перекрытии глинистыми горизонтами поднятий образовывались замкнутые ловушки в их сводах. Вероятно на процесс формирования ловушек оказывали и сбросо – сдвиговые движения в фундаменте особенно в краевых частях ЗСП.

По структурному положению и типу коллекторов ловушки подразделяются: на карбонатные в кровле эрозионно-тектонно-блоковых выступов (Нюрольский тип); эффузивные в кровле эродированных триасовых вулканических построек с кислым вулканизмом (Рогожниковский тип); контактовые в кровле и на склонах эрозионных массивов образованных гранитными телами и контактово-метасоматически измененными осадочными породами (Шаимский тип). Результатом образования гипергенных коллекторов

является значительное разуплотнение исходных пород, что позволяет выделять их на диаграммах плотностного и акустического каротажей, а также в волновых сейсмических полях.

Основными задачами сейсмических исследований по выявлению доюрских коллекторов являются: а) выявление сеймостратиграфических несогласий; б) картирование и изучение аномальных зон в сейсмическом поле, вероятно соответствующих участкам развития разуплотненных в приповерхностных гипергенных условиях поровых и трещинных пород; в) выявление потенциальных нефтегазопродуктивных ловушек. Для решения указанных задач применяются: традиционная обработка сейсмических материалов с целью обязательного получения контрастного волнового поля в палеозойском интервале разреза, что является неременным условием выявления сеймостратиграфических несогласий, корреляция отражающих горизонтов по участкам с аномальным волновым полем, предполагаемыми зонами разуплотнения, соответствующим гипергенным коллекторам; оконтуривание их, составление по ним временных, структурных и атрибутивных карт; сейсмогеологическая интерпретация с выделением прогнозных типов ловушек; ФП-технологии, формирование поля энергии рассеянных волн (ПЭРВ) или атрибут незеркальной компоненты волнового поля для прогноза зон открытой трещиноватости и оценки емкостных свойств трещинных резервуаров; SS-технология обработки поля ОБ (преобразование поля когерентности) на основе алгоритма «синергетика сингулярностей» для выделения в пространстве кластеров трещин и оценки их азимутов [Шленкин и др., 2012]. Кроме того, в ООО «Славнефть-НПЦ» многие годы разрабатывается и совершенствуется методология комплексного изучения сложных трещинных резервуаров, которая основанна на использовании, в основном, собственных (отечественных) технологий, алгоритмов и программ обработки сейсмических волновых полей. Методология основывается на оценке качества трещино-кавернозного коллектора по специальной технологии интерпретационной обработки данных сейсморазведки 3D, получившей название – комплексная оценка качества коллектора. Результатом таких исследований является комплексирование динамических характеристик непосредственно отображающих эффективную ёмкость резервуара: плотность синергетических сингулярностей (зоны повышенной трещиноватости и карстообразования) и поля энергии рассеянных волн (характеризует степень раскрытости дезинтегрированных трещинно-кавернозных объёмов резервуаров).

На основании многолетних исследований ООО «Славнефть-НПЦ» в области изучения отложении рифейских, ниже- и верхнепалеозойских и триасовых комплексов сформулированы основные положения, используемые при составлении сейсмогеологической модели формирования нефтегазовых залежей в породах ДЮК:

Геологические:

1. Формирование коллекторов, ловушек и образование нефтяных залежей процесс длительный и рассредоточен во времени от десятков до сотен млн. лет;

2. Вероятность наличия естественных коллекторов в породах доюрского комплекса мала, образование вторичных коллекторов в доюрском комплексе происходит во время стратиграфических перерывов главным образом в зоне гипергенеза. На территории ЗСНГП условия для формирования гипергенных коллекторов существовали в предтриасовый и предюрский эрозионные циклы. По исходному составу пород выделены карбонатные, эффузивные, интрузивные и метаморфические типы коллекторов;

3. Образованию ловушек способствовали: расчлененность палеоэрозионного рельефа, наличие трещинно-кавернозных коллекторов.

4. Нефтегазогенерация и движение в ловушки углеводородов вероятно начато 60 млн. лет назад, когда породы доюрского комплекса попали в благоприятную зону.

#### Геофизические:

1. Фактор наличия стратиграфических несогласий и разуплотнения пород в зонах палеогипергенеза, насыщенность их флюидами позволяет эффективно использовать комплекс ГИС и сейсморазведку;

2. На основе данных ГИС и керна определяются границы распространения гипергенных коллекторов, изучается их внутреннее строение, ФЕС, насыщение, определяются промышленные параметры и производятся инверсионные преобразования ВП;

3. Основными задачами сейсмических исследований является: выделение и прослеживание сеймостратиграфических несогласий, установленных для данной территории предыдущими работами и связанных с ними площадей развития гипергенных коллекторов, картирование аномальных горизонтов разуплотненных пород и зон открытой трещиноватости, прогнозирование эффективной емкости резервуаров и качества коллектора;

4. Для их решения применяются методы: обычной и нетрадиционной (структурно-динамического текстурирования, СДТ) корреляции ВП, анализа поля энергии рассеянных волн (ПЭРВ), атрибутов амплитуд незеркальной компоненты, изучение тектоники с помощью SS-технологии обработки отраженных волн.

#### **Выводы**

Проведенные работы позволяют выявить условия образования ловушек и нефтяных залежей в породах доюрского комплекса, типы вмещающих пород и последующие их преобразования, определить поисковые признаки наличия УВ-залежей, выработать методику их исследования сейсмогеологическими методами. Выполнить комплексное многофакторное логико-вероятностное моделирование прогнозных объектов.

Результаты проведенных работ позволят эффективно осуществлять поиски объектов УВ в породах доюрского комплекса.

#### **Список литературы**

1. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поиска, разведки и освоения месторождений углеводородов. Saarbrücken, Deutschland: Lambert Academic Publishing. - 2012. - 135 с.

2. Исаев Г.Д. Нюрольская СФЗ. Схема структурно-фациального районирования палеозоя Западно-Сибирской плиты. Тектоническое районирование. ООО НПЦ «Сибгеонафт». Литосфера. - 2011. - 36. - С. 27-37.

3. Лобова Г.А. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских отложений центральной части и юго-востока Западной Сибири по данным геотермии. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук, 2015.

4. Харахинов В.В., Шлёнкин С.И. Трещинные резервуары нефти и газа. М.: Научный мир. 2015. 283 с.

5. Шленкин С.И., Масюков А.В., Масюков В.В. и др. Вычисление кубов когерентности и сингулярностей // Технологии сейсморазведки. №2. - 2012. - С.5-11.



## **Methodology of complex pre-Jurassic reservoirs study in Western Siberia on the base of seismogeological modeling**

Zhigalov V.V., Kulishkin N.M., Petrushin A.B., Yulmetyev T.I.  
*«Slavneft-NPC», R&D Department, Tver*

The history of development of oil and gas fields in the pre-Jurassic complex of the West Siberian oil and gas province started in 1953 with the discovery of the Berezovsky gas field. Since then, the list of oil and gas fields associated with the pre-Jurassic complex has significantly expanded, and their genetic range has increased. To date, there are deposits in carbonate, effusive and metamorphosed rocks, granites. Most of them are situated in the regional part of the province. Oil and gas fields in the sedimentary cover are principally in the mature stage now, and therefore the question of research of the pre-Jurassic complex, primarily within the existing oil fields, which can provide maximum efficiency at minimal financial costs, is becoming increasingly important. The team of authors of "Slavneft-NPC", on the base long and detailed study of fractured oil and gas reservoirs developed a methodology for integrated assessment of productive fractured reservoirs in the pre-Jurassic reservoirs by seismogeological modeling.

The research methodology is based on the typification of known deposits by their genetic characteristics on the basis of determining the time and conditions for the reservoirs, traps and oil and gas deposits formation. [Harahinov, Shlionkin 2011, 2015]. The main search features are formulated and a complex of special seismic techniques on a comprehensive forecast of oil and gas potential of the investigated territory is developed. This methodology is based on the use of "Synergistic singularity" technology [Shlionlin, Masjukov etc., 2012], aimed at detection and further deterministic or stochastic enhancement of seismic singularities and mathematical digital modeling of fracture reservoirs. It is shown that our technique has advantages in comparing with other state of the art methods [Masjukov etc., 2011]. The approaches described in this paper can improve the efficiency of hydrocarbon prospecting in the rocks of the pre-Jurassic complex.

## Структурные особенности осадочных бассейнов Чукотского моря.

**Скарятин Михаил Вадимович<sup>1</sup>, Баталова Александра Андреевна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина, ООО «РН-Эксплорейшн»

<sup>2</sup> ООО «Арктический Научный Центр»

### **Введение**

В Российском секторе Чукотского моря располагаются потенциально нефтегазоносные осадочные бассейны – Северо-Чукотский и Южно-Чукотский, существенную роль в становлении и развитии которых сыграли деформации, связанные с тектоническими режимами растяжения/транстенсии и сжатия/транспрессии, проявляющиеся в структурном стиле (облике) бассейнов. Характеристика и типизация структурных стилей, установленных для этих бассейнов, позволяет проводить их сопоставление с различными тектоническими режимами и региональными геологическими событиями Арктического региона. Данный подход позволяет восстановить основные этапы развития изучаемых бассейнов. В дальнейшем результаты структурно-тектонического анализа могут быть использованы при картировании ловушек углеводородов и оценки геологических рисков.

В тектоническом контексте, исследуемая акватория расположена в пределах Чукотско-Аляскинского микроконтинента, обрамлённого с запада и юга Южно-Аньюйской сутурой, маркирующей закрытие Южно-Аньюйского палео-океана в неокомское время [Косько и др., 2003; Соколов, 2015], на востоке - сутурной зоной, маркирующей закрытие палео-океана Ангаючем, а также утонённой земной корой переходного типа вдоль континентального склона на севере (Рис. 6). Коллизионные события раннего мела отразились в формировании складчато-надвиговых сооружений по южному обрамлению Чукотско-Аляскинского микроконтинента. Комплексы Новосибирско-Чукотской складчато-надвиговой системы в пределах исследуемой акватории погружены под осадочный чехол Южно-Чукотского бассейна, соответствуя складчатому фундаменту [Малышев и др., 2010; Drachev, et al., 2010; Verzhbitskiy et al., 2012; Nikishin, et al., 2014]. Позднемезозойские складчатые комплексы Аляски слагают горные сооружения хребта Брукса. К северу от фронтальных надвигов Врангеля-Геральда и Брукского этих складчатых зон доаптские комплексы залегают на франклинском складчатом фундаменте докаменноугольного возраста [Lerand, 1973].

В осадочном чехле рассматриваемых бассейнов выделяются крупные комплексы отложений или мегасеквенции, номенклатура которых, и соответствующих отражающих горизонтов, разделяющих эти мегасеквенции, по большей части заимствована из более изученных бассейна передового прогиба Колвилл и рифтового прогиба Ханна. Так, в этой работе использованы следующие отражающие горизонты: EU – кровля франклинского комплекса, маркирующее начало накопления отложений Элсмирской мегасеквенции; JU – среднеюрское несогласие, маркирующее начало раскрытия Американо-Аляскинского бассейна и накопления синрифтовых отложений Бофортской мегасеквенции; BU – преаптское несогласие, маркирующее окончание раскрытия Американо-Аляскинского бассейна, коллизионные события на южном обрамлении Чукотско-Аляскинского микроконтинента и начало накопления отложений Брукской мегасеквенции; CU – среднемеловое несогласие; MBU – среднебрукское несогласие, маркирующее реактивацию компрессионных деформаций Брукского хребта; Top\_Pal – палеоцен-эоценовое несогласие; In\_EoU – среднеэоценовое несогласие; Top\_EoU – эоцен-олигоценное несогласие; In\_Mio – среднемиоценовое несогласие.



### **Данные и методические подходы**

Исходными данными для работы явились региональные профили сейсморазведки 2D, данные грави- и магниторазведки. Осуществлялось комплексирование структурной интерпретации данных сейсморазведки и морфологии аномалий гравитационного и магнитного полей. Структурная интерпретация включала прослеживание разломов, их направлений падения и простираения, определение кинематики, а также анализ изменения толщин сейсмических комплексов в пределах блоков, разделённых разломами. На основе схожести особенностей пространственного расположения и характеристики структурных элементов выделялись и картировались зоны с характерными структурными стилями.

### **Пространственное расположение зон с различными структурными стилями**

*Чукотская система горстов и грабенов и Северо-Чукотский бассейн.* В пределах Чукотской системы горстов и грабенов выделяются структурные элементы, характеризующиеся стилем растяжения/транстенсии (Рис. 6). Первая фаза тектонической активизации привела к заложению Линейного и Западного прогибов - полуграбенов субмеридионального простираения (Рис. 6). Слои роста в этих полуграбенах, указывающие на активное растяжение (возможно, со сдвиговой компонентой), наблюдаются в сейсмических комплексах, ограниченных EU и BU и соответствуют отложениям Элмирской и Бофортской мегасеквенций. Схожие по простираению полуграбены известны в районе прогиба Ханна в Американском секторе Чукотского моря, начало формирования которого относится к каменноугольному времени [Grantz and Eitrem, 1979]. Раскрытие Американо-Чукотского бассейна, охватывавшее период со среднеюрского по раннемеловое время [Lawver & Scotese, 1990], скорее всего, также явилось причиной продолжения растяжения/транстенсии Чукотской системы горстов и грабенов. Последующая транстенсионная деформация привела к формированию складки СЗ-ЮВ простираения в Линейном полуграбене: сокращение толщин на своде складки наблюдается между MBU и Top\_Pal. Растяжение/транстенсия третичного времени проявилась в заложении прогиба - грабена Умкилир на западе Мамонтового поднятия, а также активном прогибании Чукотской системы горстов и грабенов: нарастание толщин в сеймостратиграфическом интервале MBU - In\_EoU наблюдается вблизи сбросов, характеризующихся от субмеридианального до СВ-ЮЗ простираения (Рис. 6).

Восточная часть Мамонтового поднятия также осложнена субмеридиональными сбросами, формирующими впадины и смещающими сейсмические комплексы вплоть до BU. Различия в толщинах на блоках, разделённых разломами, в этой области определяются пачками с хаотичной сейсмической записью, которые могут отсутствовать или разделять выдержанные пачки ярких протяжённых отражений. В наиболее погруженных впадинах сейсмические комплексы, ограниченные поверхностями несогласий EU и BU смяты в складки. Рефлекторы этих комплексов налегают на EU, выполаживая неровности кровли франклинского складчатого фундамента. Близ Мамонтового поднятия наблюдается диапир, деформирующий сейсмические комплексы вплоть до и включая BU. Наличие диапира и изменчивость толщин сейсмокомплексов с хаотичной волновой картиной приводит к предположению о наличии в осадочном чехле пластичных пород, таких как глины или соли, повлиявших на процессы складкообразования (Рис. 6). Так, зона структурного стиля

пластических деформаций протягивается с запада на восток от Мамонтового поднятия до северного окончания Линейного полуграбена.

Гравитационное оползание с Мамонтового поднятия и формирование системы листрических сбросов Северо-Чукотского бассейна происходило по мере его погружения и заполнения. Выплаживание сбросов на преобладающей территории Северо-Чукотского бассейна происходит на поверхность срыва ВU, а в юго-западной части бассейна – на СU. Первая стадия подворота (вращения) блоков вдоль листрических разломов субширотного простирания, падающих на север, фиксируется слоями роста, которые перекрываются поверхностью СU в районе Андриановского мегавала (Рис. 6). Вторая стадия проявлена в срединных частях Северо-Чукотского бассейна, где сформировались складки «rollover», сопряжённые с системой листрических сбросов СЗ-ЮВ простирания и СВ падения, на что указывают слои роста между горизонтами MBU и In-EoU. Вторая стадия гравитационного складкообразования в районе Андриановского мегавала проявилась в складках на лежащих подвёрнутых блоках. Так, при изменении направления простирания системы листрических разломов, изменяется и конфигурация складок. На большей части акватории Северо-Чукотского бассейна развит структурный стиль гравитационных деформаций, который вблизи Андриановского мегавала, возможно, приобретает также сдвиговую составляющую.

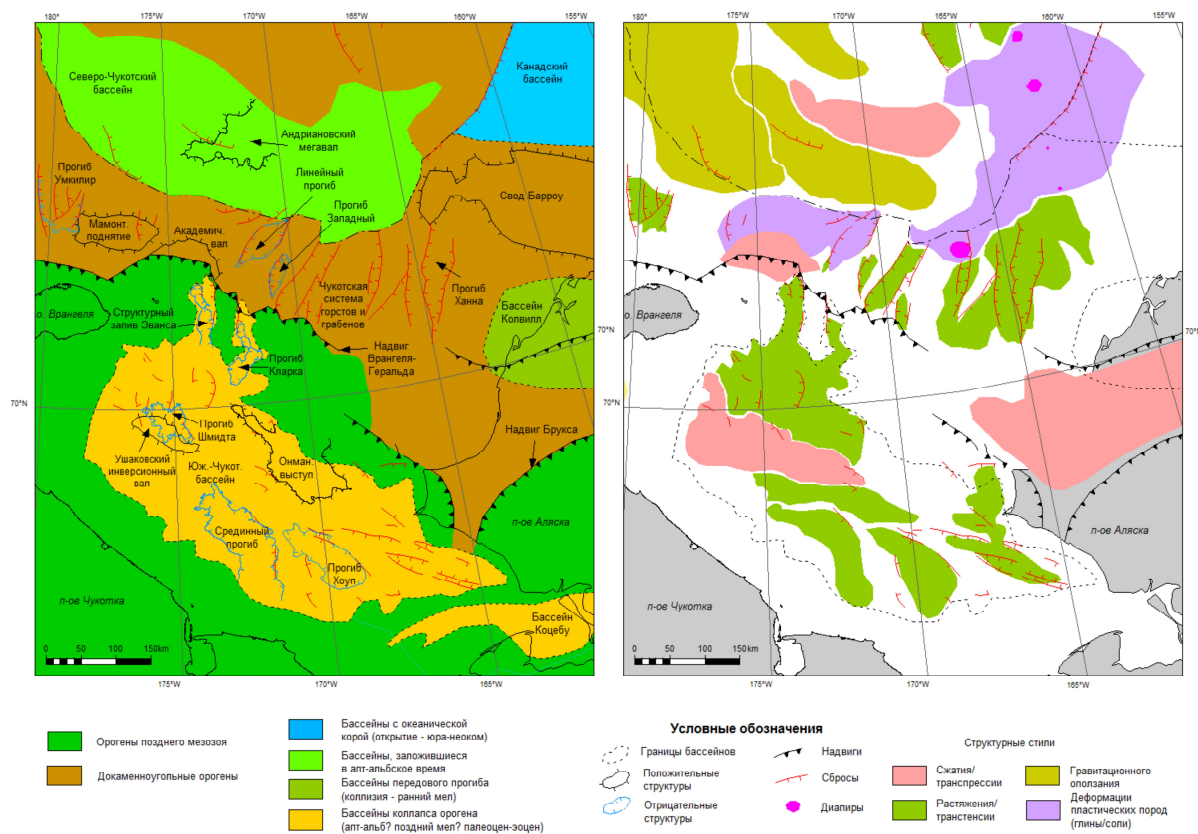


Рис. 6 Тектоническая схема Чукотоморского региона (слева) и выделенные зоны с различными структурными стилями в Российской части акватории Чукотского моря в пределах осадочных бассейнов (справа). Тектоническая схема составлена на основе нескольких источников [Косько и др., 2003; Miller and Verzhbitskiy, 2009; Малышев и др., 2010; Grantz et al., 2010; Drachev, et al., 2010; Verzhbitskiy et al., 2012; Nikishin, et al., 2014]

Среднебрукское региональное компрессионное событие в пределах исследуемой территории выразилось в структурном стиле сжатия/транстенсии во фронтальной части Врангелевско-Геральдской дуги, отражающийся в складках Академического вала субширотного простирания (Рис. 6). Складки ассиметричные, деформируют сейсмокомплексы от EU до MBU и осложнены взбросами южного и северного направления падения. Среднебрукские деформации также локально проявились в складкообразовании к северу от Андриановского мегавала в Северо-Чукотском бассейне. Складки не осложнены разломами, возможно, в виду наличия преимущественно пластичного глинистого материала, слагающего дистальные части дельтовых комплексов.

**Южно-Чукотский бассейн.** Зоны структурного стиля транстенсии, выраженного в развитии многочисленных разломов сбросовой и сбросо-сдвиговой природы и связанных с ними складок, выделяются практически на всей территории Южно-Чукотского бассейна (Рис. 6). Различия в проявлении этих деформаций заключаются в преобладающих направлениях простирания структур и времени тектонической активизации. Системы сбросо-сдвигов, связанные с режимом транстенсии, проявлены в сейсмокомплексах BU-CU, CU-MBU и MBU-In\_EoU. Не все разломы претерпевают «сквозную» реактивацию и многие из них «запечатываются» границами несогласий CU, MBU и In-EoU. Разломы данного типа распространены на площади и характеризуются малыми амплитудами вертикального смещения, и, по-видимому, ограниченными протяженностями. Системы разломов, слагающие цветковые структуры, простираются преимущественно в субширотном направлении в районе Ушаковского инверсионного вала, и в СЗ-ЮВ направлении в районе Онманского выступа и прогиба Срединный. Прогиб Кларка и структурный залив Эванса, ограниченные сбросами субмеридионального простирания, отражают режим постколлизийного растяжения/транстенсии, преимущественно, третичного времени (наблюдается разрастание толщин сейсмического комплекса MBU - In\_EoU). Редкие сбросы субмеридионального простирания также встречаются к югу от этих депрессий и к югу от прогиба Хоуп.

Зоны развития трансрессионного структурного стиля, выраженного в инверсионных структурах субширотного простирания, включает складки Ушаковского инверсионного вала в прогибе Шмидта (Рис. 6). Складки срезаются несогласием Top\_EoU. Срезание отложений несогласием In\_Mio преимущественно проявились на западном обрамлении Южно-Чукотского бассейна, затронув Врангелевско-Геральдскую гряду, что указывает на её воздымание в среднемиоценовое время. В прогибе Срединный с этим этапом связана малоамплитудная реактивация немногочисленных разломов.

### **Заключение**

В результате проведённого исследования были в первом приближении охарактеризованы ключевые структурные элементы изучаемых осадочных бассейнов. Мы полагаем, что выделение и картирование зон с проявлением различных структурных стилей в пространстве позволят в будущем сделать обоснованные выводы о стадийности проявления тектонических режимов в регионе, а также о времени заложения и механизмах формирования осадочных бассейнов Чукотского моря.

### **Список литературы**

*Косько М.К., Авдюничев В.В., Ганелин В.Г.* Остров Врангеля: Геологическое строение, минералогия, геоэкология // ВНИИОкеангеология. – 2003.

*Мальшев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А., Баринова Е.М., Ихсанов Б.И.* Тектоника осадочных бассейнов Российского шельфа Чукотского моря. Кузнецов Н.Б. (Ред.) XLIII Тектоническая конференция: Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ в Фанерозое. – 2010. № 2, стр. 23-29.

*Соколов С.Д., Тучкова М.И., Генелин А.В., Бондаренко Г.Е., Лайер П.* Тектоника Южно-Ануйской сутуры, Северо-восточная Азия // Геотектоника. – 2015. 49. Стр. 3-15.

*Drachev S. S., Malyshev N. A., Nikishin A. M.* Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: an overview. From Mature Basins to New Frontiers. – 2010. pp. 591-619.

*Grantz, A., & Eittreim, S.* Geology and Physiography of the Continental Margin North of Alaska and Implications for the Origin of the Canada Basin: OFP 79-288 // USGS. – 1979.

*Lawver L. A., Scotese C. R.* A review of tectonic models for the evolution of the Canada Basin. In *Grantz B A., Johnson L., Sweeney J. F. (Eds.)* The Arctic Ocean Region. The Geology of North America // Geological Society of America. – 1990. pp. 593-618.

*Lerand M.* The future petroleum provinces of Canada — Their geology and potential. In *McCrossam B R. G. (Eds.)* Beaufort Sea // Canadian Soc. of Petr. Geol.– 1973. 1. pp. 315-386.

*Miller, E. L., & Verzhbitsky, V. E.* Structural studies near Pevek Russia: Implications for formation of the East Siberian Shelf and Makarov Basin of the Arctic Ocean. In *D. B. Stone, & others, (Eds.)* Geology, Geophysics and Tectonics of Northeastern Russia // European Geophysical Union. – 2009. pp. 223-241.

*Nikishin A. M., Malyshev N. A., Petrov E. I.* Geological structure and history of the Arctic Ocean // EAGE Publications bv. – 2014.

*Verzhbitsky V. E., Sokolov S. D., Frantzen E. M., Little A., Tuchkova M. I., & Lobkovsky L. I.* The South Chukchi Sedimentary Basin (Chukchi Sea, Russian Arctic): Age, structural pattern, and hydrocarbon potential In *D. Gao, Ed.* Tectonics and sedimentation: Implications for petroleum systems // AAPG. – 2012. 100. pp. 267-290.

## **Structural Features of the Chukchi Sea Sedimentary Basins**

**Mikhail V. Skaryatin<sup>1</sup>, Aleksandra A. Batalova<sup>2</sup>**

*1) Gubkin Russian State University of Oil and Gas, LLC RN-Exploration*

*2) LLC Arctic Research Centre*

The Russian sector of the Chukchi Sea contains potentially oil and gas basins - the North Chukchi and the South Chukchi Basins, a significant role in the formation and development of which is associated with tectonic regimes of transtension and transpression. The characterization and classification of structural styles allowed us to establish their connection with regional geological events of the Arctic region.

The integration of the structural interpretation of seismic data and the morphological analysis of gravmag anomalies was carried out. The structural analysis included determination of fault kinematics, fault and fold timing, genesis, and driving mechanisms. The spatial generalization of the analyzed data resulted in construction of structural styles map.

The extensional/transtensional structural style characterizes by normal faulting, half-grabens, and negative flower structures. We mapped these features across the South Chukchi Basin and in the frontal part of the New Siberia-Chukotka fold and thrust belt, an area called the Chukchi System of Horsts and Grabens. The compressional/transpressional structural style can be identified by reversed faults, folds, and positive flower structures. This style was mapped a) locally in the frontal part of the New Siberia-Chukotka fold and thrust belt, b) in the western part of the South Chukchi Basin – the Ushakov inverted swell, and c) in the north-eastern part of the North Chukchi Basin – the Andrianov high. The gravitational extension structural style was mapped across the North Chukchi Basin, where it is represented by typically passive margin listric faults and rollover structures. The structural style associated with salt tectonics was mapped across the southern and eastern interim of the North Chukchi Basin. It is represented by isometric salt structures such as salt diapirs and pillows.

We have correlated the extensional/transtensional structural style with the events of the Early Carboniferous rifting, the Aptian-Albian orogenic collapse, and the Paleocene extension. The structural style of compression/transpression may be associated with the closure of the South-Anyui palaeo-ocean during the Middle Jurassic-Neocomian, reactivation of the compression in the Latest Cretaceous - Paleocene and structural inversion in the Late Eocene-Oligocene.

The spatial distribution of structural styles in addition to key unconformities underlining tectonic phases allows tectonic evolution reconstruction. The superposition of proposed reservoirs onto the mapped structural styles produce structural plays. The results of this structural analysis will be utilized for the structural plays derisking.

# АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ (постерные доклады)

## *Особенности строения и формирования нижнепермских карбонатных резервуаров Колвинского мегавала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна*

**Евдокимов Николай Владимирович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

### **Введение**

Повышение качества разработки месторождений углеводородного сырья в настоящее время сложно представить без подготовки модели строения природного резервуара. Распределение в разрезе пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) напрямую зависит от их структурно-текстурных характеристик и генетических особенностей, определяемых обстановками седиментации и, в последствие, фациальным рисунком разреза. Создание седиментационно-емкостной модели производится путем комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки, базирующейся на детальных исследованиях кернового материала.

### **Объект и цель исследования**

Большинство нижнепермских резервуаров северо-запада Тимано-Печорского бассейна связаны с органогенными постройками, по своим морфологическим и палеоэкологическим особенностям относящимися к типу карбонатных холмов (Антошкина, 2008; Жемчугова, 2002). Основное их отличие от строения классических рифов состоит в отсутствии типичных массивных каркасных организмов, передовых и тыловых шлейфов. Развитие подобного холма завершается на так называемой пионерной стадии развития палеоэкологической сукцессии (*James, Bourque, 1992*; Антошкина 2008; Жемчугова, 2002).

Нижнепермские карбонаты на территории Колвинского мегавала формировались в нестабильных тектонических обстановках, обусловленных активизацией эпибайкальской плиты и коллизионными процессами в Палеоуральском океане. Морфологическая неоднородность шельфа, а так же регулярные изменения уровня моря, стали причиной образования сложного рисунка фациальной зональности отложений в значительной степени контролирующей современную углеводородную продуктивность недр. Установление зависимостей распределения фаций и связанных с ними коллекторских свойств, а также выявление критериев их прогноза являются основной целью исследования.

### **Результаты исследования**

Выполненное исследование кернового материала, а так же проанализированные данные ГИС позволили выделить два вида холмов: "скелетные" и "микробияльные", отличающиеся преобладающим типом известняков.

Скелетные холмы представляли собой сложные многокомпонентные экосистемы, в которых ключевая роль была отведена каркасным организмам *палеоаплизин*, механически скреплявшим остальные компоненты, такие как филоидные водоросли, фораминиферы и др. и тем самым обеспечивавшим значительные темпы роста и высоту построек (Антошкина, 2008; Пономаренко, 2011). Подобные постройки приурочены к относительно мелководным областям топографически выраженных поднятий с активной гидродинамикой.

Типовой разрез скелетного холма начинается с биокластовых известняков, расположенных в основании. Они слагаются обломками мшанок, члеников криноидей, фораминиферами, обрывками водорослей тубифитес. Эти отложения служили укрепляющим субстратом, на котором в дальнейшем селились и развивались палеоаплизины, филоидные водоросли, тубифитес, формировавшие основной каркас холма.



Микробиальные холмы, в отличие от скелетных, имеют очень слабую механическую связь между составляющими компонентами и меньшие темпы роста. Ключевым фактором для их существования и развития служила динамика водной среды. Они образовывались и росли в то же время, что и скелетные, но занимали более глубокие участки (относительно глубоководные впадины) не подвергавшиеся воздействию волн.

В их развитии, так же как и в скелетных, присутствует этапность, но она выражена не столь ярко. В основании в большинстве случаев залегают микритовые или биокластово-микритовые известняки. Вверх по разрезу они сменяются на водорослево-микробиальные и микробиально-водорослевые разности.

Оба типа построек многократно отмирали и заново развивались на тех же местах, что наглядно отображено в смене литотипов. Генетические особенности отложений повлияли на современное распределение их фильтрационно-емкостных свойств. В разрезах скелетных холмов преобладают литотипы с высокими показателями пористости и проницаемости. В них широко распространены внутризерновая, межзерновая, межкаркасная и межкристаллическая пористости а также встречаются пустоты выщелачивания и каверны. В микробиальных холмах повышенные значения ФЕС встречаются гораздо реже. Наиболее пористыми являются водорослевые литотипы, в то время как пористость и проницаемость микритовых и микробиальных известняков крайне мала и формируется преимущественно за счет трещиноватости и стилолитовых швов.

Большинство выделенных литотипов отчетливо видны на каротажных кривых, что позволяет распространить результаты, полученные при описании керна на значительную часть площади исследования.

### **Заключение**

Комплексная интерпретация данных ГИС и результатов исследования кернового материала, а так же понимание обстановок осадконакопления позволяют выработать критерии для прогнозирования распространения и свойств построек. Выявленная приуроченность зон с повышенными ФЕС к скелетным холмам упрощает поиск коллекторских отложений, поскольку данные холмы связаны с палеообстановкам локальных поднятий.

### **Список литературы**

1. Антошкина А.И. Эволюция рифообразования и биогенных каркасов в палеозое северо-востока Европейской платформы // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2008. № 5. С.10-13.
2. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2002.
3. Пономаренко Е.С. Литолого-палеоэкологическая характеристика нижнепермской органогенной постройки Розя Кырта Изпыредский, Северный Урал // Литосфера. №3. 2011. С.50-63.
4. James, N.P., Bourque P.A. Reefs and mounds. In: WALKER, R. G. & JAMES, N. P. (eds) Facies Models. Response to Sea Level Change. Geo-logical Association of Canada Geotext, 1, 1992, 323–347.

## **Structure and depositional environment of Lower Permian carbonate reservoirs within Kolva megaswell of Timan-Pechora basin**

**Nikolai Evdokimov<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Lomonosov Moscow State University*

### **Abstract**

The increase of exploration efficiency for oil and gas fields is almost impossible without developing of natural reservoirs models. The model is usually based on the complex investigation of composition, structure-texture features and origin of deposits combined with well logs and seismic data.

The most of Lower Permian reservoirs in the North-Western part of Timan-Pechora basin are linked to organogenic buildups called mounds. These carbonates within Kolva megaswell were formed in unstable tectonic environments and frequent sea level changes during Epibaikalian tectonic plate movements activation. The complicated facial zoning influences the modern hydrocarbon production of the region. The main goal of this research is to create the forecast of Lower Permian reservoir properties distribution within the area of study.

There are two main types of carbonate buildups distinguished in the area of study.

First of them are "skeleton" mounds. There were complicated paleoecologic systems where *Paleoaplysina* played the key role as bounding organisms. These mounds usually have bioclastic (bryozoan and crinoids detritus is predominant) limestones at the base and paleoaplysina boundstones with admixture of algae and tubiphytes in the main frame of the mound.

The second type are "microbial" mounds with algae-microbial limestones prevailing. These mounds have much less cohesion between components and lower ratio of growing than "skeleton" ones. They were located in relatively deep-water environments because they were not able to exist in active hydrodynamics.

Genetic features of buildups affected reservoir properties distribution significantly. Within skeleton mounds lithotypes with increased porosity and permeability are widely-spread. Intragrain, intergranular, frame and cavity pores are occurred. At the same time microbial mounds are almost have no facies with increased reservoir properties.

The most of lithotypes distinguished are well-recognizable on well-logs curves. It allows to expand the results from the wells to the most of the research area.

The understanding of depositional environments combined with complex interpretation of well logs and core data provides an opportunity to prepare forecasts for buildups distribution and their reservoir properties. The highest porosity and permeability values were found in skeleton mounds which linked to local uplifted areas with relatively shallow sea paleoenvironments.

## *Влияние процессов вторичной доломитизации на формирование коллекторских свойств нижнедевонских отложений восточного борта Хорейверской впадины (Тимано-Печорский НГБ)*

**Маслова Елизавета Евгениевна<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

### **Введение**

Основные запасы углеводородов нижнепалеозойского комплекса Тимано-Печорского бассейна связаны с карбонатными породами, среди которых значительную долю составляют доломитовые коллектора. В связи с этим становится значимым изучение процессов доломитизации, их влияния на формирование фильтрационно-емкостных свойств в карбонатных породах и на пространственное распределение коллекторов.

Доломитизация вызывает большой интерес, поскольку, несмотря на более чем двухсотлетнюю историю изучения, существуют разные точки зрения на процесс образования доломитов и возникновения в них пустот.

### **Влияние процессов доломитизации на фильтрационно-емкостные свойства нижнедевонских отложений**

Объектом исследования являлись нижнедевонские отложения восточного борта Хорейверской впадины, практически полностью представленные вторичными доломитами. В рамках исследования было проведено макро- и микроскопическое описание нижнедевонских отложений, проанализировано 215 м керна и более 590 шлифов, использовались данные по ФЕС, минеральному составу пород, данные по изотопному составу углерода и кислорода.

Поскольку основные коллекторы – вторичные доломиты, были подробно изучены процессы доломитизации и влияющие на них факторы, рассмотрены основные модели образования доломитов. В соответствии с существующей классификацией доломитов по структуре и форме кристаллов [Gregg, Sibley, 1984] в разрезе изученных скважин были выделены следующие типы структур доломита, свидетельствующие о различных условиях их образования:

- Идиоморфный
- Идиоморфный порфиновый
- Идиоморфный, заполняющий пустоты
- Гипидиоморфный
- Ксеноморфный
- Жильный

Согласно существующим представлениям [Жемчугова и др., 2017], накопление нижнедевонских отложений восточного борта Хорейверской впадины происходило главным образом в условиях мелководных сублиторалей и примыкающих к ним обширным приливно-отливным равнинам. По вещественному составу, структурным и текстурным характеристикам, видовому составу порообразующих организмов в разрезе нижнего девона выделено несколько фациальных комплексов. Сублиторальный комплекс объединил

фации сублиторали с микриво-глинистой седиментацией (глинистая сублитораль), сублиторали с биокластово-бактериально-водорослевой седиментацией (водорослевая сублитораль) и карбонатной отмели с биокластовой и каркасной седиментацией. Литоральный комплекс включает фации супралиторали и литорали с карбонатной и глинисто-карбонатной седиментацией.

В разрезе нижнего девона восточного борта Хорейверской впадины выделяются четыре промысловые пачки, относящиеся к овинпармскому горизонту и контрастно различающиеся добычными характеристиками, обеспеченными неодинаковыми условиями образования коллекторов:

- **D1opIV(1).** Отложения пачки представлены преимущественно микро-тонкокристаллическими доломитами по бактериально-водорослевым и литокластовым известнякам литорали и пелитоморфными глинистыми доломитами по известнякам супралиторали.

- **D1opIV(2).** Отложения представлены доломитами по строматопоровым известнякам карбонатных отмелей с преобладающей биокластовой и каркасной седиментацией.

- **D1opIII(1).** Пачка сложена преимущественно нодулярными частично доломитизированными известняками фации водорослевой сублиторали и вторичными доломитами по бактериально-водорослевым известнякам. В нижней части пачка сложена аргиллитами с примесью доломита, глинистыми доломитами и известняками глинистой сублиторали.

- **D1opIII(2).** Отложения пачки представлены вторичными доломитами, образованными по биокластово-бактериально-водорослевым известнякам водорослевой сублиторали, а также вторичными доломитами по известнякам литорали.

Как показали исследования, каждой фации присущи определённые типы структур доломита (рис. 1). Распределение выделенных структур во многом контролируется фациальной неоднородностью разреза нижнего девона.

	Идиоморфный	Гипидиоморфный	Идиоморфный, заполняющий пустоты	Идиоморфный, порфиновый	Ксеноморфный	Жильный
Водорослевая сублитораль						
Глинистая сублитораль			В шлифах не встречен		В шлифах не встречен	В шлифах не встречен
Карбонатная отмель				В шлифах не встречен		
Литораль				В шлифах не встречен		
Супралитораль	В шлифах не встречен		В шлифах не встречен	В шлифах не встречен		В шлифах не встречен

Рис 1. Структурная типизация доломитов нижнего девона

С учетом выделенных доломитовых структур для нижнедевонских отложений были проанализированы зависимости пористость-проницаемость, которые показали, что в идиоморфных доломитах очевидная зависимость между пористостью и проницаемостью обусловлена наличием межкристаллических пор, а в ксеноморфных подобная зависимость отсутствует, поскольку в них пустотное пространство зависит от таких преобразований, как трещиноватость и наличие каверн, образовавшихся в результате выщелачивания.

Для нижнедевонских отложений значима роль среднедевонско-предфранского перерыва, который контролирует стратиграфическую полноту разреза продуктивных отложений и особенности выхода под размыв разных фаций. Однако анализ распределения доломитов в разрезе изучаемых скважин показал, что процесс доломитизации практически не связан с положением фаций по отношению к поверхности среднедевонско-предфранского размыва. Это объясняется тем, что определяющими факторами при доломитизации отложений являются их первичная структура и фильтрационно-емкостные характеристики, объем доломитизирующих флюидов и продолжительность их воздействия на субстрат.

Доломиты образуются в различных условиях и обстановках осадконакопления. В результате анализа множества существующих моделей, можно предположить, что в доломитизации нижнедевонских отложений реализовано несколько моделей. Для доломитизации верхних пластов **D1opIII(1)**, **D1opIII(2)** благодаря тому, что в постовинпармское время существовали лагунные обстановки осадконакопления, представляется жизнеспособной модель рефлюкса - просачивания сверху вниз в подстилающие породы соленых лагунных вод. В условиях ограниченной циркуляции в лагунах морские воды испаряются, образуются рассолы с повышенной плотностью, обогащенные  $Mg^{2+}$ . Эти рассолы просачиваются в подстилающие отложения и доломитизируют кальцитовые и арагонитовые компоненты осадка, через которые проходят [Flugel, 2004]. Этот механизм представляется жизнеспособным для доломитизации благодаря тому, что в постовинпармское время существовали лагунные обстановки осадконакопления.

Для доломитизации нижележащих пластов **D1opIV(1)**, **D1opIV(2)** данная модель не может быть реализована, так как верхние доломиты отделены от нижних плохо проницаемой глинистой толщей, что помешало бы рассолам просачиваться и доломитизировать нижние пласты. Для доломитизации этих пластов предполагается модель смешения грунтовых и солёных морских вод, основанная на экспериментальных данных о смешении разнородных растворов. Смешение пресных грунтовых вод с 5-30% морской воды вызывает недонасыщение кальцитом при постоянном росте насыщения этой смеси доломитом, и доломит может выпадать в осадок [Flugel, 2004; Voggs, 2009].

На рис.2 изображена стадийность процесса доломитизации известняка, элементы первичной структуры которого обладают различной способностью пропускать флюиды.

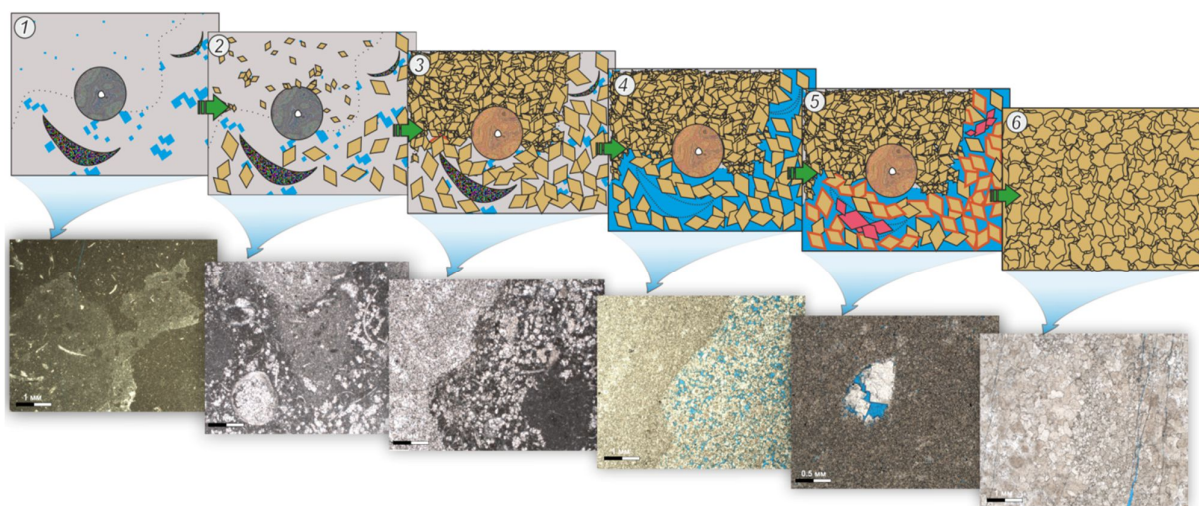


Рис.2. Стадийность процесса доломитизации

Разные фации по-разному реагируют на доломитизацию. В случае если в отложениях присутствовала первичная пористость, а следовательно и пространство для роста кристаллов, образовывались эвгедральные и субгедральные, более крупные, неплотно прилегающие друг к другу кристаллы. Однако если в породе изначально порового пространства было недостаточно для свободного роста кристаллов, кристаллы новообразованного доломита быстро соприкасались и мешали росту друг друга, между ними образовывались конформные контакты (стадии 1-2-3 на рис.2). В доломитизированной породе, подверженной воздействию метеорных растворов, оставшийся между кристаллами доломита кальцит, а также незамещённые доломитом карбонатные зёрна могут быть растворены во время субаэрального воздействия, создавая межкристаллические поры (стадия 4 на рис.2). В дальнейшем, если пористая порода не заполнится флюидом, вследствие дополнительного поступления в породу доломитизирующих растворов может произойти потеря пористости в результате передоломитизации (стадии 5-6 на рис.2).

Таким образом, вследствие различных постседиментационных преобразований нижнедевонские карбонатные отложения обладают сложной структурой пустотного пространства.

### Заключение

Выполненный макро- и микроскопический анализ нижнедевонских отложений позволил охарактеризовать доломитизацию различных по генезису отложений, оценить степень её влияния на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных отложений в зависимости от их фациальной принадлежности. На основе микроскопического изучения выделено несколько типов доломитовых структур, определяющих конфигурацию пустотного пространства. Проведённые исследования свидетельствуют о том, что в зависимости от проницаемости, растворимости и первичной структуры карбонатной породы или осадка, а также температуры, объёма и продолжительности воздействия доломитизирующих флюидов, доломитизация может приводить как к увеличению, так и к уменьшению пористости. Анализ существующих моделей позволяет предположить, что в доломитизации нижнедевонских отложений реализовано несколько моделей - модель рефлюкса и модель смешения

грунтовых и солёных морских вод. Предфранский размыв по всей видимости не повлиял на степень доломитизации нижнедевонских отложений.

### **Список литературы**

*Жемчугова В.А., Жемчугова Т.А., Лебедько В.А., Маслова Е.Е.* Седиментационный контроль углеводородной продуктивности нижнедевонских отложений северо-востока Тимано-Печорского осадочно-породного бассейна // Сборник Материалов научно-практической конференции "Карбонатные резервуары-2017", г. Москва, 2017 г.

*Boggs Jr., S.* Petrology of Sedimentary Rocks (2nd ed.). Cambridge University Press, Cambridge, England. Hardback, – 2009. – P. 600.

*Flugel E.* Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application. Springer-Verlag, Berlin. – 2004. – P. 976.

*Gregg J. M., Sibley D. F.* Epigenetic dolomitization and the origin of xenotopic dolomite texture: J. Sediment. Petrol. – 1984. – P. 908-931.



## **Secondary dolomitization effect on reservoir properties formation of the Lower Devonian deposits in Eastern edge of the Khoreyver depression (Timan-Pechora basin)**

**Maslova Elizaveta Evgenievna**<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Lomonosov Moscow State University*

### **Abstract**

The main hydrocarbon reserves of the Lower Paleozoic complex of Timan-Pechora basin are associated with carbonate rocks, a considerable proportion of which are dolomite reservoirs. In this regard, studying of dolomitization processes and their influence on reservoir properties formation in carbonate rocks becomes valuable. Dolomitization is of great interest, because despite more than two hundred years of observation, there are different points of view on process of dolomites formation and origin of voids in them.

The goal of the research is studying of secondary dolomitization effect on reservoir properties formation of the Lower Devonian deposits in Eastern edge of the Khoreyver depression (Timan-Pechora basin). The study included macro- and microscopic analysis of 215 meters of core and more than 590 thin sections. Porosity and permeability data, mineral composition of rocks, stable isotopes data were used. Processes of dolomitization and factors influencing them were studied in detail, the main models of dolomitization were considered. Macro- and microscopic analysis of the Lower Devonian deposits allows to characterize dolomitization of deposits with different genesis, to estimate an extent of its impact on reservoir properties of carbonate rocks depending on their facies. On the basis of microscopic study several types of dolomite structures determining the configuration of void space were identified. The role of the middle Devonian-pre-Frasnian nondepositional hiatus which controls the stratigraphic completeness of productive sediments and peculiarities of different facies erosion is significant for the Lower Devonian sediments. However, the analysis of dolomite distribution showed that process of dolomitization hardly related to position of different facies in relation to the middle Devonian-pre-Frasnian erosion surface.

The conducted analysis testify that permeability, solubility and primary structure of carbonate rock or sediment, as well as on temperature, volume and exposure time of dolomitizing fluids are key factors in dolomitization of sediments and depending on these factors dolomitization can lead to not only increase but also decrease of porosity. Analysis of existing dolomitization models suggests that in dolomitization of the Lower Devonian sediments several models are implemented – seepage-reflux model and mixing-zone model.

## Генерационный потенциал доманиковой формации Волго-Уральского НГБ

**А.Ю.Орлова**

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, аспирант 2 года  
обучения, alex.mulenkova@gmail.com

**Научный руководитель:** к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Фадеева Н.П.,  
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Fadeeva\_nataly@mail.ru

Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – это высокоуглеродистая тонкослоистая формация, способная как производить углеводороды (УВ) собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. Как известно, массовое образование УВ в породах связано с максимумом генерации нефти, отвечающего градации катагенеза МК<sub>2</sub>. Вместе с тем, уже на ранних этапах катагенеза (ПК-МК<sub>1</sub>) в породах доманика Южно-Татарского свода отмечаются сильная битуминозность и включения битумов в трещинах, кавернах.

Изученные отложения карбонатного девона (D<sub>3f-fm</sub>) представлены преимущественно темноцветными карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами, чаще всего смешанного состава и являются типичными депрессионными фациями («доманикиты») – среднее и медианное значение Сор<sub>г</sub> (ТОС) составляет 10%; они включают тонкие прослойки светлых известняков. Генерационный потенциал отложений карбонатного девона находится в тесной связи с фациальными обстановками, в которых формировалось ОВ. По данным пиролиза ОВ везде одинаково и относится к керогену типа II - значения водородного индекса в ОВ депрессионных фаций достигает 260-800, среднее 450 мг УВ/г ТОС, при содержании ОВ свыше 2% HI всегда высокое и практически не меняется при изменении его концентрации. Светлые известняки, которые образовались в условиях карбонатной платформы и осаждались в виде шламовой примеси или в результате штормовых или гравитационно-оползневых процессов содержат более окисленное ОВ. Генерационный потенциал этих отложений низкий – ТОС 0,2-0,3%, HI 40 мг УВ/г ТОС (средние).

Содержание автохтонных битумоидов и УВ регулируются концентрацией ОВ: ХБ составляет в породах от 0,06 до 5,6%, в ОВ – от 2 до 22,5 %. В изученных породах отмечаются миграционные битумоиды и УВ, которые можно рассматривать как паравтохтонные и возможно аллохтонные. Они фиксируются высокими значениями битумоидного коэффициента – почти до 90%, высокими индексами продуктивности PI >0,2 до 0,5, в то время как фоновые составляют около 0,1; фактически это проявления микронепти (нефти). Исследования флюидных включений в кальцитах некоторых образцов, показали, что они содержат воду и УВ (жидкие и газовые), образование которых протекало при низких температурах и высоком давлении; включения УВ локализуются по трещинам. Можно предположить, что в условиях только начинающихся процессов генерации, образование битумоидов в точечном очаге вызывает флюидоразрыв и их эмиграцию. Так можно объяснить существование мелких трещин в кремнистых и карбонатных разностях, заполненных кальцитом с битумом или только битумом и которые отмечаются при петрографическом изучении пород.

В составе автохтонных битумоидов доминируют смолисто-асфальтеновые компоненты, в паравтохтонных – мальтеновые фракции.

Углеводородный состав изученных отложений соответствует типу керогена, установленному пиролитическим методом. Он оказался практически одинаковым для всех

изученных образцов, что подтверждается распределением различных алкановых, стерановых и терпановых углеводородных коэффициентов. Состав УВ отвечает морским условиям преимущественно карбонатной седиментации, геохимический режим в диагенезе восстановительный (от слабо- до резковосстановительных обстановок).

Данные по пиролизу (по замерам  $T_{max}$  после экстракции), значениям показателя отражения витринита, рассчитанного по ароматическим УВ, соответствуют грациям катагенеза ПК-началу МК<sub>1</sub>. С ними согласуется изопреноидный коэффициент  $K_i$ , значения которого везде больше 1, что свойственно мало преобразованному ОВ. В то же время, стерановые и гопановые коэффициенты зрелости характеризуются величинами близкими к равновесным, свойственным пику генерации (грация МК<sub>2</sub>) – это противоречие связано с влиянием карбонатного материала на изомеризацию этих УВ; в карбонатных осадках она начинается рано и уже в мало преобразованных породах они могут достигать равновесных концентраций.

Изученные нефти из данково-лебединского, мендым-доманикового и доманикового горизонтов некоторых месторождений (Ромашкинское, Центрально-Азнакаевское и др.) также оказались весьма близкими по своим свойствам. По составу и распределению алкановых УВ, генетическим коэффициентам они похожи между собой и сопоставимы с аналогичными коэффициентами ОВ, что предполагает считать доманиковое ОВ источником этих нефтей. Углеводородный состав битумных включений, выделенных из пород, такой же, как и в нефтях; отличаются они только отсутствием низкомолекулярных УВ.

При генерации битумоидов и УВ и их эмиграции в самой нефтематеринской толще наблюдается тенденция изменения некоторых геохимических параметров ОВ, отражающих эти процессы. Образующиеся битумоиды и УВ заполняют любые пустоты (поры, каверны, трещины) или создают их в виде флюидоразрывов, т.е. образуют микроколлектор. Эти изменения обычно более четко проявляются в терригенных породах, чем в карбонатных, но и в них можно отметить сдвиги в некоторых параметрах ОВ.

Особенностью изучаемых пород является присутствие в них керогена с которым связана ранняя генерация битумоидов и УВ – уже на грации ПК-начале МК<sub>1</sub> появляются миграционные паравтохтонные разности. По составу эти битумоиды смолисто-асфальтеновые с относительно невысоким содержанием УВ и могут образовывать тяжелые нефти, которые и фиксируются в виде микро- или макропроявлений. На одном уровне преобразования миграционный (паравтохтонный) битумоид обладает более высокими значениями таких показателей, как битумоидный или УВ-ный коэффициент, коэффициент трансформации керогена ( $P_I$  или  $TPIr$ ), более высокими значениями отношения мальтены/асфальтены. Одновременно происходит снижение концентрации ОВ, генерационного потенциала породы (пик  $S_2$ ) и ОВ (Н<sub>I</sub>), что рассматривается как истощение потенциала, связанное с образованием битумоидов и УВ. Наиболее интенсивно такие изменения заметны в породах, находящихся в условиях ГЗН, особенно на грации МК<sub>2</sub>, когда породы достигают максимума генерации и эмиграции. Сопоставление состава и количества ОВ с фильтрационно-емкостными свойствами показало, что некоторые интервалы в разрезе изучаемых скважин, представленные трещиноватыми ритмитами карбонатно-кремнистого и кремнисто-карбонатного состава, могут содержать тяжелую нефть. При макропросмотре керна в них были отмечены битумо- (нефте-) проявления. Аналогичные прослой, но меньшей толщины встречаются по всему разрезу.

Ориентировочные расчеты прогнозных ресурсов показали, что породы доманика даже в начале главной фазы нефтеобразования могут образовывать довольно крупные скопления.

Состав нефтей оказался весьма близким между собой, что может говорить о едином источнике, а сходство углеводородного состава нефтей и ОВ позволяет предположить, что их источником в изученной части Южно-Татарского свода могло являться ОВ доманиковой формации. Нефти ранней генерации тяжелые и могут рассматриваться как трудноизвлекаемые нефти (*Tight oil*).

Литофациальные и геохимические условия формирования органического вещества в изученных регионах обладают большим сходством. Породы представлены кремнисто-карбонатными породами с незначительной примесью глинистого материала (в среднем 6%): встречаются как чисто кремнистые, так и чисто карбонатные разности, но преобладают смешанные породы – ритмиты кремнисто-карбонатные или карбонатно-кремнистые, обогащенные ОВ сапропелевого типа. Все эти особенности вполне позволяют отнести рассматриваемые комплексы к единой «доманиковой» формации, благоприятной для накопления органического вещества. Содержание ОВ в этой группе пород в среднем составляет 3,5%,  $NI=254-600$ , среднее 495 мг УВ/г ТОС,  $OI$  11 мг  $CO_2$ /г ТОС,  $(S_1+S_2)=1,6-40$ , среднее 20 кг УВ/т породы. Содержание битумоида и УВ высокое и в среднем составляют 0,72% и 0,25%, породы относятся к категории очень хороших нефтематеринских пород, содержащих кероген II типа. Значения битумоидного ( $b^{XB}=2-62\%$ ) и углеводородного ( $b^{S1}=0,3-22\%$ ) коэффициентов позволяют относить их к автохтонным и паравтохтонным, т.е. испытавшим перемещение внутри нефтематеринской толщи. Однако битумоиды, в основном, тяжелые, смолисто-асфальтеновые (более 50% в групповом составе битумоида).

Значения  $T_{max}$  изменяются в диапазоне 303 - 445°C, среднее – 430°C.  $PI$  меняется от следовых значений до 0.7, но также как и  $T_{max}$ , среднее – 0.10 - 0.12. Эти параметры свидетельствуют о низкой степени превращенности керогена, соответствующей зоне незрелого ОВ или по шкале катагенеза – протокатагенезу (ПК) – началу главной зоны нефтеобразования ( $MK_1$ ), в которой находится большая часть карбонатного комплекса (семилукский горизонт-фаменский ярус).

На начальных этапах наблюдается высокая битуминозность, содержание битумоида в породе достигает 4%, что связано с высокой липидностью, так и низкой пористостью пород, ниже 2%. Образовавшиеся УВ еще в ПК, за счет низкой пористости, остаются в самой породе, создают высокую битуминозность. Закономерность У-В доказывает что ОВ сингенетично, УВ представлены как автохтонными так и параавтохтонными разностями.

Для пород раннего катагенеза характерны высокие концентрации ОВ ( $C_{орг}$  9,5%),  $b^{S2}$  50%, содержание битумоида в породе 1,7%, УВ в расчете на ОВ ( $b^{S1}=S_1 \times 100 / ТОС$ ) 5% (везде и далее средние для градации катагенеза). Повышенная битуминозность ОВ в протокатагенезе обусловлена как липидностью ОВ доманиковой формации, так и низкой пористостью пород (общая пористость 2% и менее) – битумоидам, в том числе УВ, некуда уходить, и они накапливаются в самой породе. Кинетическая модель малопретворенного керогена отвечает II типу, но со смещением энергии активации в область более низких значений с максимумом на 50 ккал/моль. Из этого следует, что образование УВ могло начинаться раньше – еще на этапе протокатагенеза.

Изотопный состав насыщенных и ароматических УВ отвечает морскому ОВ. Области накопления менялись от относительно глубоководных до мелководных, лагунных, о чем свидетельствуют отношения изоалканов (пристан, фитан) и n-алканов ( $Кен_{кас}$ ). По

отношениям дибензтиофена и фенантрена, показывающего обогащенность ароматической фракции сернистыми соединениями, и пристан-фитанового индекса (показателя окислительно-восстановительного режима) выделяются две области, в которых формировалось ОБ. К области 1Б (показать) приурочено ОБ, формирование которого протекало в морском бассейне с карбонатной седиментацией и восстановительной обстановкой – в этих условиях может формироваться кероген типа «II-S», обогащенный серой. Вторая область (зона 2 и 3-показать) характеризует морские обстановки накопления с карбонатно-кремнистой и незначительной глинистой седиментацией.

По циклическим биомаркерам, согласно распределению стеранов (27, 28, 29) ОБ формировалось в основном в неглубоком морском. Для уточнения фациального состава осадков и окислительно-восстановительного режима, в котором накапливалось исходное для нефти ОБ, используется соотношение диастеранов и алкановых УВ. Этот график характеризует аноксичные обстановки в морских карбонатных осадках. Такой вывод подтверждается и составом трициклических терпанов, в соответствии с которым все нефти, как и ОБ, располагаются в области накопления морских карбонатных осадков. Об обогащенности материнских пород, вмещающих исходное органическое вещество, карбонатным материалом свидетельствуют параметры DIA/REG и Ts/Tm.

Нефти, как и ОБ, имеют близкие значения индексов зрелости, рассчитанные по циклическим УВ –  $C_{29} K^{1zr}=0,51$ ,  $K^{3zr}=0,45$  (стераны),  $Ts/Tm=0,11-0,19$  (тритерпаны),  $4/1-MDBT$  1,13 (серадсодержащие ароматические УВ). Значения этих коэффициентов указывают на сравнительно низкую зрелость нефтей (рассчитанные значения  $T_{max}$  и  $R_o$  составляют  $428^{\circ}C$  и  $0,59\%$ ), Длина цепи в среднем от  $C_{14}$  по  $C_{35}$ , распределение алканов имеет мономодальный характер. Количество изо-алканов превышает n-алканов ( $K_i$  от 3,0 до 9,0),  $Pr/Ph = 0,37 - 0,88$ ,  $Pr/nC_{17} = 2,1 - 9,0$ ,  $Ph/nC_{18} = 3,6 - 9,3$ . ОБ формировалось в морских обстановках в условиях резко восстановительного режима в диагенезе, а ОБ имеет сапропелевый состав. Высокое содержание изо-алканов свидетельствует о низкой зрелости ОБ. В составе отложений наблюдается резкое понижение значений  $Pr/Ph$  (до  $0,11-0,39$ , что характерно для резко восстановительных условий накопления ОБ);

Для пород раннего катагенеза характерны высокие концентрации ОБ ( $C_{орг} 9,5\%$ ),  $b^{S2} 50\%$ , содержание битумоида в породе  $1,7\%$ , УВ в расчете на ОБ ( $b^{S1} = S_1 \times 100 / TOC$ )  $5\%$  (везде и далее средние для градации катагенеза). Повышенная битуминозность ОБ в протокатагенезе обусловлена как липидностью ОБ доманиковой формации, так и низкой пористостью пород (общая пористость  $2\%$  и менее) – битумоидам, в том числе УВ, некуда уходить, и они накапливаются в самой породе. Кинетическая модель малопретворенного керогена отвечает II типу, но со смещением энергии активации в область более низких значений с максимумом на  $50$  ккал/моль. Из этого следует, что образование УВ могло начинаться раньше – еще на этапе протокатагенеза.

От протокатагенеза к концу главной фазы нефтеобразования (Муханово-Ероховский прогиб, глубина  $\sim 4$  км) значения  $TOC$  снижаются более чем на  $70-80\%$ , причем наиболее интенсивно ( $\sim 30-40\%$  и более от предыдущего этапа), он уменьшается от градации  $MK_1$  к  $MK_2$ , а  $b^{S2} - MK_2$  к  $MK_3$ , а затем процесс стабилизируется и снижение параметров идет постепенно. Этот этап сопоставляется с максимумом проявления главной фазы нефтеобразования и сопровождается массовым появлением зрелых битумоидов (автохтонных и паравтохтонных), типичных для этой зоны. Значения  $b^{XB} (XB \times 100 / C_{орг})$  и  $b^{S1}$

увеличиваются от 17 до 32–35% и от 5 до 7–10% соответственно для указанных градаций. На этой градации встречаются известняки, карбонатно-кремнистые породы с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, в которых пористость составляет 4–10%, проницаемость 0,1–245 мД; их можно рассматривать как порово-трещинные коллекторы.

К апокатагенезу значения битумоидного и углеводородного коэффициентов снижаются до 7 и 1,5% соответственно.

Расчеты показали, что на всем протяжении катагенеза среди генерированных продуктов преобладают жидкие УВ, генерация которых завершается в конце градации МК<sub>3</sub> – в начале преобразования выход жидких УВ в среднем составлял 40 кг УВ на т породы, в конце – 2 кг/т. Газовые УВ образуются на всем протяжении катагенеза: 13 (ПК-МК<sub>1</sub>) и 3,5 кг/т (МК<sub>4-5</sub>); заметное преобладание их над жидкими УВ отмечается уже в конце градации катагенеза МК<sub>3</sub>. Изначально высокий потенциал пород обусловлен высоколипидным ОВ – во время генерации жидких УВ соотношение нефть/газ составлял 1÷3:1.

## THE GENERATION POTENTIAL OF DOMANIC FORMATION OF THE VOLGA-URAL PETROLEUM PROVINCE

A.Yu. Orlova

*Lomonosov Moscow State University, 2<sup>st</sup> year Post-graduate Student,*  
alex.mulenkova@gmail.com

**Research Supervisor:** PhD in Geology and Mineralogy, Leading Researcher, N.P.Fadeeva,  
Lomonosov Moscow State University, Fadeeva\_nataly@mail.ru

**Abstract:** By present day developed reserves of oil from conventional reservoirs of Russia are significantly declining that leads to consequent decreasing in the oil yields. Unconventional reserves become one of the major sources of the resource base restocking. Domanic formation of the Volga-Ural petroleum province contain unconventional HC reserves and are considered as an object for their increasing. Petroleum potential of any region is based on the evaluation of the genetic potential of the sedimentary sequence, which allows to calculate the amount of the generated hydrocarbons (HCs). In most petroleum basins source rocks are submerged to the depths of the oil window zone, i.e., potential of the sedimentary sequence is to some extent realized. Therefore it is important to find out the source rock potential, as its value defines the hydrocarbon resources of the basin. Such an object where source rocks are allocated in the beginning of the oil window zone, i.e. rocks obtain nearly full undepleted potential, is Devonian carbonate sequence (D3fr2-C1t) of the eastern slope of the South Tatar arch. To study the genetic potential it is necessary to evaluate OM type, its content in the rock and degree of catagenetic transformation since these factors determine the amount of hydrocarbons that should be generated. For this purpose, the complex of analytical studies was fulfilled including lithological studies, Rock Eval pyrolysis, bitumen extraction and group composition, mass spectrometry analysis of the alkane and cyclic hydrocarbons of the South-Tatar arch and adjacent area for reserves estimation of the Domanic formation. The generation potential of the Domanic formation is high, especially in the depression part. The rocks of the Devonian carbonate complex in the eastern part of the South-Tatar arch are primarily in the area of immature OM or early mature. The study of the generation potential of the Devonian carbonate complex of the eastern South Tatar arch confirmed the high initial genetic potential of these deposits, which can ensure the formation of large hydrocarbon accumulations.

**Keywords:** Volga-Ural petroleum province, South-Tatar arch, Domanic formation, source rocks, pyrolysis, unconventional reserves, hydrocarbons, petroleum potential, organic matter



*«Перспективы нефтегазоносности северо-западной части ХМАО на основе восстановления истории развития НГ-систем»*

**Богданов О.А. – начальник отдела, Шуваев А.О. – ведущий специалист, Абраева Т.И. – специалист 2-ой категории, Сабирьянова Р.Р. – специалист. Организация - ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Центр развития геологоразведочных технологий, Отдел бассейнового моделирования нефтегазоносных систем по российским проектам.**

Несмотря на то, что первая скважина, давшая промышленный приток углеводородов (УВ) в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НПП), была пробурена в пределах северо-западной части Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) (Березовское газовое месторождение, 1953 г.), геолого-геофизическая изученность данной территории и в настоящее время остается крайне низкой. Истощение традиционных источников УВ-сырья (юрско-меловой комплекс) в ХМАО, да и во всей Западной Сибири, диктует необходимость освоения новых территорий. В таких условиях северо-западная часть ХМАО, характеризующаяся сравнительно низкой плотностью лицензирования, может являться одной из перспективных для наращивания сырьевой базы. Целью данной работы является определение перспектив нефтегазоносности северо-западной части ХМАО, в пределах Восточно-Уральской потенциальной нефтегазоносной области (ПНГО), на основе бассейнового моделирования с учетом результатов палеотектонических реконструкций.

В тектоническом отношении территория исследований расположена в пределах Висимского мегавала и Ляпинского мегапрогиба.

Район исследований покрыт равномерной сетью региональных сейсмических профилей, в основном, субширотного простирания (расстояния между профилями 20-30 км и более). Восточно-Уральская ПНГО характеризуется крайне низкой и неравномерной степенью изученности глубоким бурением. Большая часть скважин пробурена в пределах Висимского мегавала.

Еще в 1960-е годы по результатам структурно-картировочного бурения скважин на территории Ляпинского прогиба были выявлены нефтебитумные и газовые проявления в интервале залегания федоровской свиты (J3-K1), что указывает на возможную перспективность нефтегазоносности данной площади. Тем не менее, промышленные запасы УВ в пределах Восточно-Уральской ПНГО в настоящее время не установлены. В ближайшем к рассматриваемой территории Березовском НГР, открыт ряд мелких по запасам газовых и газоконденсатных месторождений. Залежи УВ, в основном, приурочены к юрскому интервалу разреза.

Оценка перспектив нефтегазоносности Восточно-Уральской ПНГО проводилась методом бассейнового моделирования. Бассейновое моделирование представляет собой метод изучения недр, позволяющий интегрировать в одну модель широкий спектр геолого-геофизической информации: результаты интерпретации сейсмических материалов и данных ГИС, керновых и геохимических исследований. Результаты численного моделирования улучшают понимание истории формирования бассейна, развития элементов нефтегазоносных систем, а также позволяют прогнозировать и локализовать зоны нефтегазонакопления. Технология бассейнового моделирования позволяет смоделировать процессы генерации и миграции УВ, а также прогнозировать время образования и места скопления залежей углеводородов.

Исторические реконструкции структурообразования и тектонического развития позволяют выделить основные этапы тектонической активизации региона, определить время формирования ловушек УВ, а также оценить толщины эродированных осадков.

Для восстановления структурно-тектонической истории развития территории изучения проводились палеотектонические реконструкции по ряду региональных сейсмических профилей. Цель реконструкции – восстановление истории погружения и деформации отложений переходного и плитного комплексов. Результаты реконструкции позволили определить особенности тектонической истории всего региона в целом, а также выявить характерные черты развития отдельных структур.

Заключительная стадия формирования доюрского комплекса (ДЮК) приурочена к образованию переходного структурно-тектонического этажа в пермо-триасовое время. В это время в результате крупной тектонической активизации Западно-Сибирской молодой платформы был сформирован ряд рифтовых бассейнов. Выделяются Даниловский, Ляпинский и Карабашский грабен-рифты.

К верхнетриасовому времени относится этап локальной тектонической активизации региона, в результате которого породы ДЮК были деформированы. На сейсмических профилях отчетливо выделяются погребенные антиклинальные структуры в триасовом комплексе пород, которые не прослеживаются в вышележащих отложениях.

Начало формирования плитного чехла Западно-Сибирской платформы приурочено к юрскому периоду. В раннеюрскую эпоху аккумуляция осадков осуществлялась локально в наиболее погруженных частях территории. Постепенно на протяжении юрского периода область осадконакопления увеличивалась и к концу этапа аккумуляция осадков осуществлялась по всей площади исследуемого региона.

Общее погружение территории продолжалось до раннеаптского века. К данному времени приурочена крупная тектоническая активизация региона. Раннеаптское время ознаменовалось воздыманием юго-восточного обрамления Западно-Сибирской плиты, охватившим в среднем и верхнем апте территорию Сургутского свода и всю восточную часть Западной Сибири. Это обстоятельство предопределило прекращение связи озера-моря с бореальным бассейном, сокращение его акватории с востока и обмеление, сопровождавшееся опреснением. Помимо общего подъема территории, часть древних разрывных нарушений в ДЮК были реактивизированы. В дальнейшем на протяжении всего позднего мела и частично палеогена осуществлялась спокойное компенсированное осадконакопление. К началу палеоцена темп погружения плиты сравнительно замедлился.

Следующий этап тектонической активизации региона приурочен к рубежу олигоцена и миоцена. Рубеж эоцена и олигоцена ознаменовался оживлением активности (с последующей инверсией) тектонического режима и общей регрессией тавдинского морского бассейна. В результате тектонической активизации региона исследуемая территория испытала общий подъем с последующим размывом кайнозойских осадков. По результатам проведенных реконструкций оценочная мощность эродированных осадков изменяется в диапазоне от 350 до 0 метров.

Проведение палеотектонических реконструкций позволило уточнить сценарий процесса погружения бассейна.

Трехмерное бассейновое моделирование западной части ХМАО позволило выделить основные источники углеводородов на данной территории. Согласно результатам моделирования, максимальная плотность генерации УВ была получена в пределах

Фроловской мегавпадины. Существенная часть, более трети от общего объема сгенерированных здесь УВ, мигрировало за пределы мегавпадины, в том числе в пределы крупных положительных структур Сургутский, Красноленинский и Шаимский мегавалы. Значительно меньшая часть УВ, мигрировавших по восстанию пластов в западном и северо-западном направлениях, достигла ловушек Турсунского и Сергинского мегавалов. Косвенно данный сценарий миграции УВ подтверждает снижение плотности открытых залежей в данных направлениях по мере удаления от Фроловской мегавпадины, а также наличие в пределах Березовской моноклинали исключительно газовых и газоконденсатных месторождений, имеющих по всей видимости, другой источник УВ.

Таким образом, формирование залежей УВ в пределах Восточно-Уральской ПНГО возможно исключительно за счет нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), распространенных в пределах Ляпинского мегапрогиба, Висимского мегавала и Березовской моноклинали.

В связи с низкой изученностью Восточно-Уральской ПНГО геохимическими данными возможность наличия НГМТ оценивалась на основе региональных карт распределения органического вещества (ОВ) с привлечением результатов пиролиза керн по близлежащим территориям.

Основной НГМТ Западно-Сибирского бассейна общепринято являются отложения баженовской свиты и ее латеральных аналогов. В пределах изучаемой территории распространен один из них - даниловская свита, генерационные параметры которой в изученных разрезах значительно ниже, чем в баженовской.

Относительно более высокими генерационными параметрами характеризуются среднеюрские отложения. В пределах Ляпинского прогиба среднеюрские отложения откладывались в условиях близких к лагунным. Замкнутые мелководные водоёмы - подходящие условия для накопления органического вещества с высоким генерационным потенциалом. В скважине Усть-Ляпинская 150 тюменская свита вскрыта на полную мощность. Здесь она представляет собой неравномерное чередование уплотненных глин, алевролитов, песчаников, гравелитов и конгломератов общей мощностью около 180 м. В нижней и средней частях встречаются прослой углей толщиной 0,3–0,5 м, характеризующиеся значительной концентрацией ОВ - Сорг = 4%.

В пределах Ляпинского прогиба в триасе накапливалась мощная толща синрифтовых отложений и, при наличии достаточных концентраций ОВ, высока вероятность обнаружения НГМТ в отложениях триасового возраста.

Согласно результатам бассейнового моделирования, в пределах Висимского мегавала выделенные НГМТ не достигли окон генерации УВ (рис. 1).

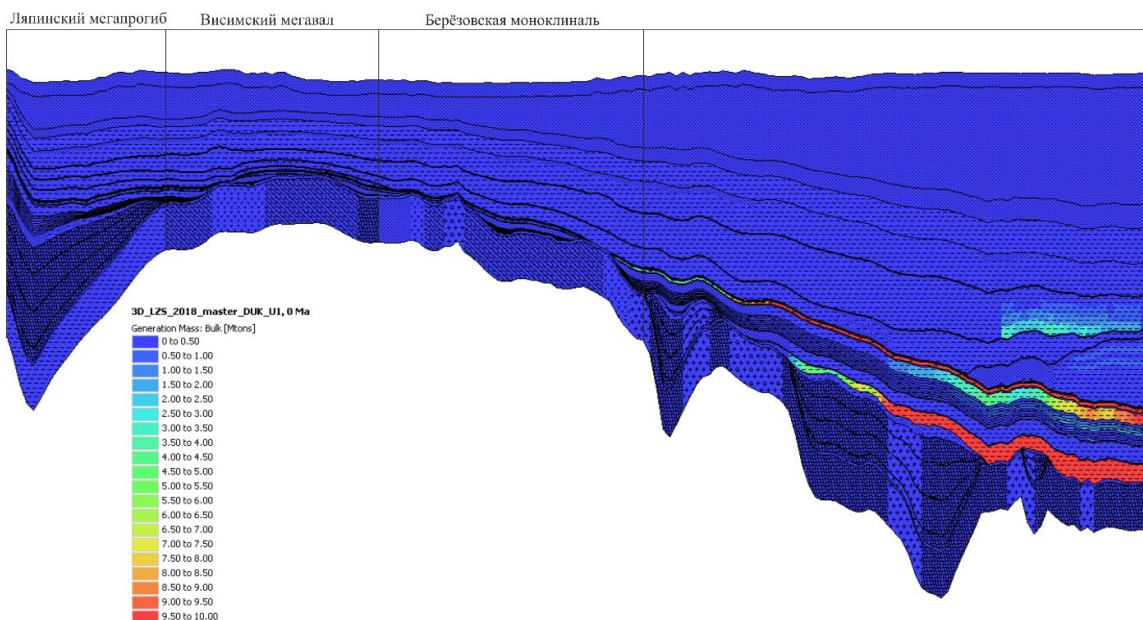


Рисунок 1. Плотность генерации УВ в пределах изучаемой территории

Более погруженное положение Ляпинского прогиба и Березовской моноклинали позволяет предположить здесь наличие т.н. «кухни» УВ, тем более, что выделенные НГМТ здесь находятся в грациях катагенеза МК1-МК3 и МК1-МК2 соответственно. Тем не менее, преобразованность ОВ в пределах отрицательных структур находится в интервале 0-5%, что не позволяет ожидать здесь большие объемы генерации УВ (рис. 2).

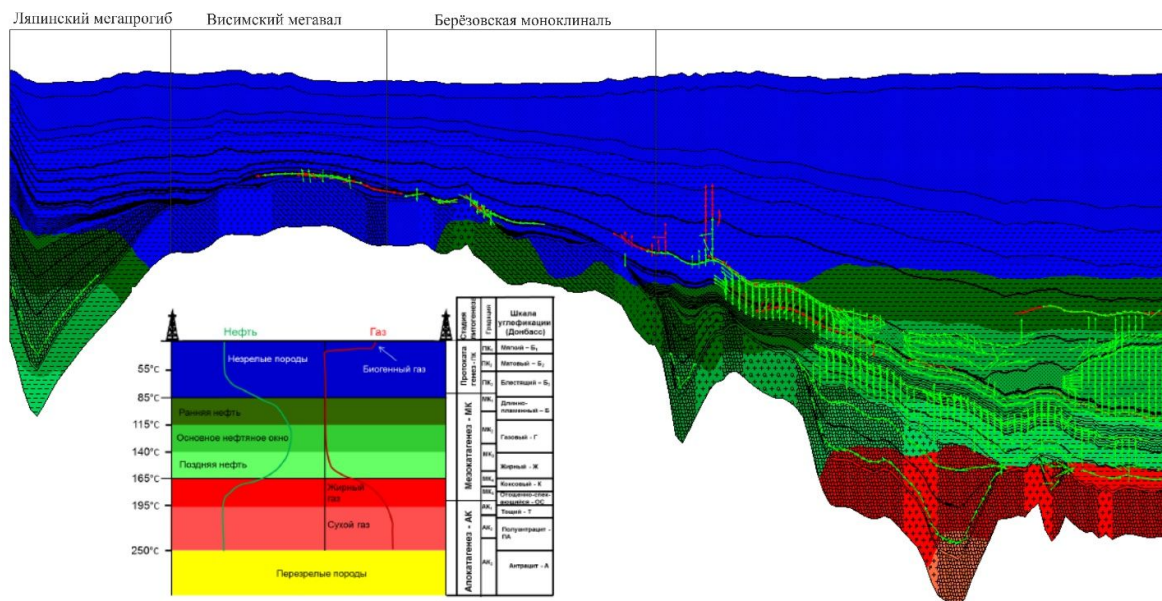


Рисунок 2. Стадии катагенеза НГМТ в пределах изучаемой территории с окнами генерации УВ

Таким образом, осадочный чехол Восточно-Уральской ПНГО в пределах северо-западной части ХМАО характеризуется крайне низким генерационным потенциалом. Наличие здесь крупных скоплений нефтяных УВ маловероятно. На территории Висимского

мегавала возможно открытие мелких по запасам месторождений газа и газоконденсата, имеющих общий источник УВ с залежами в пределах Березовской моноклинали.

Topic: "Petroleum Potential of the North-Western Part of the Khanty-Mansiysk Autonomous Region (KhMAO) on the Basis of Petroleum System Development History Reconstruction"

Authors: Bogdanov O.A. (Head of Department), Shuvaev A.O. (Lead Expert), Abraeva T.I. (Category 2 Expert), Sabirianova R.R. (Expert) Company: OOO LUKOIL-Engineering, Exploration Technology Development Center, Russian Projects Petroleum System Basin Modeling Department.

The depletion of the conventional sources of hydrocarbons (Jurassic-Cretaceous period) in West Siberia, forces us to develop new territories. The north-western part of the KhMAO which is characterized by relatively low licensing density may be one of the most promising areas to increase the resources base. The purpose of this article is to determine the hydrocarbon potential of the north-western part of the Khanty-Mansiysk Autonomous Region, in particular East-Urals Potential Petroleum Area, on the basis of basin modeling and results of paleotectonic reconstructions.

Historical reconstructions of structure formation and paleotectonic reconstructions helped to clarify the basin subsidence process scenario. Following the results of the reconstructions, the estimated thickness of eroded deposits varies from 350 to 0 meters.

3D basin modeling of the western part of the KhMAO allowed identifying main source rocks of hydrocarbons in this area. The maximum mass generation of hydrocarbon was revealed within the boundaries of Frolov Megatrench. However, the analysis excluded that option. Therefore, the generation of hydrocarbon deposits in the researching area only became possible due to oil and gas source rocks distributed across the Lyapinsky megatrough, Visimsky megaswell and Berezov monocline.

According to the basin modeling results, the oil and gas source rocks identified within the Visimsky megaswell failed to reach hydrocarbon generation windows. A more subsided position of Lyapinsky trough and Berezov monocline expects the presence of the source rocks of hydrocarbons here, especially when they identified here with MK-MK3 and MK1-MK2 catagenesis gradations. Nonetheless, the organic matter maturation is in the interval of 0-5%, which does not allow us to expect large amounts of generated hydrocarbons here.

Therefore, the sedimentary cover of the East-Urals Potential Petroleum Area, within the boundaries of north-western part of the Khanty-Mansiysk Autonomous Region is characterized by extremely low generation potential. The presence of large petroleum hydrocarbon accumulations there is highly improbable. The Visimsky megaswell is a potential to discover small (in terms of reserves) gas and gas condensate fields there. Such fields will have the common source of hydrocarbons with the deposits of the Berezov monocline.

## *Прогнозирование перспективных зон для эксплуатационного бурения с помощью метода аналогии на примере одного из месторождений Широтного Приобья (Западная Сибирь)*

**Бабина Елена Олеговна<sup>1</sup>, Кутукова Наталья Михайловна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

<sup>2</sup> *ПАО «НК «Роснефть»*

**Ключевые слова:** геологическая модель, фильтрационно-емкостные свойства, трудноизвлекаемые запасы, сравнительно-геологические методы прогнозирования.

### **Введение.**

При успешном прогнозировании пространственного распространения коллектора на основе комплексного анализа геологических и геофизических данных существенно возрастает эффективность разведочного и эксплуатационного бурения (от 20-30 до 70-80%). В случае недостаточного объема данных, отсутствия покрытия 3D сейсморазведкой и вследствие этого трудности в построении достоверной геологической модели следует обращаться к методам аналогии с месторождениями, имеющими схожее строение пласта и условия накопления осадков и находящимися в активной фазе разработки.

### **Цель и задачи.**

Работа посвящена комплексированию геолого-геофизических данных с целью построения концептуальной модели нижнемеловых отложений и прогнозу их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на примере одного из месторождений Широтного Приобья. Показан практический пример учета имеющихся региональных трендов рядом расположенных уже разрабатываемых месторождений при построении геологической модели нового актива в условиях скудности геологической информации. Поставлены следующие задачи: определить закономерности изменения коллекторских свойств по площади и разрезу, построить прогнозные карты фильтрационно-емкостных свойств с выделением перспективных зон.

### **Данные и методы.**

Исследование выполнено на основе следующих геолого-геофизических материалов:

- керн (общий метраж около 1000 м со средним выносом 68%),
- каротажные кривые по 16 скважинам (ПС, ГК, НГК, ИК, АК),
- данные 2D сейсморазведки (872 пог.км профилей),
- результаты испытания разведочных скважин (5 скважин).

Площадь участка для выполнения прогнозной оценки составляет 1064 км<sup>2</sup> при имеющихся данных по 16 скважинам. Рассматриваемый участок характеризуется крайне редкой сетью разведочных скважин.

Для решения поставленной задачи – выполнить прогноз зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств - применялся метод аналогии. Данный метод основан на подобии свойств, признаков или отношений у различных объектов. Геологическая модель месторождения была построена с учетом принятой геологической модели рядом расположенного месторождения-аналога

### **Результаты.**



Изучаемые пласты являются частью крупной зоны нефтенакпления неантиклинального типа и приурочены к западному борту Фроловской мегавпадины. Сложность их геологического строения обусловлена принадлежностью пластов к клиноформно-построенным литолого-фациальным объектам неокома, характерным для всего мелового разреза Западной Сибири.

Осадконакопление происходило в относительно глубоководном морском бассейне (глубины 300-400 м), шел быстрый снос песчано-алевритистого материала с шельфовых террас вниз к подножью шельфовой террасы в форме турбидитных потоков, образывавших конуса выноса. Они накладывались друг на друга в течение длительного времени, формируя таким образом клиноформные отложения, неоднородные, с высокой степенью расчлененности. Изучаемые пласты принадлежат к фондоформной (наиболее глубоководной) части клиноформы. Такой механизм формирования аналогичен условиям осадконакопления ачимовской толщи.

Детальная корреляция сважинных разрезов и фациальный анализ по данным керн с комплексированием геологических сведений о месторождениях-аналогах позволили определить закономерности изменения коллекторских свойств по площади и разрезу.

Исследуемый объект характеризуется сложным строением, наличием литологически экранированных ловушек, большой степенью латеральной и вертикальной неоднородности, крайне низкой проницаемостью (менее 1мД). Пропластки песчаников слабо связаны между собой и тонкослоистые.

Песчаные пропластки на каротажных кривых выделяются между регионально протяженными глинистыми реперами и кровлей баженовской свиты. Маркирующие горизонты представлены глинистыми отложениями относительно небольшой мощности, уверенно прослеживающимися на обширной территории, отличающимися менее выраженной формой кривых ГК, ПС, ИК. Формирование глинистых пластов происходило в трансгрессивном тракте в обстановках подъема уровня моря над бровкой шельфа.

С помощью сравнительно-геологического метода прогнозирования в пределах откартированного конуса выноса выделены зоны проксимальной и дистальной частей, составляющие 40% и 60% соответственно от рассматриваемой площади. Проксимальная зона характеризуется следующими параметрами: эффективные толщины варьируют от 10 до 26 м, количество пропластков - от 14 до 35, средняя мощность пропластков около 1 м, значение коэффициента пористости - 16%, 0,7 - степень расчлененности. Дистальная зона в отличие от проксимальной характеризуется более низкими значениями параметров: эффективные толщины менее 10 м, количество пропластков от 11 до 17, мощность пропластков - 0,7 м, коэффициенты пористости и нефтенасыщенности 10% и 0,6, степень расчлененности 0,9.

### **Выводы.**

На основе построенной концептуальной модели строения пласта выделены зоны с улучшенными ФЕС, построены прогнозные карты с учетом геологических рисков. Сопоставление с месторождениями-аналогами позволило провести ранжирование выделенных зон по качеству коллектора. Благодаря этому выполнена оценка добычного потенциала месторождения, даны рекомендации по запускным параметрами эксплуатационных скважин.

### **Список литературы.**

*Кародин Ю.Н., Еришов С.В., Коньшев А.И., Разяпов Р.К.* Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакопления // Геология нефти и газа, 1995, № 5, с. 11—16.

Геология нефти и газа Западной Сибири / *А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье М.*, Недра, 1975, 679 с.

In this paper the result of predicting zones with better reservoir properties is described for the lower Cretaceous deposits of oilfield satiated in latitudinal Ob' region. The paper presents the integration of geological and geophysical data for the purpose of creation of conceptual model of geological structure. The deposits are characterized by complex structure.

The reservoir belongs to fondoform parts of the fans. The sedimentary environment of the deposits is correlated with conditions of Achimov formation. The specificity of deposits is their extremely low permeability (less than 1mD) and thickness, tight reservoirs. The average total oil-saturated thickness of the layers is about 8-10 meters. Sandstone interlayers are weakly interconnected and thin-bedded. Detailed well correlation and facies analysis according to core data with the integration of geological information about analogous deposits made it possible to determine patterns of changes in reservoir properties by area and section. Predictive maps of high quality reservoirs and assessment production profile were given.

## *Рентгеновская томография – новый эффективный метод для изучения горных пород южного шельфа Вьетнама*

**Ле Тхи Ныт Сьонг<sup>1</sup>, Александр А. Бурухин<sup>2</sup>, Михаил Ю. Спасённых<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Российский государственный университет нефти и газа им. Губкина*

<sup>2</sup> *Центр добычи углеводородов Сколковского института науки и технологий*

### **Введение**

Происхождение нефти и газа в трещиноватом фундаменте является одной из наиболее обсуждаемых проблем современной геологии нефти и газа. В настоящее время, во всем мире известно более 450 месторождений с промышленными скоплениями углеводородов в фундаменте 54 бассейнов. В 1988 году в результате глубокого бурения в скважине «Белый Тигр-6» на шельфе Вьетнама была случайно обнаружена нефть. С этого момента регион стал известен как уникальное геологическое образование с высокопродуктивным нефтяным резервуаром в фундаменте, представленном трещиноватыми магматическими породами. Дискуссия о генезисе гранитов и насыщении их углеводородами до сих пор не утихла. Чтобы прояснить этот вопрос, было использовано много различных методов. Для уточнения пространственной структуры порового пространства породы-коллектора с этого месторождения представляется перспективным использование метода рентгеновской компьютерной томографии (КТ). В последние годы, благодаря быстрому технологическому развитию, возможности томографии значительно возросли. Так, сейчас доступна микротомография с разрешением 1 мкм и менее, повысилось качество изображения. С помощью общего анализа микроструктуры породы путем изучения шлифов под оптическим микроскопом, является крайне затруднительным получить представление о форме и пространственном распределении минералов и трещин, их связи в трехмерном пространстве. Чтобы решить эту проблему, был использован метод КТ для построения трехмерной (3D) модели керна. Основная цель этого исследования — анализ пористости и структуры трещин, создание цифровой трехмерной модели.

### **Экспериментальная часть**

Рентгеновская компьютерная томография - это метод неразрушающего исследования поверхности и внутренней структуры образца. Анализ проводится по трехмерной модели, полученной при реконструкции набора цифровых двумерных рентгеновских проекций объекта.

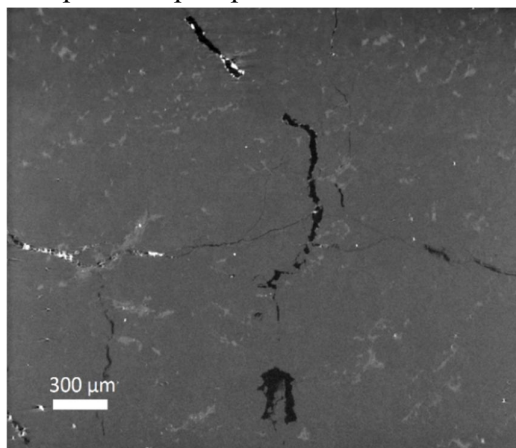
Для изучения особенностей структуры трещинного коллектора был использован гранит мелового возраста месторождения Дракон в бассейне Кыулунг (южный шельф Вьетнама). Это самая распространенная магматическая порода, содержащая нефть на большинстве месторождений фундамента. Изученный образец представляет собой светлую породу с полностью кристаллической среднезернистой структурой. Он состоит, в основном, из кварца и полевого шпата с небольшим количеством биотита и других минералов.

Образец представляет собой уплощенный цилиндр диаметром 65 мм и высотой 35 мм (Рис. 1). Перед исследованием остаточная нефть из порового пространства была экстрагирована хлороформом для дальнейших исследований, а образец высушен.

Для проведения измерений использовалась КТ-система GE v | tome | xL 240. Образец ступенчато поворачивается на платформе, в то время как микрофокусная рентгеновская трубка GE и детектор оставались неподвижными. Образец сканировали при ускоряющем напряжении 170-180 кВ и токе 80-155 мкА в зависимости от требуемого увеличения и разрешения (15-37 мкм) изображения. Запись рентгеновских проекций производилась детектором на основе фотодиодной матрицы размером 2024x2024 с размером элемента 0,2x0,2 мм в сочетании со сцинтиллятором из CsI. Программное обеспечение GE Phoenix datos | x 2 использовалась для преобразования серии из 2800 двумерных рентгенографических изображений в трехмерную модель. После реконструкции программное обеспечение GeoDict 2019 компании MathToMarket использовалось для сегментации по твердой фазе, пустотам и для анализа порового пространства.



*Рис. 1. Гранит мелового возраста месторождения Дракон в бассейне Кыулонг (южный шельф Вьетнама)*

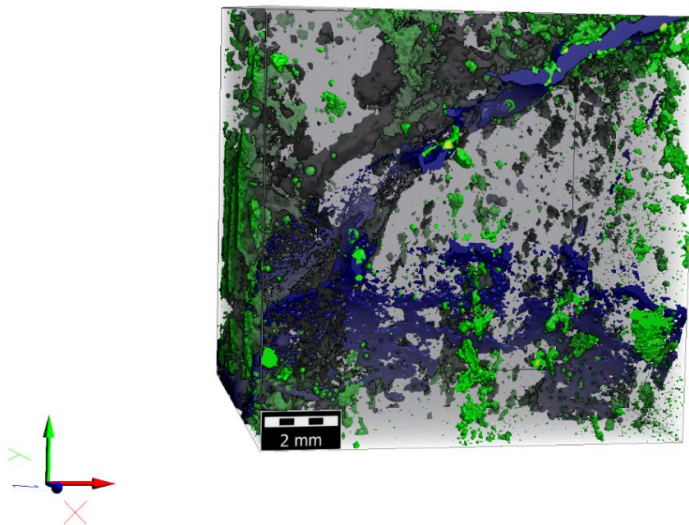


*Рис. 2. Сечение из КТ-изображения исследуемого образца. Поры отображены черным, вкрапления пирита – белым.*

### **Результаты**

Благодаря разной плотности составляющих минералов, на томограмме различаются зоны с разной рентгеновской плотностью. Во-первых, хорошо заметен пирит с высокой плотностью ( $4,95 \div 5,10 \text{ г/см}^3$ ) и далее биотит ( $2,8 \div 3,4 \text{ г/см}^3$ ) — области белого и светло-серого оттенка на рис. 2, соответственно. Основные породообразующие минералы — кварц ( $2,6 \div 2,65 \text{ г/см}^3$ ), полевые шпаты ( $2,54 \div 2,75 \text{ г/см}^3$ ) и плагиоклаз ( $2,62 \div 2,76 \text{ г/см}^3$ ) имеют близкие плотности, поэтому трудно различаются в модели (Рис. 3).

Material Information:  
 ID 00: Pore  
 ID 01: Quartz, Feldspat, Plagioclase  
 ID 02: Biotite  
 ID 03: Pyrite



*Рис 3. Пространственное распределение минералов и порового пространства в породе.*

На сечении двумерного изображения (Рис.2) видно развитую трещинную структуру гранита, в то время как трехмерное изображение показывает характер взаимосвязи минералов и пустотного пространства. Общая пустотность, измеренная на сегментированном трехмерном изображении 600х600х600 вокселей (9х9х9 мм), составляет 2,66%, включая 2,50% открытой и 0,16% закрытой пористости. Объем закрытой пористости, по-видимому, ниже этого числа из-за того, что некоторые из поровых каналов - трещин имеют ширину, меньшую, чем разрешение сканирования (15 мкм). Геометрическое распределение пор по размерам методом встраиваемых сфер, при котором наибольшая сфера, вмещающаяся в рассматриваемую пору, принимается в качестве диаметра этой поры, было рассчитано по сегментированной трехмерной модели (рис. 4). Размер пор образца варьируется от 15 до 500 мкм. Диаметр порового канала, соответствующий квантилю 50%, равен 260 мкм. (рис. 5). Наиболее распространенная объемная доля приходится на поры диаметром 320 мкм и составляет 12% от общего объема (рис. 6).

Material Information:  
 ID 00: Pore [Open Pores]  
 ID 01: Solid [invis.]  
 ID 02: Solid [invis.]  
 ID 03: Pyrite [invis.]  
 ID 04: Pore [Closed Pores]

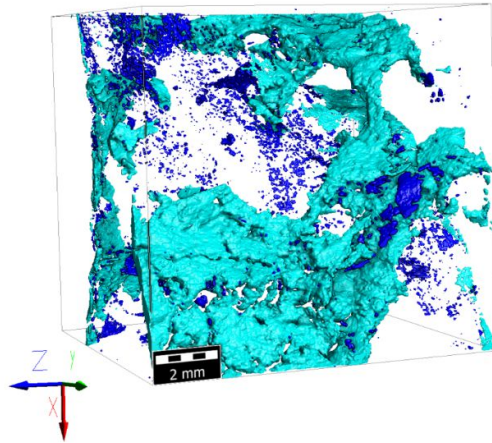


Рис. 4. Пространственное распределение открытой (голубой) и закрытой пористости (темно-синего цвета) в трещиноватом граните из бассейна Кыулонг, Вьетнам. Размер анализируемого пространства 9 x 9 x 9 мм.

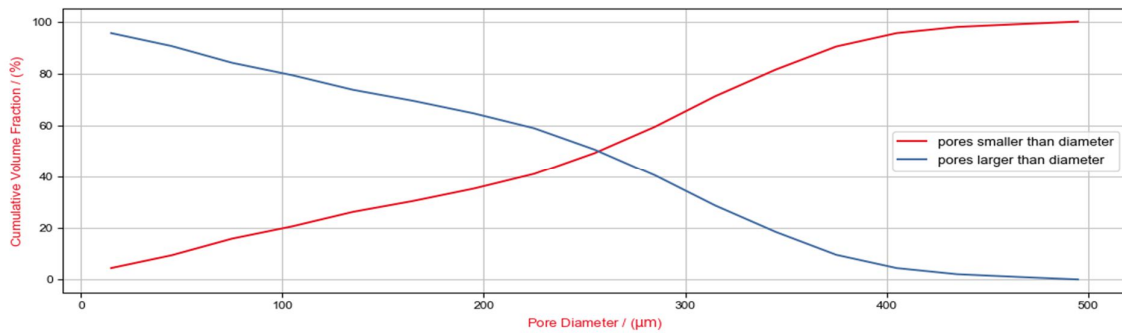


Рис. 5. Интегральная кривая распределение пор по размерам.

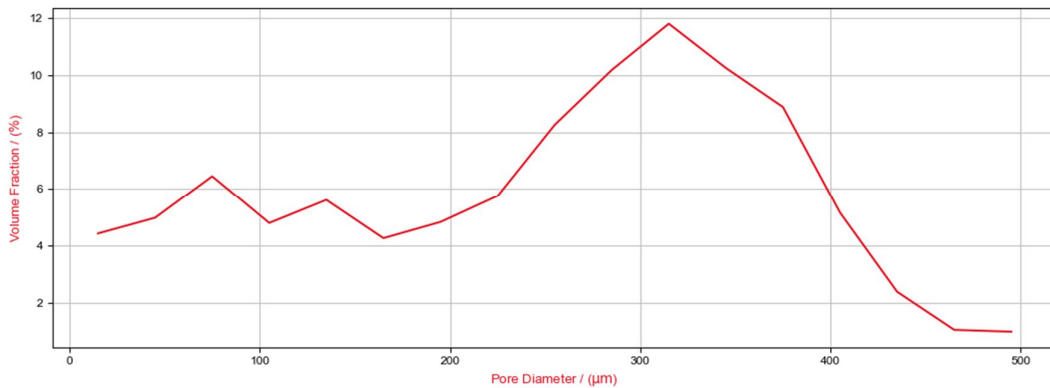
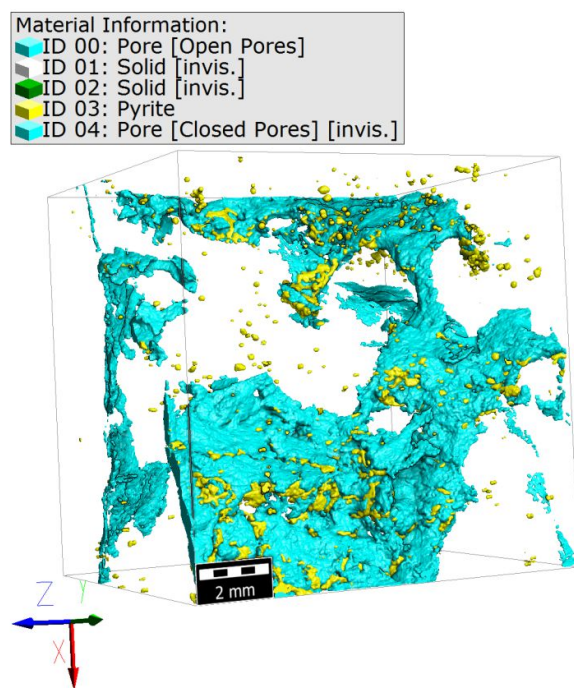


Рис 6. Дифференциальная кривая распределение пор по размерам.

Анализ распределение аутигенного пирита показывает, что основное его количество распределяется по стенкам трещин внутри образца керна (рис. 7), что может являться свидетельством гидротермальных процессов в отложениях.





*Рис. 7. Пространственное распределение открытой пористости (голубой) и пирита (желтый) в трещиноватом граните из бассейна Кылуонг, Вьетнам. Размер анализируемого пространства 9 x 9 x 9 мм.*

### **Заключение**

Такие преимущества рентгеновской компьютерной томографии, как скорость, высокое разрешение, неразрушающий характер исследования, открыли широкие возможности в её применении для решения геологических задач. Например, неразрушающий характер позволяет сохранить керн для последующих экспериментов, т.е. дает возможность получить больше информации об образце.

Специальное программное обеспечение позволяет обрабатывать трехмерную модель образца породы и выделять контрастные зоны по плотности — пустотное пространство, флюиды и плотные минералы и т.д. Таким образом, можно проанализировать фильтрационно-емкостные характеристики образца, структуру его пустотного пространства.

Исследованный методом КТ образец представляет собой трещиноватый гранит из месторождения Дракон в бассейне Куылонг. Пустотное пространство образовано взаимосвязанными трещинами с раскрытием от 15 до 500 мкм, средним значением 260 мкм и общей пористостью 2,66%, из них 2,50% — открытая.

Обнаружение нескольких систем пересекающихся трещин и вторичного пирита на стенках трещин свидетельствует о том, что емкостные свойства пород фундамента формировались, в основном, под влиянием ряда вторичных процессов. Основными из этих процессов являются тектонический и гидротермальный. Тектонический процесс проявляется в образовании разломов, к которым приурочены зоны повышенной трещиноватости пород. Гидротермальная активность, проявляющаяся в зоне трещиноватости, оказывала двойное действие. С одной стороны, минерализованные растворы растворяли породу с образованием пор и каверн, а с другой — способствовали частичному или даже полному заполнению трещин аутигенными минералами.

## Список литературы

- Akin, S. & Kovscek, A. R. (2003). Computed tomography in petroleum engineering research. Geological Society, London, Special Publications, vol. 215, issue 1, pp. 23-38
- Carlson, W. D., Rowe, T., Ketcham, R. A., & Colbert, M. W. (2003). Applications of high-resolution X-ray computed tomography in petrology, meteoritics and palaeontology. Geological Society Special Publication, 215, 7-22
- Gavrilov, V.P., Gulev, V.L., Kireev, F.A., Dontsov, V.V., Sokolov, V.I. (2010). Granitoid deposits and oil and gas potential of the southern shelf of Vietnam, Nedra, 294. ISBN 978-5-8365-0353-6
- Geraud, Y., Surma, F. & Mazerolle, F. (2003) Porosity and fluid flow characterization of granite by capillary wetting using X-ray computed tomography. Geological Society, London, Special Publications, 215, 95-105
- Giao P. H., B. D. Trung, N. H. Minh (2012), Reservoir in Fractured Granite Basement (FGB): Unconventional or Conventional? Paper IPTC 15465, IPTC, Bangkok, 7-9 February 2012, Thailand.
- Keller A. (1998). High Resolution, non-destructive measurement and characterization of fracture apertures. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences 35:1037–1050
- Quy, H. V., I. I. Demuskin and P. D. Hai, (1997). Geological characteristics in the model of the Bach Ho Basement. PetroVietnam Review, 2-1997, 22-25.
- Sellers, E., Vervoort, A. & Van Cleynenbreugel, J. (2003). Three-dimensional visualization of fractures in rock test samples, simulating deep level mining excavations, using X-ray computed tomography. Geological Society, London, Special Publications, 215, 69-80.
- Cuong, T.X., Warren, J. K. (2009). Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Long basin, offshore se vietnam: a “buried-hill” play, Journal of Petroleum Geology, Vol. 32(2), April 2009, 129-156.

## **X-ray Computed Tomography - A new effective method for studying the rocks of the South Vietnam shelf**

**Le Thi Nhut Suong<sup>1</sup>, Alexander Burukhin<sup>2</sup> Mikhail Yuryevich<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Gubkin Russian State University of Oil and Gas*

<sup>2</sup> *Skoltech center for hydrocarbon recovery*

Since the 1970s, Computed Tomography (CT) has become an important tool in medical imaging to supplement X-rays and medical ultrasonography. In petroleum geology, CT is used for analysis of the porosity and permeability of core rocks. It is considered to have high potential and be an accurate tool for non-destructive imaging because it permits not only a general quantitative estimation of the void volume but also visualization of the rock texture. In addition, X-ray tomography allows detailed study of the heterogeneity of the rock, which is necessary to develop a reliable model. In 1988, as a result of deep drilling at the well White Tiger-6 accidentally encountered oil in the basement. After which, this region was known as a unique geological structure with a highly productive oil reservoir in the basement, confined to an array of fissured igneous rocks. Thus far, discussion about the genesis of granites and the saturation of their hydrocarbons have not abated. In order to clarify this issue, many different methods have been applied. There is still no core sample from this region that was studied by CT. In this paper, we used phoenix v|tome|x L 450 - High-Resolution CT & X-Ray System in combination with the 3D analysis software Geodict for reconstruction the core sample and creation three-dimensional models. Special software processes the virtual cube and allows to highlight contrast zones, such as the void space and various mineral matrix. Specialists can analyze the capacitive and filtration characteristics of the sample and the structure of its void space. Furthermore, the detection of the system of fractures and pyrites (secondary mineral) along the cracks so claimed that the reservoir properties of the basement rocks were formed mainly under the influence of a number of secondary processes that formed the void space and turned them into porous-fractured reservoirs.

БАСЕЙНОВОЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ  
МОДЕЛИРОВАНИЕ.

*Комплексирование геолого-геохимических данных в норвежской части Баренцева моря в рамках создания модели углеводородных систем.*

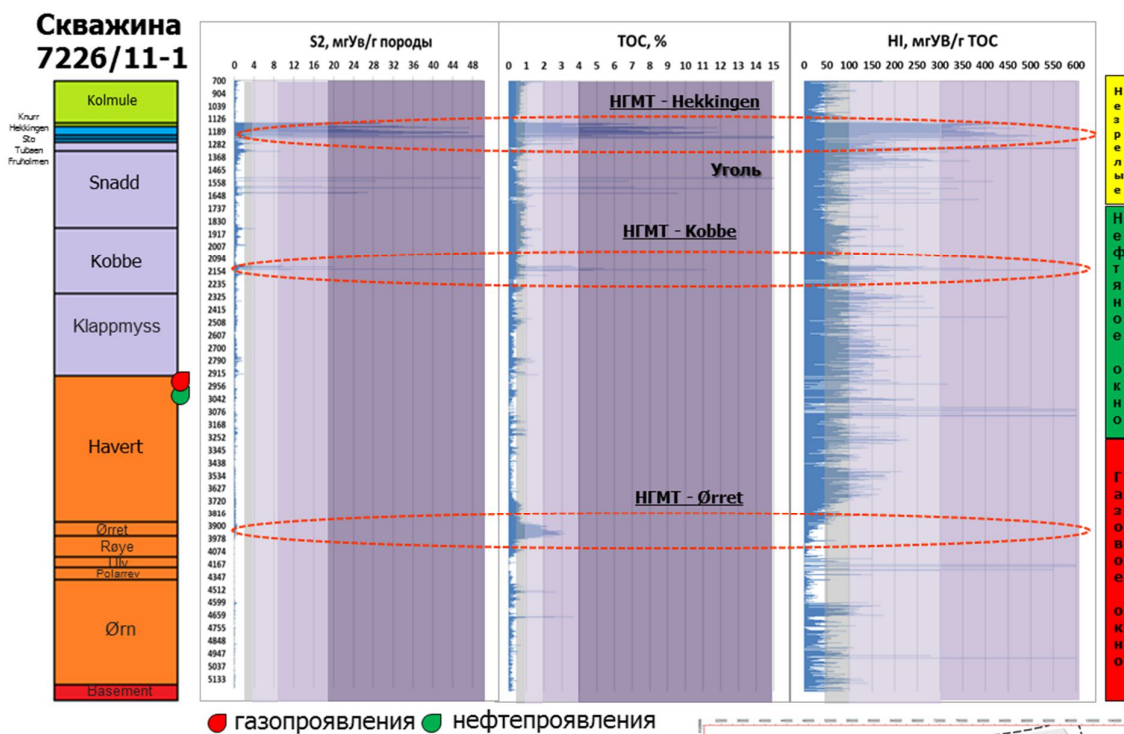
**Надежкин Дмитрий Владимирович** (к.г.-м.н.), **Попова Татьяна Владимировна**,  
**Наумова Мария Николаевна**, **Обухова Мария Александровна**, **Колосков Василий Николаевич** (к.г.-м.н.)

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г.Москва

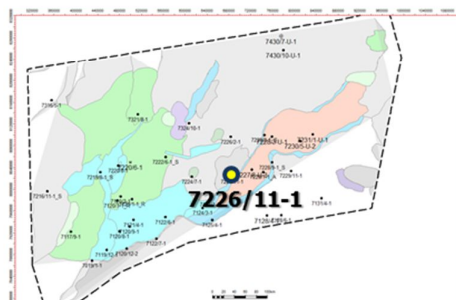
Баренцево море в настоящее время является перспективным нефтегазоносным бассейном. Его нефтегазоносность подтверждена открытием ряда нефтяных и газовых месторождений на российском и норвежском шельфах.

При анализе нефтегазоматеринских отложений Баренцевоморского шельфа были использованы данные, приведенные в работах разных лет Е.Г.Бро, А.И.Данюшевской, В.А.Клубова, А.К.Гудковой, Г.Л. Корюкина, Т.И.Черновой и других, а также результаты работ Норвежского Нефтяного Директората, опубликованные на сайте [www.npd.no](http://www.npd.no).

Для прогноза направления миграции и фазового состава флюидов в залежах и повышения эффективности геолого-разведочных работ необходимо иметь четкое представление о качественных и количественных характеристиках нефтегазоматеринских пород (НГМТ), их изменении по площади и в разрезе и положении очагов генерации УВ.



Generation potential	S2, mgHC/g.rock	TOC, %	HI, mgHC/g TOC
Poor	<2,5	<0,5	<50
Middle	2,5-5	0,5-1	50-100
Good	5-10	1-2	100-300
Very good	10-20	2-4	300-600
Excellent	>20	>4	>600



**Рис.1. Результаты пиролитических исследований НГМТ в скважине 7226/11-1**

Были проанализированы данные пироллиза, включающие содержание органического углерода, тип органического вещества (ОВ), значения водородного и кислородного индекса (НІ/ОІ) и генерационный потенциал пород в 35 скважинах (Рис.1). Степень катагенетической трансформации определялась как по показателю отражения витринита.

В качестве наиболее вероятных нефтегазоматеринских пород были выделены следующие: **нижнемеловые глинистые отложения Kolje FM, верхнеюрские глинистые отложения Hekkingen FM, триасовые глинистые породы Fruholmen, Snadd, Kobbe, Steinkobbe, верхнепермские глинистые и глинисто-кремнисто-карбонатные породы Orret FM.**

- **верхнеюрские глинистые отложения Hekkingen FM;**

Накопление верхнеюрских отложений происходило в условиях обширной трансгрессии.

Концентрация органического углерода (Сорг) в черных битуминозных глинах формации Hekkingen изменяется по скважинам от 0,1% до 14% при среднем значении 5,3% .

Исследователи подразделяют данную формацию на две пачки - Alge и Krill [Ohm, 2008]. Содержание Сорг в пачке Alge изменяется от 1,2 до 23,1 %, в среднем составляет 9,7 %; пересчитанные на исходные значения показания генерационного потенциала изменяются от 1,4 до 87,5, в среднем 27 мг УВ/г породы. Залегающая выше пачка Krill характеризуется относительно пониженными начальными концентрациями Сорг = 0,8-10,9 % (в среднем 4 %) и значения генерационного потенциала – 1,1-28,5 мг УВ/г породы (в среднем 12,1 мг УВ/г породы).

Значения НІ для верхнеюрских отложений изменяются от 45 до 720 мг УВ/г Сорг. На диаграмме зависимости НІ от Тmax выделяются области характерные содержанию органического вещества II-III типа, преимущественно нефтегенерирующего.

Мощность отложений выдержана по площади, хорошо прослеживается по каротажным кривым, по сейсмическим данным является региональным реперным горизонтом. Толщина отложений по скважинам изменяется от 0 до 100 метров при среднем значении около 25 метров. По значениям генерационного потенциала данная формация относится к отличной нефтегазоматеринской породе.

Однако результаты пиролитических исследований и изучения ОВ указывают, что образцы пород на изучаемой территории незрелые. Лишь в наиболее погруженных частях бассейна толща находится в самом начале нефтегенерации (МК1 – значения Ro 0,55-0,65). Данный факт подтверждает ограниченную возможность генерации нефтяных углеводородов верхнеюрскими породами.

- **триасовые глинистые породы, Kobbe FM;**

Отложения среднего триаса большинство исследователей относят к нефтегазоматеринским, что наряду с данными пироллиза по норвежским скважинам, позволяет и нам отнести породы данного интервала к потенциальным НГМТ.

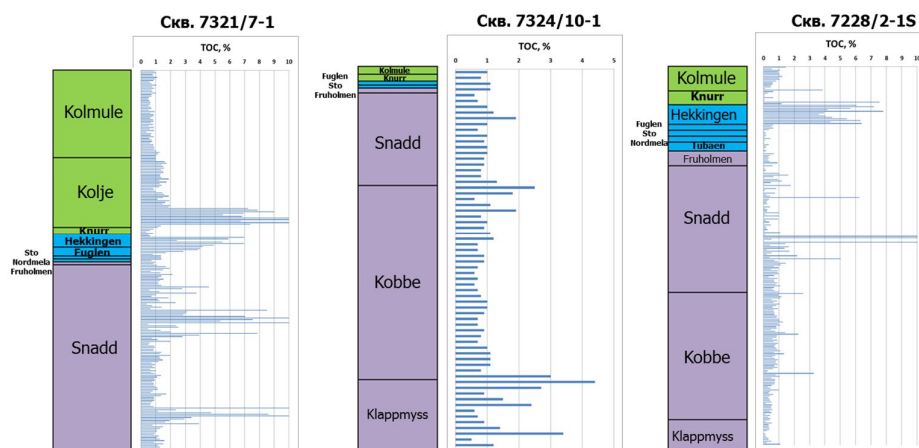
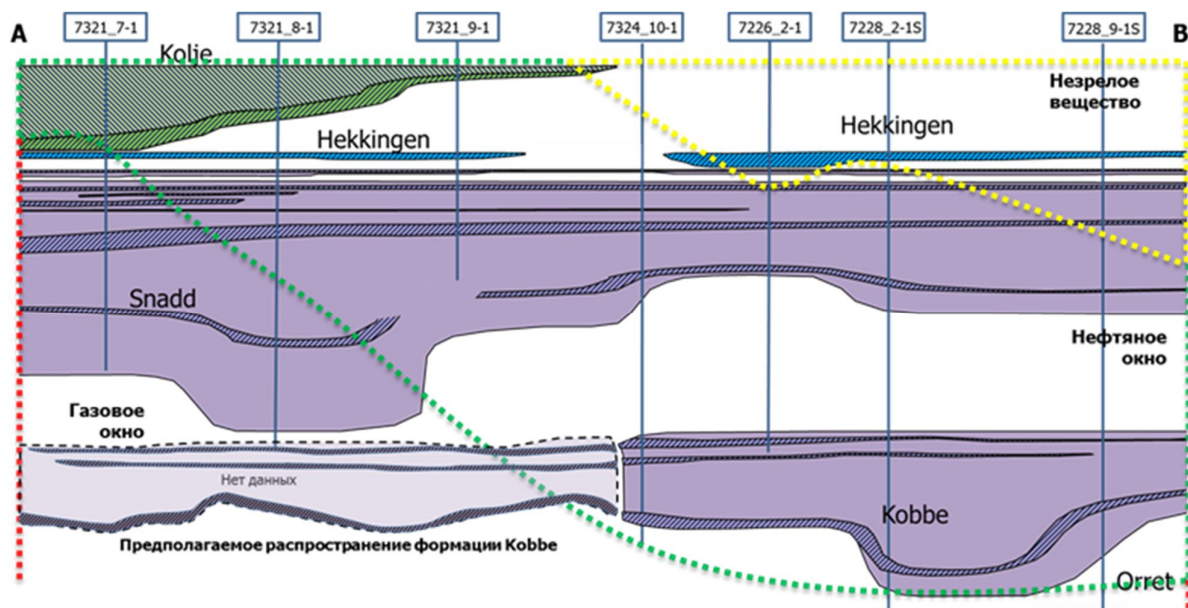
В среднетриасовую эпоху на юго и северо-востоке Баренцевоморского шельфа господствовали условия озерно-аллювиальных, дельтовых и прибрежноморских равнин. Отложения формации представлены глинами, которые вверх по разрезу переходят в глины с прослоями серых алевролитов и песчаников с карбонатным цементом.

Концентрация ОВ в отложениях изменяется по скважинам от 0.1% до 11.37% при медианном значении 1,5%. Значения НІ изменяются от 20 до 420 мг УВ/г Сорг при

медианном значении 128 мг УВ/г Сорг. Для образцов характерно содержание ОВ преимущественно II-III типа.

Породы литофациальной зоны мелководного шельфа характеризуются значительной вариацией количества и типа ОВ в них, а соответственно и их нефтематеринского потенциала. Так, в восточной части прогиба Hammerfest глинистые породы содержат до 1,5% ОВ преимущественно гумусового типа. Органический материал данных отложений связан преимущественно с известковыми водорослями, которые частично пиритизированы. Растительный детрит присутствует в ограниченных количествах. Но севернее, при удалении от источника сноса (Балтийского щита) и становлении более стабильных мелководных условий, количество ОВ в отложениях среднего триаса возрастает до 3% (прогиб Nordkapp).

Для среднетриасовых отложений характерна литологическая неоднородность, как по площади, так и по разрезу, что в свою очередь сильно влияет на генерационные свойства нефтематеринских пород. Породы данного интервала в пределах исследуемой территории находятся в зоне нефтегенерации (Рис.3).





### ***Рис.3. Схема выделенных НГМТ и их характеристика***

- ***верхнепермские глинистые и глинисто-кремнисто-карбонатные породы Ørret FM;***

Верхнепермская НГМТ выделяется как нефтегазоматеринская всеми исследователями, и распространена на большей части исследуемой территории. Однако данная формация вскрыта небольшим количеством скважин.

Во время накопления верхнепермской НГМТ на большей части исследуемой территории преобладали морские обстановки осадконакопления, что, безусловно, положительно повлияло на свойства нефтегазоматеринских пород.

Формация Ørret представлена морскими глинами от темно-коричневого до черного цвета с высоким содержанием ОВ, перекрывающая массивную пачку верхнепермских известняков. Глины, мощностью около 100 метров, накапливающиеся в бескислородной или с очень низким содержанием кислорода среде были встречены в скважинах Loppa High, Vjarmeland Platform, Norsel High и Finnmark Platform.

Верхнепермские отложения содержат ОВ II-III типа. Концентрация органического углерода (Сорг) изменяется по скважинам от 0.6% до 6.1%, в среднем 3,5%. Значения HI изменяются от 40 до 320 мг УВ/г Сорг при медианном значении 185 мг УВ/г Сорг. По диаграмме (зависимости HI от Tmax) видно, что для образцов характерно содержание ОВ преимущественно II-III/III типа. Генерационный потенциал породы крайне низкий, что связано с высокой степенью преобразованности органического вещества пород, т.е. они уже израсходовали свой генерационный потенциал.

Комплексный геолого-геохимический анализ позволил спрогнозировать области, благоприятные для формирования скоплений углеводородов.

#### ***Список литературы:***

1. Отчеты по геохимии ОВ пород в норвежских скважинах (FactPages - Norwegian Petroleum Directorate) <http://factpages.npd.no/>

2. Ohm S.E., Karlsen D.A., Austin T.J.F. Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea // AAPG Bulletin. v. 92, № 9. 2008. pp. 1191–1223.

3. Henriksen, E., Ryseth, A.E., Larssen, G.B., Heide, T., Rønning, K., Sollid, K. and Stoupakova, A.V., 2011, Tectonostratigraphy of the greater Barents Sea: implications for petroleum systems. In: Arctic Petroleum Geology (Eds A.M. Spencer, A.F. Embry, D.L. Gautier, A.V. Stoupakova and K.Sørensen), Geological Society, London, Memoirs, 35, 163–195.

**Integration of geological and geochemical data in the Norwegian part of the Barents Sea as part of creating a model of hydrocarbon systems.**

**Popova Tatvana Vladimirovna, Nadezhkin Dmitry Vladimirovich , Naumova Maria Nikolaevna, Obukhova Maria Aleksandrovna, Koloskov Vasily Nikolayevich**

*LUKOIL-Engineering, Moscow*

The Barents Sea is one of the most promising oil and gas basins of the Arctic shelf with proven oil and gas potential. In order to select further areas of geological exploration in the Barents Sea, the Company is working on the generalization of the entire complex of accumulated geological and geophysical data.

As part of the work on modeling the history of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in order to predict the zones of oil and gas accumulation and the phase composition of fluids, work is under way to study the qualitative and quantitative characteristics of source rocks, analysis of their variation in area and in section. For this purpose, a wide range of geochemical studies (pyrolysis, chromatography, mass spectrometry, visual descriptions of kerogen, etc.) and published materials were analyzed. At the same time, in the analysis of geochemical data, a separate emphasis is made on integrating the obtained results with drilling and seismic data to establish the criteria for tracking the identified oil and gas rocks on the study area.

The generalization of the available factual and published material made it possible to establish six potential source rock strata in the upper Jurassic, in the Triassic and upper Permian: Kolje FM, Hekkingen FM, Snadd, Kobbe, Ørret FM. Clay rocks of the Hekkingen FM (Upper Jurassic deposits) and Kobbe FM (Middle Triassic sediments) reveal the best petroleum properties. The concentration of total organic carbon (TOC) in black bituminous clays of the Hekkingen Formation by hourly ranges from 0.1% to 14% with an average value of 5.3%. However, the results of pyrolytic studies and studies of organic matter indicate that rock samples in the study area are immature. This fact confirms the limited possibility of the generation of petroleum hydrocarbons by Upper Jurassic rocks. For Triassic deposits, lithological heterogeneity is characteristic, both in terms of area and section, which, in turn, strongly influences the generation properties of oil source rocks. The rocks of this interval within the study area are in the zone of oil generation.

A comprehensive geological and geochemical analysis allowed us to predict areas favorable for the formation of hydrocarbon accumulations.

## Палеотектоническая реконструкция Западной части Баренцевоморской плиты

**Обухова Мария Александровна, к.г.-м.н. Карасев Павел Сергеевич, к.г.-м.н. Энсон Кристина Вячеславовна, к.г.-м.н. Надежкин Дмитрий Владимирович, к.г.-м.н. Колосков Василий Николаевич**

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

История развития Западной части Баренцевоморской плиты это сложный многостадийный процесс, на который влияли происходящие рядом события при раскрытии Атлантического и Северного Ледовитого океанов. В осадочном чехле Баренцевоморской плиты выделяется несколько тектоно-стратиграфических комплексов – палеозойский карбонатный, триасово-юрский терригенный, меловой терригенный, кайнозойский комплекс заполнения континентальных окраин и четвертичный гляциально-морской. Комплексы разделены поверхностями региональных несогласий, которые отвечают периодам активного разрушения, либо отдельных выступов и поднятий, либо площадной эрозии.

В тектоно-стратиграфических комплексах выделяются нефтегазоматеринские породы являющиеся поставщиками УВ для месторождений региона. Например, такой толщей является одновозрастный аналог баженовской свиты – формация Nekkingen, которая представляет собой пласт черных глин с высоким содержанием органического вещества. Формация распространена практически повсеместно и, следуя изгибам современного положения рельефа фундамента, глубины её залегания изменяются от 500 м до 3500 м (по скважинным данным) и до 5-6 км по сейсмическим данным. Положение этой толщи в разрезе и изменение во времени является важным элементом при создании модели углеводородных систем. Основное количество месторождений приурочено к поднятиям и блокам тектонических зон, расположенных вдоль сложно построенной восточной окраины Северо-Атлантического бассейна.

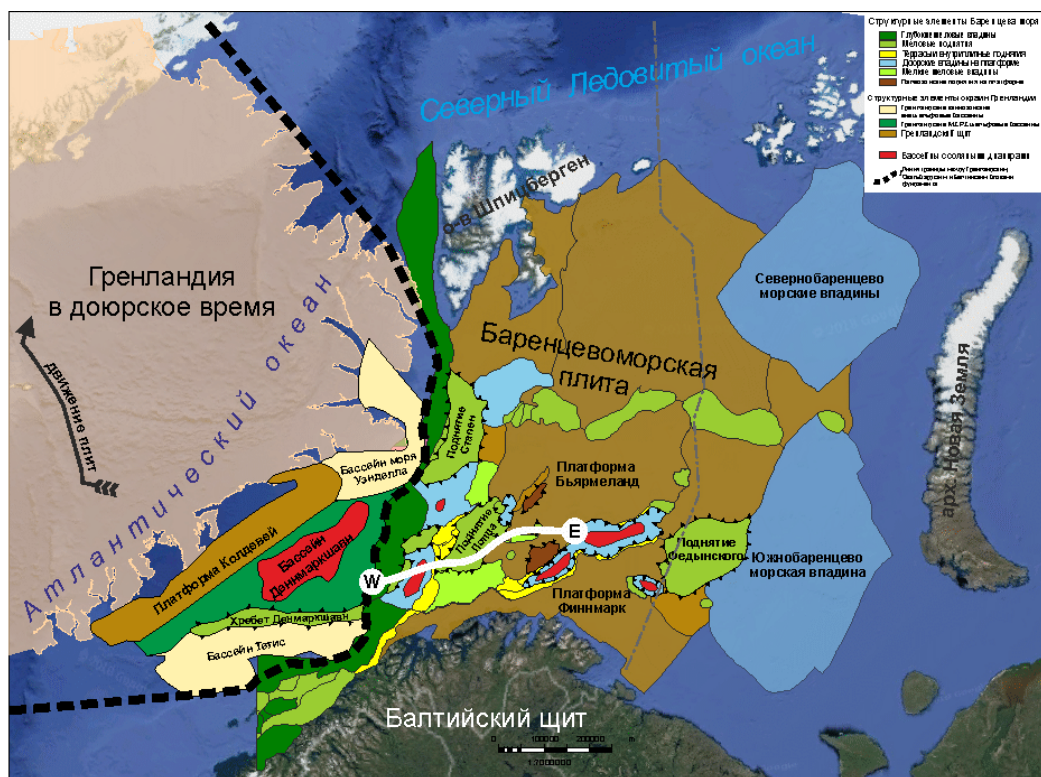


Рис. 1. Схема Баренцевоморской плиты и окружающих регионов и положение Гренландии на преюрское время, по данным [1] и [9] с изменениями.

Палеотектоническая реконструкция развития такого сложного региона является методом для определения времени формирования ловушек углеводородов, заложения крупных систем разрывных нарушений и уточнения количества фаз их активизации. Район достаточно хорошо изучен и исследователями неоднократно выполнялись реконструкции его развития [4, 10 и др.]. В настоящее время получено большое количество новой информации, пробурены новые скважины и проведена глубинная сейсмическая съемка, что позволило уточнить сложную историю развития региона.

Одним из важных моментов в восстановлении палеобассейна Баренцевоморской плиты является определение положения Гренландского щита и его окраинных бассейнов (рис. 1). История движений Гренландии в кайнозойское время восстанавливается по магнитным аномалиям на дне океана [6, 7, 9, 11], а более поздняя по совмещению контуров континентов и одновозрастных осадочных толщ [2, 3, 8].

В докембрийское время Гренландский и Балтийский щиты и фундамент Баренцевоморской плиты были единым целым и на первом этапе рифтогенеза в конце девонского периода начале каменноугольного на них начали образовываться глубокие континентальные рифты с накоплением угленосных отложений (рис. 2.1). После этого началось накопление карбонатных пород.

В позднекаменноугольное время на втором этапе рифтогенеза карбонатное осадконакопление начало перемежаться с образованием соленосных формаций и произошла активизация существующих и заложение новых рифтовых систем, в которые заполнялись мощными отложениями солей (рис. 2.2). Далее наступила эпоха относительно стабильной и медленно погружающейся карбонатной платформы (рис. 2.3). После этого произошло резкое погружение платформы с накоплением кремнистых относительно глубоководных пород и далее на них с угловым несогласием начали накапливаться мощные триасовые клиноформенные комплексы, по крайней мере трех ритмов. В верхнетриасовое время бассейн Баренцевоморской плиты был полностью заполнен осадками (рис. 2.4абв). В палеозойских грабенах началось образование диапиров.

В юрское время в стабильных условиях мелководного периодически затопляемого морского бассейна накапливались разнородные толщи песчано-глинистых морских или аллювиальных отложений прибрежных и морских равнин. Завершился этот этап резким погружением и накоплением региональной формации Hekkingen (рис. 2.5), возрастного аналога баженовской свиты Западной Сибири.

После этого в раннемеловое время на третьем этапе рифтогенеза началось активное растяжение в зоне образования северной ветки Атлантического океана. Произошла активизация и углубление существующих грабенов, рост и разрушение локальных поднятий и образование узких неглубоких грабенов на платформенных частях, не получивших дальнейшего развития (рис. 2.6). Раскол плит произошел видимо в месте существования крупной древней сети грабенов, что привело в процессе растяжения к образованию отдельных блоков фундамента и локальных впадин между ними. Части этих бассейнов можно наблюдать на Гренландском шельфе (рис. 1).

После накопления критического количества материала в меловых активизированных грабенах началась реактивация солей и рост диапиров (рис. 2.7). Меловые бассейны расположенные южнее заполнены более древними нижнемеловыми породами, а северные

ветки – более молодыми. Это говорит о начале вращения Гренландии при ее движении от Баренцевоморской плиты. В конце меловой эпохи произошло обмеление бассейна и частичное осушение дна моря.

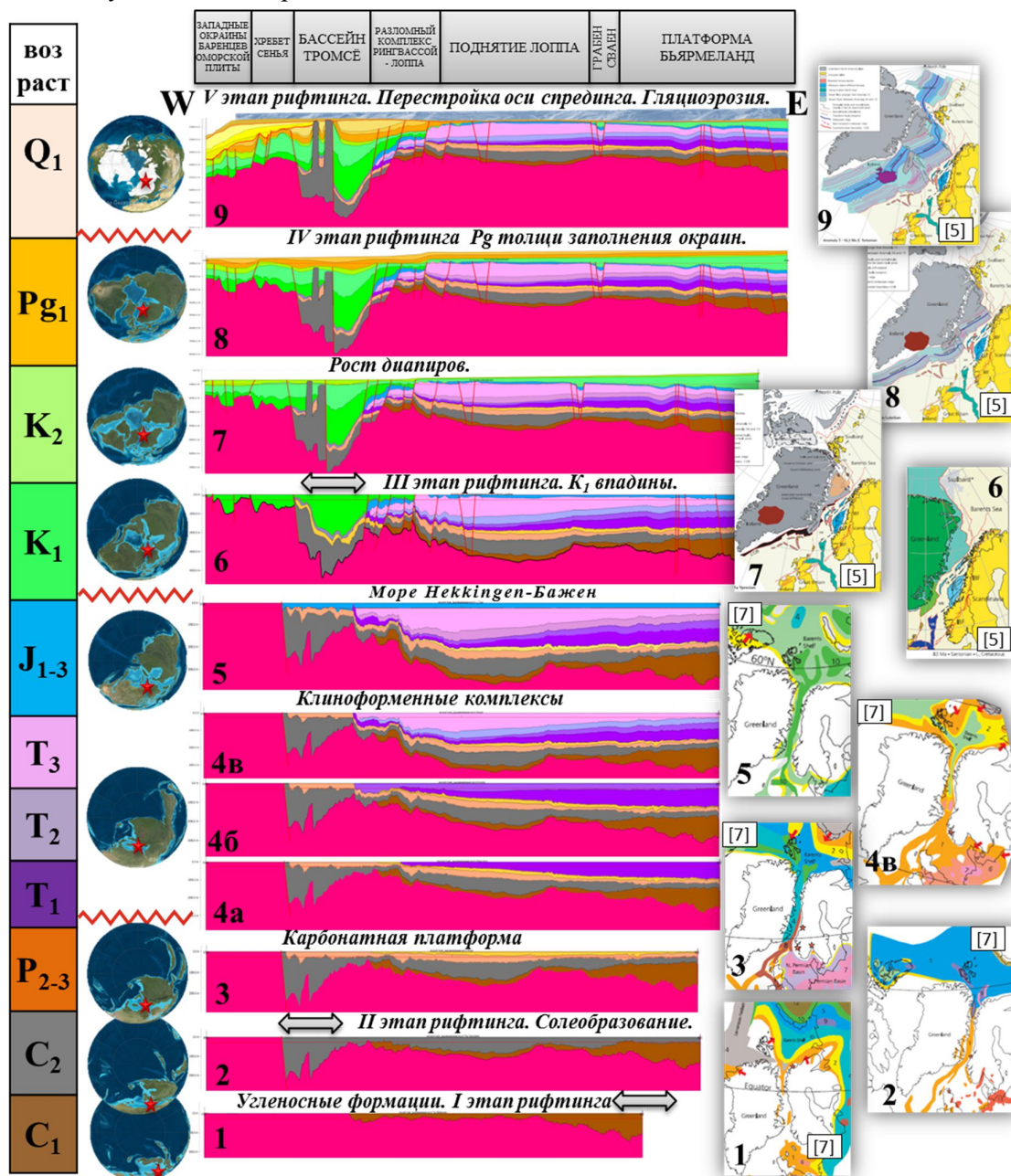


Рис. 2. Палеорекострукция истории развития по субширотному профилю вкрест простирания западных окраин Баренцевоморской плиты. На врезках вынесены палеогеографические карты из книги [8] и [6]. На палеоглобусах красной звездой отмечено положение профиля в соответствующее время [http://deeptimemaps.com/global-series-thumbnails]. Положение профиля см. рис. 1.

Четвертая эпоха рифтогенеза началась с активного раскрытия северной ветки Атлантического океана. Наиболее древние магнитные аномалии на дне океана имеют палеоценовый возраст. В этот момент начинает образовываться океаническое дно и появились континентальные склоны, которые начали заполняться толщами осадков (рис. 2.8).

В предмиоценовое время толщи палеогена были активно размывы и началось осадконакопление в других более северных частях окраины. В этот момент началось раскрытие Северного Ледовитого океана и произошла переориентация оси спрединга Северной Атлантики на перпендикулярное, что находит отражение в положении магнитных аномалий на дне океана. Начался новый четвертый этап рифтогенеза - растяжение и образование океанического дна между Гренландией и Шпицбергенем [11].

После этого Баренцевоморская плита была практически полностью осушена и в раннеплейстоценовое время начался активный размыв и разрушение поднятий. В это же время начались эпохи оледенения и величина ледниковых покровов могла быть сопоставимой с современной величиной Гренландского ледяного щита (1500 км [12]). Постоянное изменение размеров ледников, связанное с четырьмя эпохами оледенения, привело к активной гляциоэрозии и практически полной денудации поверхности. Величина эрозии оценивается разными исследователями при помощи различных косвенных методов до 1 км, иногда до 2 км [10].

Таким образом, в результате проведенной реконструкции выделено и восстановлено три фазы реактивации рифтовых систем и определены по крайней мере две фазы перестройки континентальной окраины в кайнозой. Результаты исследования могут быть привлечены для определения положения и развития структур, перспективных на месторождения УВ.

Список литературы:

1. Blystad P., Brekke H., Færseth R.B., Larsen B.T., Skogseid J., Tørudbakken B. 1995. Structural elements of the Norwegian continental shelf. Part II: The Norwegian Sea Region. NPD-Bulletin No 8, Norwegian Petroleum Directorate, Stavanger.
2. Dore A.G. Synoptic paleogeography of the Northeast Atlantic Seaway: late Permian to Cretaceous. from PARNELL, J. (ed.), 1992, Basins on the Atlantic Seaboard: Petroleum Geology, Sedimentology and Basin Evolution. Geological Society Special Publication No 62.
3. Dore A.G., Lundin E.R., Kuszniir N.J., Pascal C. Potential mechanisms for the genesis of Cenozoic domal structures on the NE Atlantic margin: pros, cons and some new ideas Geological Society, London, Special Publications, 306, 2008.
4. Faleide, J.I., Gudlaugsson S.T., Jacquart G., 1984. Evolution of the western Barents Sea. Marine and Petroleum Geology 1.
5. Gernigon, L., Brönnner M., Roberts D., Olesen O., Nasuti A., and Yamasaki T. (2014), Crustal and basin evolution of the southwestern Barents Sea: From Caledonian orogeny to continental breakup, American Geophysical Union Tectonics, 33.
6. Mosar J., Torsvik T.H. 2002. Opening of the Norwegian and Greenland Seas: Plate tectonics in Mid Norway since the Late Permian. Geological Survey of Norway.
7. Seton M., Müller R.D., Zahirovic S., Gaina C., Torsvik T., Shephard G., Talsma A., Gurnis M., Turner M., Maus S., Chandler M. Global continental and ocean basin reconstructions since 200 Ma. Earth-Science Reviews 113 (2012).
8. Torsvik T.H., Carlos D., Mosar J., Cocks L.R.M., Malme, T., 2002. Global reconstructions and North Atlantic palaeogeography 400 Ma to Recent. In: Eide, E.A. BATLAS – Mid Norway plate reconstructions atlas with global and Atlantic perspectives. Geological Survey of Norway.
9. Torsvik T.H., Cocks L.R.M., 2005. Norway in space and time: A Centennial Cavalcade. Norwegian Journal of Geology, 85.
10. Vorren T.O., Richardsen G., Knutsen S.-M., Henriksen E., 1991. Cenozoic erosion and sedimentation in the western Barents Sea. Marine and Petroleum Geology 8.



11. Соколов С.Ю., Абрамова А.С., Мороз Е.А., Зарайская Ю.А. Амплитуды дизъюнктивных нарушений флангов хребта Книповича (Северная Атлантика) как индикатор современной геодинамики региона // Геодинамика и тектонофизика. 2017. Т. 8. № 4.

12. Scambos Ted, Julienne Stroeve, Lora Koenig. Greenland Ice Sheet Today . National Snow and Ice Data Center. 2017.



**Paleotectonic reconstruction of the Western part of the Barents sea plate**  
**Obukhova M.A. Karasev P.S., Enson K.V., Nadezhkin D.V., Koloskov V.N.**  
*LUKOIL-Engineering Ltd.*

The history of the Western part of the Barents sea plate was a complex multi-stage process which was influenced by the active processes taking place in the opening of the Atlantic and Arctic oceans. In the sedimentary cover of the Barents sea plate is divided into several tectono-stratigraphic complexes of the Paleozoic carbonate, Triassic-Jurassic terrigenous, Cretaceous terrigenous, complex of the Cenozoic fill of the continental margins, the Quaternary glacial-marine. The complexes are separated by surfaces of regional unconformities, which correspond to periods of active destruction, or individual high and elevations, or areal erosion. The most of fields are confined to uplifts and blocks of tectonic zones located along the complexly constructed margins of the North Atlantic ocean.

Paleotectonic reconstruction of the development of such a complex region is necessary to determine the time of formation of hydrocarbon traps, the laying of large fault systems and clarify the number of phases of their activation. In tectonic-stratigraphic complexes are allocated oil and gas source rocks are suppliers of hydrocarbons for numerous fields in the region. For example, such a layer is an analogue of the Bazhenov formation – Hekkingen formation, which is a layer of black clays with a high content of organic matter. The formation is widespread almost everywhere and, following the bends of the current position of the Foundation relief, the depth of its occurrence varies from 500 m to 3500 m (according to well data) and up to 5-6 km according to seismic data. The position of this strata in the section and the change in time is an important element in the creation of a model of hydrocarbon systems. As a result of reconstruction, three phases of reactivation of rift systems were identified and restored, the phases of restructuring of the continental margin in the Cenozoic were determined. The features necessary for the formation of tectonically shielded traps are also highlighted.

*Сейсмогеологическая модель палеозойско-мезозойских отложений акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D*

**Бородкин Владимир Николаевич<sup>1,2</sup>, Курчиков Аркадий Романович<sup>2</sup>, Лукашов Андрей Викторович<sup>3</sup>, Недосекин Антон Сергеевич<sup>3</sup>, Смирнов Олег Аркадьевич<sup>3</sup>, Погребский Александр Владимирович<sup>4</sup>, Стрекалов Алексей Яковлевич<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> Тюменский индустриальный университет

<sup>2</sup> Западно-Сибирский филиал института нефтяной геологии и геофизики СО РАН

<sup>3</sup> ООО «ИНГЕОСЕРВИС»

<sup>4</sup> ООО «Газпром геологоразведка»

Район исследований находится в центральной части континентального шельфа Карского моря. В тектоническом отношении расположен в северной части Русановско-Скуратовского свода, с востока граничит с Чекинской, с запада Ноябрьской впадинами.

С точки зрения нефтегазоносности входит в состав Южно-Карской нефтегазоносной области (НГО), в пределах которой в меловых отложениях открыты Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения. В разрезе НГО, по аналогии с северными районами Западной Сибири, выделяются палеозойский, триасовый, ниже-среднеюрский, верхнеюрский, ачимовский, неокомский и апт-альб-сеноманский субрегиональные нефтегазоносные комплексы (НГК).

По каждому НГК на базе сейсморазведки 3D представлены сейсмогеологические модели, выделены перспективные объекты, намечен оптимальный объем геологоразведочных работ (ГРР).

**Палеозойский НГК** по своему строению и генезису полифациален и гетерогенен, с кровлей комплекса связан отражающий горизонт (ОГ)-ОГА. Перспективы нефтегазоносности кровельной части комплекса связаны с зонами регионального стратиграфического и углового несогласия на границе доюрского НГК – осадочного чехла. На структурной карте по ОГА выделено три объекта: Русановское 1 (центральный купол), Русановское 1 (южный купол) и Западно-Русановское 2.

**Триасовый НГК** в кровле ограничен ОГ<sub>1а</sub>, в подошве ОГА, на карте отклонений стандартных амплитуд ОВ<sub>1а</sub> выделяются зоны с максимальными значениями параметра. На временных разрезах эти участки соответствуют высокоамплитудным характеристикам разреза.

Эти области в сочетании с другими благоприятными факторами были идентифицированы как ловушки углеводородов (УВ) литологического типа. Результаты АВО-анализа подтвердили перспективность выделенных объектов. По динамическим и кинематическими характеристикам отложений закартированы Русаковское 1 и Западно-Русаковское 2 объекты.

Юрские образования слагают крупный сейсмокомплекс, заключенный между ОГ<sub>1а</sub> и ОГ<sub>Б</sub>. В составе сейсмокомплекса выделяются региональные сейсмические горизонты групп Т (ОГ<sub>Т4</sub>, Т<sub>2</sub> и Т), позволяющие разбить его на подкомплексы.

**Нижнеюрский подкомплекс** в кровле ограничен ОГ<sub>Т4</sub>, в подошве ОГ<sub>1а</sub>, перспективы его связаны с ловушками структурно-стратиграфического типа, образованными выклиниванием нижних горизонтов к выступам палеозойского основания. По кровли подкомплекса (ОГ<sub>Т4</sub>) оконтурено две ловушки структурного типа: Северо-Русановское

локальное поднятие (л.п.) и Северный купол Русановского 1 л.п. Следует отметить наличие по кровле подкомплекса инверсионных кольцевых структур (ИКС), на геологической природе которых остановимся ниже. Они прослеживаются и по кровле триасового НГК.

**Среднеюрский подкомплекс** в кровле ограничен преимущественно песчаниками малышевской свиты (ОГТ), в подошве песчаными отложениями вимской свиты (ОГТ<sub>2</sub>), также в состав подкомплекса входит верхняя часть интервала между ОГТ<sub>2</sub>-Т<sub>4</sub>. Седиментация отложений происходила преимущественно в морских обстановках, сочетающихся с прибрежными равнинами временами заливавшихся морем [Курчиков и др., 2015]. Последнее обстоятельство на карте сейсмофации подтверждается наличием палеорусл северо-восточно-юго-западного направления. По кровле среднеюрских отложений (ОГТ) оконтурено две ловушки структурного типа: Северо-Русановское л.п. и Северный купол Русановского 1 л.п.

В разрезе **верхнеюрского НГК** (ОГТ-Б) в пределах района исследований ожидается развитие отложений нурминской свиты [Кулахметов и др., 1994]. На расположенном южнее Ленинградском лицензионном участке (ЛУ) на временных сейсмических разрезах в волновой картине отмечается расщепление положительной фазы нижнее ОГБ, что может быть связано с появлением песчаного материала в разрезе нурминской свиты [Оценка перспектив..., 2018]. На карте градиентов ОГБ выделяется три «трубки взрыва», приводящих к разрушению сплошности пород. Наиболее четкая и крупная в диаметре расположена между Русановским и Ленинградским месторождениями (рис. 1; в диаметре 46 км).

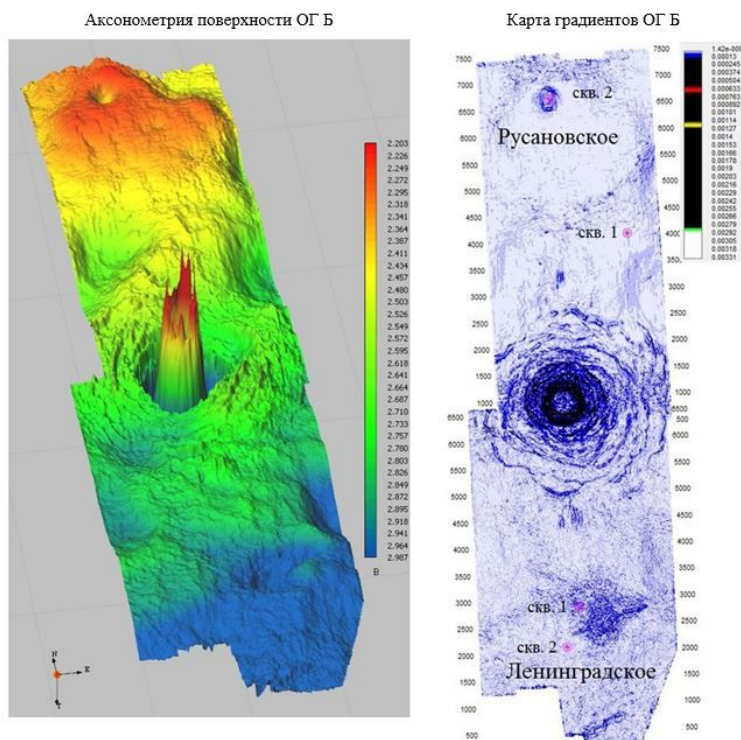


Рис. 1. Особенности волновой картины на Русановско-Ленинградском участке работ

○ 1 – пробуренные поисковые скважины

Характеристика геологической модели **ачимовского НГК** приводилась нами ранее в работе [Бородкин и др., 2015]. По результатам сейсмических исследований, выполненных в

пределах Белоостровского, Нярмейского и Скуратовского ЛУ [Оценка перспектив..., 2018; Сейсмогеол. модель..., 2018], расположенных восточнее района исследований, было установлено, что наряду с основным восточным источником сноса терригенного материала, формирующий клиноформный разрез (клиноформы западного падения), существовали западный (о. Новая Земля) и северный (Северо-Сибирский порог), способствующих формированию клиноформ восточного и южного наклона. Внутри ачимовского НГК (ОГБ-В<sub>4</sub>) выполнена корреляция клиноформ ОГВ<sub>4</sub>, В<sub>5</sub>, которые формировались различными источниками сноса. По горизонту ОГВ<sub>5</sub> выделены две локальные аномалии типа «яркое пятно», перспективность которых подтверждается по результатам AVO-анализа.

**Неокомский НГК (ОГВ<sub>0</sub>-В<sub>3</sub>)** по результатам выполненных сейсморазведочных работ и палеогеографических реконструкций в поздеготерив-раннеаптское время характеризуется замыканием седиментационного бассейна в акватории Карского моря [Уточнение границ..., 2015].

В интервале ОГВ<sub>0</sub>, В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub> выделяются области повышенных амплитуд в зоне ИКС в районе скв.2 Русановской площади (рис. 2).

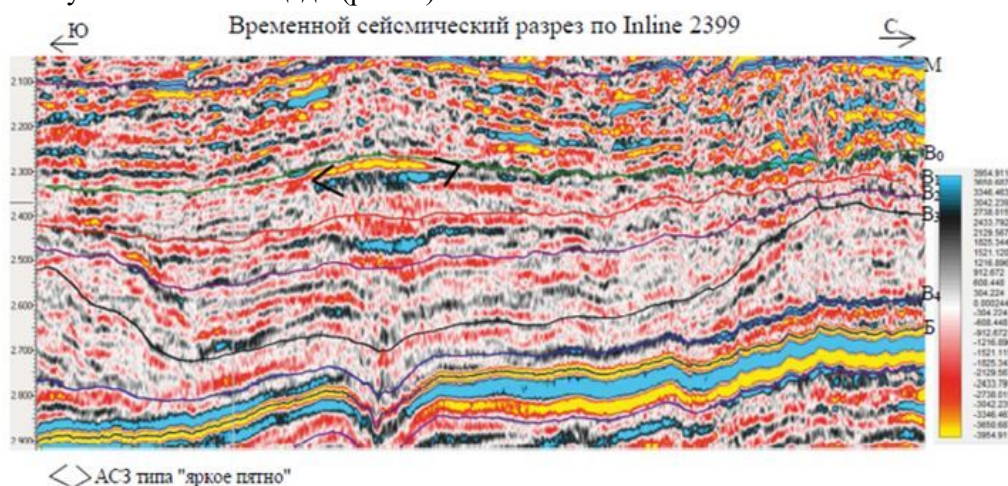


Рис. 2. Комплексное обоснование перспектив газоносности отложений в кровле неокома. Интервал ОГ В<sub>0</sub>

В разрезе **апт-альб-сеноманского НГК (ОГМ-Г)** в пластах группы ТП, ХМ<sub>8-9</sub>, ХМ<sub>6-7</sub> и ПК выделена серия структурных ловушек, осложнённых литологическими и тектоническими экранами, выявлены аномалии «типа залежь», в пластах группы ПК<sub>1-3</sub> русловые фации.

ИКС на временных сейсмических разрезах по неокомским ОГ это положительные структуры, а по юрским (ОГБ нижнезалегающие) горизонтам они трансформируются в прогибы (см. рис. 2). В опубликованной работе [Характеристика..., 2017] нами формирование ИКС объяснялось наличием зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД), сказывающихся на скоростных характеристиках сейсмических волн. ИКС проявляются на границе юрских и нижнемеловых отложений, т.е., в зоне регионального флюидоупора. Именно в зоне региональных покрывок, за счет вертикальной глубокой миграции флюидов формировались АВПД, приводящие к образованию «трубок взрыва», разрушено сплошности пород (рис.1). Данные процессы в том или иной форме затрагивают и поверхностные слои Земли. В частности, в пределах акватории Баренцева моря признаки активной вертикальной миграции газа проявляются на дне моря в виде покмарков [Характеристика..., 2018].

По-видимому, аналогичную природу имеют «трубки взрыва» в четвертичных отложениях полуострова Ямал. Отличие заключается в том, что первые формировались за счет потока глубинных газов, вторые за счет газогидратов, хотя последнее также является следствием процессов глубиной дегазации Земли.

По результатам выполненных исследований предлагается бурением четырех поисково-оценочных скважин (№ 3, 4, 5, 6) на пласты группы ТП, первые две решают задачу доразведки выявленных залежей УВ. Две скважины заложены в зоне ИКС.

### **Список литературы**

*Курчиков А.Р., Бородкин В.Н.* Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2015, 140с.

*Кулахметов Н.Х., Кислухин В.И., Зенинберг П.Я.* Литолого-фациальное районирование верхней юры севера Западной Сибири как основы оценки перспектив нефтегазоносности // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. - М. «Наука», 1994, с. 59-73.

Оценка перспектив нефтегазоносности Ленинградского лицензионного участка акватории Карского моря на базе сейсморазведки МОГТ-3D / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов и [др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2018, №2.

*Бородкин В.Н., Курчиков А.Р.* Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2015, 300 с.

Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов и [др.] // Геология нефти и газа, 2018, №1.

Сейсмогеологическая модель палеозойско-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков Акватории Карского моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D/ В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов и [др.] // Геология нефти и газа, 2018, №3.

Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, [и др.]. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М. : ВНИИОЭНГ, 2015, №11, с.14-24.

Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири, как критерия нефтегазоносности / В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов и [др.] // Геология нефти и газа, 2017, №3, с.69-73.

Характеристика геологического строения и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D/ В.Н. Бородкин, А.Р. Курчиков, А.С. Недосекин, А.В. Лукашов и [др.] // Геология нефти и газа, 2018, №2.

### **Аннотация**

В статье приводится краткая тектоническая приуроченность района исследований, нефтегеологическая характеристика с выделением нефтегазоносных комплексов (НГК).

По каждому НГК на базе сейсморазведки 3Д представлены сейсмогеологические модели, выделены перспективные объекты, намечен оптимальный объем геологоразведочных работ.

**Ключевые слова:** Акватория Карского моря, нефтегазоносная область, нефтегазоносный комплекс, перспективный объект, отражающий горизонт, инверсионная кольцевая структура, «трубка взрыва», покмарк.

## **Seismological model of paleozoic-mesozoic sediments of the aquatoria of the Kara sea according to 3d seismic exploration data**

**Borodkin Vladimir Nikolayevich, Kurchikov Arkadiy Romanovich, Lukashov Andrey Viktorovich, Nedosekin Anton Sergeyeovich, Smirnov Oleg Arkadyevich, Pogretskiy Aleksandr Vladimirovich, Strekalov Aleksey Yakovlevich**

Tectonic and structural framework of the study area located within the South Kara syncline is represented by an asymmetric closed I-order structure complicated by a series of depression and swells interspersed with saddles.

In terms of petroleum potential, the region is a part of South-Kara basin whose section comprises Paleozoic, Triassic, Lower-Middle Jurassic, Upper Jurassic, Achimov and Aptian-Albian-Cenomanian oil-and-gas bearing complexes.

Based on the 3D seismic survey data, seismic models are built for each of the complexes, with identified areas prospective for oil and gas.

The research focuses on fluid dynamic model of the formation of hydrocarbon (HC) accumulations which is characterized by appearance of anti-forms as inverse ring structure (IRS).

We explain the formation of IRS by the presence of zones of anomalously high formation pressures (AHFP), affecting seismic waves velocity characteristics; which is why "pseudo-structures" would be more appropriate term for such objects.

IRSs are most explicitly observed in the Jurassic-Lower Cretaceous boundary sediments often interpreted as a regional seal. Given that the AHFP zones tended to form, specifically, in the area of regional seals due to the processes of deep migration of fluids (including hydrocarbons) through disjunctive dislocations, which leads to the formation of "breccia pipes" (explosive phase) subsequently interrupting continuous blanket of the overlying deposits.

"Breccia pipes" are also well-identified at the top of Neocomian (reflector M) and Cenomanian (reflector G) deposits, and judging from the wave pattern imaged in seismic sections, these processes should affect the surface layers as well.

In particular, the processes of active vertical migration of gas transpire in the sea floor facies as pockmarks within the Barents sea offshore area, whereas in Quaternary deposits of the Yamal Peninsula (the Bovanenkovo gas field area) these are evidenced by "breccia pipes" ~200 mm in diameter. Note that the obtained materials were primarily intended to serve the purpose of petroleum potential evaluation, however they also should also be taken into account during the construction of industrial facilities in permafrost and offshore drilling platforms.



*Секвенс-стратиграфическое расчленение разреза в условиях неоднозначностей стратиграфических разбивок по данным ГИС (на примере юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири)*

**Балдин Виктор Аркадьевич, Мунасыпов Наиль Зуфарович, Шарафутдинов Тимур Рамилович**

*ООО НПЦ «Геостра», АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа*

В докладе рассматривается специфика стратиграфической характеристики юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири, которая заключается в том, что стратиграфическая информация группируется в составе двух самостоятельных стратиграфических схем крупных регионов: Западной и Восточной Сибири. Дается краткая характеристика основных геолого-геофизических методов стратиграфического расчленения разреза, приведено их сегодняшнее состояние. Акцентируется внимание, что двумя основными каналами получения информации о строении нефтегазоносных бассейнов, в том числе стратиграфическом расчленении разрезов, являются сейсморазведка МОГТ и бурение. При этом информационную основу буровых данных составляет, главным образом, интерпретация комплекса методов ГИС.

Обосновано, что в условиях трехмерности иерархизированных седиментационных тел и литолого-фациальной изменчивости отложений по латерали, литолого-стратиграфические одномерные колонки по комплексу методов ГИС дают чрезвычайно упрощенную аппроксимацию реальных разрезов, вплоть до ложных представлений о геологическом строении. Излагается новый подход к стратиграфическому расчленению, основанный на комплексной интерпретации сейсморазведки МОГТ, ГИС и керна скважин с позиций секвенс-стратиграфии. Секвенс-стратиграфия позволяет определять относительный возраст седиментационных тел различного уровня с высокой детальностью (до сотен и десятков тысяч лет), недоступной другим методам определения геологического возраста, с привязкой к единой стратиграфической шкале. По секвенс-стратиграфическим данным выделяются хроностратиграфические единицы разного масштаба - от комплексов (систем, отделов), ограниченных несогласиями, до отдельных горизонтов, пачек, слоев, ограниченных синхронными границами.

На северо-востоке Западной Сибири стратиграфическое расчленение на свиты по литологически однородным отложениям или представляющим собой чередование определенных типов пород традиционно выполняется по результатам интерпретации данных ГИС, дополняемых в редких случаях результатами изучения литологии и биостратонов керна материала. Опорные разрезы с наиболее полным стратиграфическим объемом, детально изученные всеми доступными методами стратиграфии (геохронологии), отсутствуют. В большей части интервалов разреза всех скважин выделение свит базируется только на результатах интерпретации ГИС. Анализ посвитной стратификации юрско-меловых отложений и результаты секвенс-стратиграфических исследований по комплексу сейсморазведки МОГТ, бурения и ГИС на северо-востоке Западной Сибири убедительно показывают, что при стратиграфическом посвитном расчленении юрско-меловых комплексов в вариантах интерпретации различных авторов присутствуют разнообразие альтернативных названий свит, особенностей расчленения, неоднозначности в географическом расположении и определении границ свит, выделении диапазонов свит в

геологическом разрезе скважин по глубине и привязке к общей стратиграфической (геохронологической) шкале.

В условиях значительных кон- и постседиментационных тектонических перестроек юрско-мелового разреза, литолого-фациальной изменчивости отложений по латерали, различных сочетаний трехмерных геологических тел и литотипов пород в геологическом разрезе, даже результаты интерпретации опорной скважины с наиболее полным комплексом ГИС, дополненными результатами изучения керна, на региональном уровне не могут служить эталоном для всех остальных разрезов скважин, исследованных с помощью каротажа. Поэтому выделение общих комплексов или слоев пород путем сравнения каротажных данных по малочисленным скважинам, удаленных друг от друга на большие расстояния, вызывает значительные затруднения [1 -3].

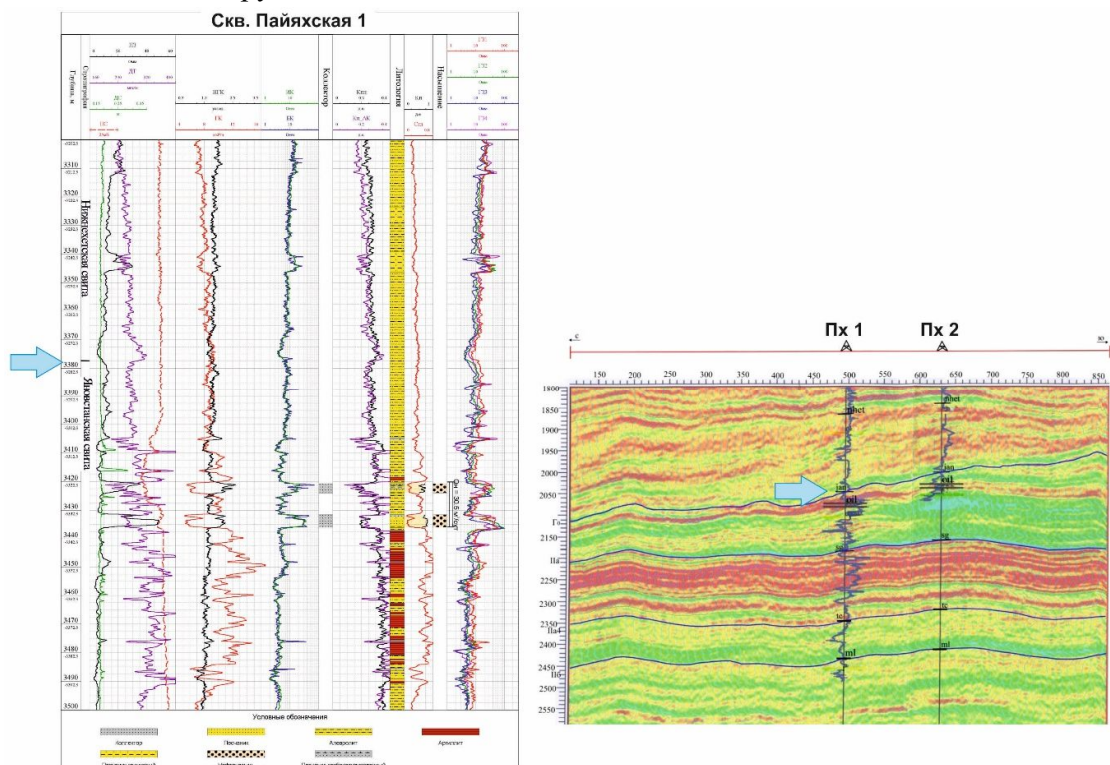
Для северо-востока Западной Сибири на многочисленных примерах по месторождениям (Сузунское, Горчинское, Пайяхское и др.) и разбуренным нефтегазоперспективным площадям (Верхне-Кубинская, Кубалахская и др.) показано, что не стоит полагаться на 100% достоверность скважинной геологической информации. При стратиграфическом расчленении в скважинах на основе одних и тех же данных ГИС и редких образцов керна в вариантах разбивок разных авторов имеют место большие неоднозначности, достигающие многих сотен метров (табл. 1, рис.1).

скважина	Пайяхская 1								
	автор НЕНГРЭ (Кяргин Ю.В., 1990г.)	РИЦ (Куликов Д.П., 1991г.)	СНИИГГиМС С (Исаев А.В., 2000г.)	КНИИГиМС (Кузнецов Л.Л., 2001г.)	ФГУП «ВСЕГЕИ» (Ларичев А.И., 2007г.)	СНИИГГиМС (Девятов В.П., 2012 г.)	ИНГТ СО РАН (Ершов С.В., 2014 г.)	СНИИГГиМС (Девятов В.П., 2015 г.)	Геостра+Геосейс, 2015г.
а.р (м)	Глубина забоя - 4207 м								
стратиграф. подразделение	интервал	интервал			интервал	интервал	интервал	интервал	интервал
Q (Четвергичная система)	0-124	0-75		0-124	0-124				
K2tn (Танамская свита)	124-199	75-199		124-199	124-199	75-199			124-199
K2ms (Мессояхская свита)						199-299			
K2sl (Салпадаяхинская)	199-348	199-299		199-298	199-298				199-298
K2ns (Насоновская свита)	348-842	299-857		298-857	298-842	299-857			298-857
K2dr (Дорожковская свита)	842-928	857-917		857-917	842-917	857-917	842-917	855-917	857-915
K1-2dl (Долганская свита)	928-1306	917-1308		917-1306	917-1308	917-1308	917-1308	917-1309	915-1306
K1jak (Яковлевская свита)	1306-1703	1308-1697		1306-1703	1308-1703	1308-1697	1308-1703	1309-1703	1306-1697
K1mch (Малюхетская свита)	1703-2165	1697-1980		1703-2080	1703-2080	1697-1980	1703-1979	1703-2080	1697-2080
Носковская (Кошайская) пачка									1989
K1sd (Суходудинская свита)	2165-3100	1980-2551		2080-3017	2080-3373	1980-2936		2080-3017	2080-3017
K1nch (Нижнехетская свита)	3100-3480	2551-3805	2945-3450	3017-3436	3373-3454	2936-3438		3017-3425	3017-3378
K1bk (Байсаловская свита)							1979-2551		
K1sh (Шуратовская свита)							2551-3490		
J2-K1gl (Гольчихинская свита)	3480-4158	3805-4158		3436-4158		3438-4166 (бажен)	3490-4165	3425-4160	
J3-K1jan (Яновстановская)			3450-3595						3378-3491
J3sg (Сиговская свита)			3595-3800						3491-4029
J2-3tē (Точинская свита)			3800-4158						4029-4158
J2ml (Мальневская свита)	4158-	4158-	4158-	4158-4207		4166-	4165-	4160-	4158-4207

Таблица 1. Неоднозначности стратиграфических разбивок в скважине Пайяхская-1

В таблице 1 первые 8 вариантов разбивок – по данным ГИС и литологии керна, последний вариант (Геостра+Геосейс, 2015) – по результатам секвенс-стратиграфической интерпретации МОГТ, бурения и ГИС. Из всех девяти вариантов стратиграфических

разбивок в скв. Пх-1 не находится даже двух, где бы совпадали границы и интервалы выделения нижнехетской (шуратовской) и яновстанской (гольчихинской) свит, расхождения достигают до 400-800 м. Нефтеносные пласты, залегающие на глубине 3420-3436 м, большинство исследователей по результатам интерпретации ГИС относят к нижнехетской свите (группа Нх) неокомского клиноформного комплекса, хотя результаты секвенс-стратиграфической интерпретации достаточно убедительно показывают (рис. 1), что эти пласты находятся в другом, титон-берриасовом комплексе (яновстанская свита) и должны выделяться как пласты группы Ян.



*Рисунок 7. Уточнение стратиграфических разбивок границы нижнехетской-яновстанской свит в скважине Пайяхская-1 по комплексу МОГТ, бурения и ГИС на принципах секвенс-стратиграфии*

Анализ посвитной стратификации юрско-меловых отложений и результаты секвенс-стратиграфических исследований по комплексу сейсморазведки МОГТ, бурения и ГИС на северо-востоке Западной Сибири убедительно показывают, что при стратиграфическом посвитном расчленении юрско-меловых комплексов в вариантах интерпретации различных авторов присутствуют разнообразие альтернативных названий свит, особенностей расчленения, неоднозначности в географическом расположении и определении границ свит, выделении диапазонов свит в геологическом разрезе скважин по глубине и привязке к общей стратиграфической (геохронологической) шкале.

Изучение особенностей геологического строения по сопоставлению разрезов нескольких скважин на основе приемов интерполяции очень часто является причиной ошибок, особенно значительных в условиях клиноформного строения неокомского разреза Западной Сибири. Возможны ошибочные выводы как по литолого-стратиграфическому расчленению разреза, так и по выделению флюидосодержащих коллекторов, оценкам различных петрофизических характеристик.

Выполненными в последнее время на северо-востоке Западной Сибири научно-тематическими исследованиями с позиций секвенс-стратиграфии в юрском интервале разреза закартированы 7 крупных седиментационных комплексов (нижняя юра-3; средняя юра-2; верхняя юра-2) с четкой региональной цикличностью, выраженной в чередовании трансгрессивных глинистых пачек и свит и песчано-алевритовых регрессивных свит и толщ. Впервые в региональном плане детализировано строение этих комплексов, включая участки их выклинивания на бортах бассейна.

Неокомский клиноформный мегакомплекс, основная нефтегазоносная толща на севере Западной Сибири, изучался более детально. Для нижнемеловых комплексов проводилось детальное хроностратиграфическое расчленение геологического разреза, включая разработку стратиграфической схемы неокома в объемном варианте, учитывающей клиноформное строение и фациальную изменчивость отложений. В неокомском (валанжин-готеривском) интервале разреза выполнено объемное картирование 8 региональных клиноформ (ССК), которые прослежены с Гыдана на Таймыр и увязаны с клиноформами неокомского мегакомплекса из центральных районов Западной Сибири. Особенности внутреннего строения региональных клиноформ изучались с выделением в каждой из них 2-3 зональных клиноформных тел, определением системных трактов трансгрессивно-регрессивных циклов седиментации.

Следует отметить, что надежное секвенс-стратиграфическое расчленение разреза на детальном уровне требует объемного картирования всех отражающих горизонтов в изучаемом интервале разреза (с акцентированием внимания на прекращения прослеживаемости горизонтов), а не только сейсмических реперов и отдельных отражений от целевых нефтегазоперспективных интервалов, как это было принято у сейсморазведчиков ранее.

Выполненные региональные исследования с позиций секвенс-стратиграфии позволяют высоко оценить ресурсный потенциал слабо изученных в геологическом отношении территорий северо-востока Западной Сибири (на Гыдане и в западной части Таймыра). Использование секвенс-стратиграфического метода особенно эффективно при корреляции разнофациальных толщ, а также разрезов, удаленных друг от друга на большие расстояния. Секвенс-стратиграфия позволяет определять относительный возраст седиментационных тел различного уровня с высокой детальностью (до сотен и десятков тысяч лет), недоступной другим методам определения геологического возраста, с привязкой к единой стратиграфической шкале. Секвенс-стратиграфические исследования несут новую геологическую информацию, позволяющую существенно уточнить модели бассейнов осадконакопления и залежей УВ [1-5].

Наблюдаемые в России по настоящее время узкая специализация, разобщенность специалистов, необходимость осваивать специалистами в равной мере законы, приемы и возможности геологических и геофизических дисциплин, отсутствие систематического обучения основам сейсмостратиграфии/секвенс-стратиграфии, преодоление устаревших взглядов и отживших геологических концепций, увеличение трудозатрат при секвенс-стратиграфической интерпретации по сравнению с традиционной сейсморазведкой без соответствующего финансирования, продолжающееся сокращение сроков сдачи геологических отчетов заказчикам - все это ограничивает возможности широкого внедрения секвенс-стратиграфии в производственный геологоразведочный процесс. Преодоление этих трудностей требует значительных и длительных усилий.

### **Литература:**

1. Балдин В.А. Возможности сейсмостратиграфии для уточнения данных бурения // В сб.-тезисы докладов VII-ой международной научно-практической конференции EAGE «Геомодель-2005», Геленджик, 11-22 сентября 2005г.
2. Балдин В.А. Проблемные аспекты сейсмостратиграфии/секвенс –стратиграфии в начале XXI века.// В сб.-тезисы докладов VIII –ой международной научно-практической конференции EAGE «Геомодель-2006», Геленджик, 11-22 сентября 2006г.
3. Балдин В.А. О влиянии ошибок бурения на эффективность геологоразведочных работ.// IV международная научно-практическая конференция для геологов и геофизиков (тез.докл.). Калининград, 2014
4. Балдин В.А., Игошкин В.П., Мунасыпов Н.З. Перспективы нефтегазоносности Центрально-Арктического региона. // VI-ая международная научно-практическая конференция «ГеоКрым-2016: Нефтегазовая геология и геофизика». (тез. докл.). Алушта, 2016
5. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 59–74

**Sequence-stratigraphic breakdown of the section in the context of ambiguity of stratigraphic breakdowns according to log data (for example, the Jurassic-Cretaceous sediments of the north-east of Western Siberia)**

**Baldin Victor Arkadyevich, Munasyrov Nail Zufarovich, Sharafutdinov Timur Ramilevich**

*SPC Geostra ltd, JSC Bashneftegeofizika, Ufa*

The report discusses the specificity of the stratigraphic characteristics of the Jurassic-Cretaceous deposits of the northeast of Western Siberia, which is that the stratigraphic information is grouped into two independent stratigraphic schemes of large regions: Western and Eastern Siberia. A brief description of the main geological and geophysical methods of stratigraphic dissection of the section is given, their current state is given. Attention is drawn to the fact that the two main channels for obtaining information on the structure of oil and gas basins, including the stratigraphic dismemberment of sections, are seismic CDP and drilling. In this case, the information basis of the drilling data is mainly composed of the interpretation of a complex of logging. Currently, stratigraphic breakdowns based on a comprehensive interpretation of logging with the selection of local stratigraphic subdivisions - suites remain the main method of stratigraphic dismemberment. On numerous examples (Payakhskaya, Upper Cuban, Kubalakhskaya and other areas), the ambiguity of the initiating stratigraphic breakdowns according to log data in the interpretations of various authors, reaching several hundred meters, is shown. The study of regional features of the geological structure by comparing sections of wells of various areas based on interpolation techniques of log data is very often the cause of stratigraphic errors, especially significant in the clinoform structure of the Neocomian section of Western Siberia. It has been substantiated that in the conditions of three-dimensional hierarchical sedimentation bodies and lithologic-facial variability of sediments laterally, lithologic-stratigraphic one-dimensional columns using a complex of logging provide an extremely simplified approximation of real sections, down to false representations of geological structure. A new approach to stratigraphic dismemberment is presented, based on the integrated interpretation of seismic surveys of CDP, logging and well cores from the standpoint of sequence stratigraphy.

## *Опыт сейсмогравитационного моделирования в разных физико-геологических ситуациях*

**Лыгин И.В.<sup>1</sup>, Соколова Т.Б.<sup>1</sup>, Широкова Т.П.<sup>1</sup>, Золотая Л.А.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет*

### **Введение**

Сейсмоплотностное или сейсмогравитационное моделирование является основой интерпретации аномалий поля силы тяжести при изучении осадочных разрезов. В общем случае, типичные для таких геологических структур субгоризонтальные границы раздела, безусловно, неблагоприятны для метода. Существенно меняет дело и позволяет получать практически важные результаты интегрированная интерпретация сейсморазведки и гравиразведки, в рамках которой ставится задача заполнения сейсмического структурного каркаса плотностными параметрами. Инициатором подхода следует считать Г.А. Гамбурцева, который в 40-х гг. прошлого века провел интерпретацию гравитационной аномалии вдоль сейсмического профиля ГСЗ на основе связи между скоростью сейсмических волн и плотностью. Особенности метода и история его развития подробно рассмотрены в работе Романюк [Романюк Т.В., 2012].

Несмотря на то, что изменение петрофизических свойств, в том числе и плотности, в осадочных разрезах непрерывно, наиболее распространенной формой аппроксимации плотностного разреза до последнего времени являлась слоисто-блоковая, при которой детальность разделения на блоки обеспечивает требуемую точность подбора. Плотность в пределах элементарного блока подбиралась постоянной, а изменение плотности на границе блоков предполагалось скачкообразным. Это позволяет в процессе подбора использовать классические схемы решения прямой задачи, опирающиеся на прямую или обратную задачи для замкнутых элементарных тел. Примеров таких можно привести множество – от реконструкции региональных геотектонических разрезов [Булычев, 2013; Лыгин, 2011] до подбора плотностных неоднородностей верхней части осадочных отложений [Модин и др., 2014].

Особенности современного этапа сейсмоплотностного моделирования обусловлены значительным развитием обоих геофизических методов:

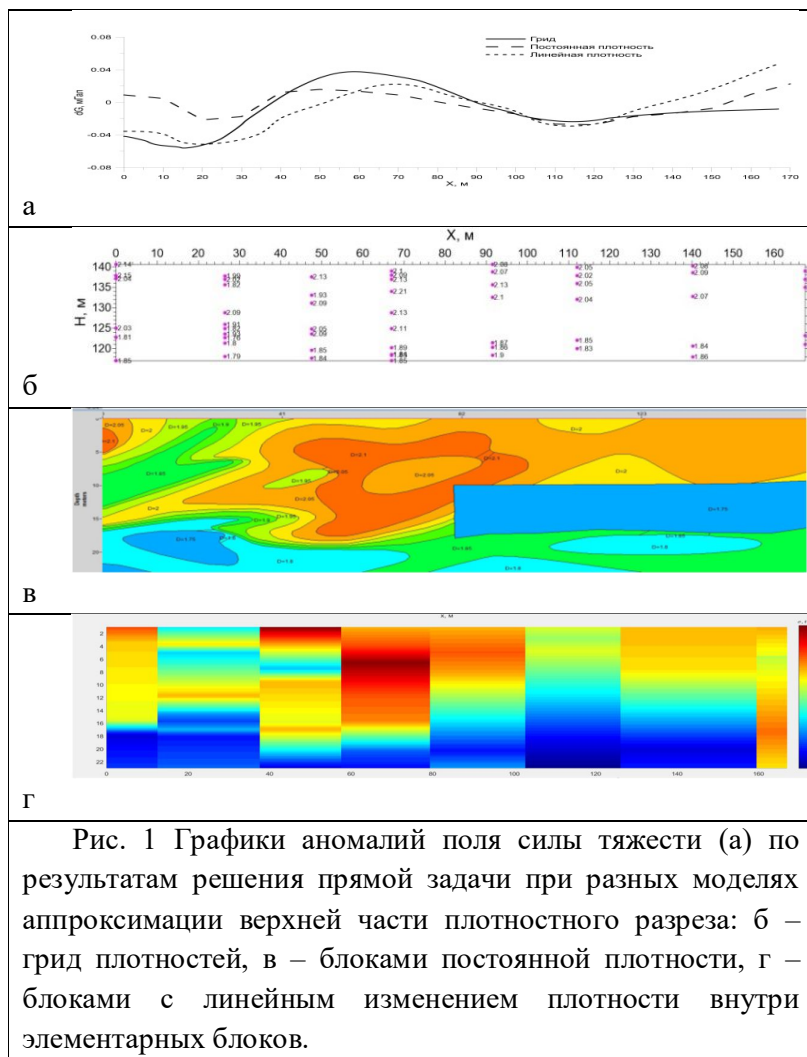
- увеличением точности гравиметрии до микрогального уровня (вместо 0.2-0.3 мГал) и сопутствующим увеличением детальности съемок;
- повышением качества сейсмических материалов на всех стадиях реализации метода от регистрации до обработки и интерпретации волновых полей; увеличением роли и доли 3Д съемок в общем объеме сейсморазведочных работ.

В итоге, при изучении слоистых сред все чаще возникает необходимость использования при интерпретации разрезов с непрерывным изменением плотности и по латерали, и по вертикали. Это осуществимо только при обеспечении высоких требований к детальности и представительности данных о плотности. На практике, в зависимости от типа источников априорных сведений о плотности и их детальности, неизбежно реализуется разнообразие подходов к созданию исходной плотностной модели (модели нулевого приближения). Собственно, об этом и пойдет речь.

### **Данные и методы.**



В докладе приведены примеры интерпретации комплексных геофизических данных



выполненной с применением методики двухмерного и трехмерного сейсмоплотностного моделирования. Примеры иллюстрируют различные подходы к выбору исходной плотностной модели (модели нулевого приближения) в зависимости от степени изученности и физико-геологических особенностей строения изучаемых геологических сред.

### Результаты. Конкретные примеры сейсмогравитационного моделирования

Ключевым моментом интерпретации, как уже это упомянуто выше, является создание исходной плотностной модели и определения параметров закона изменения плотности. Источником базовой информации о плотности могут являться результаты

денситометрии образцов с поверхности или керна скважин, данные плотностного  $\gamma\gamma$ -каротажа, определение плотности на базе установления параметров статистической зависимости скорость/плотность. В разных геологических ситуациях: в зависимости от особенностей геологического строения, поставленной задачи, объема и качества априорной информации методика построения исходной плотностной модели меняется. В докладе приведены примеры нескольких практических, принципиально отличных подходов к созданию исходной плотностной модели нулевого приближения.

1. Сейсмогравитационное моделирование верхней части разреза. Особенности физико-геологического строения – высокая степень неоднородности разреза и по вертикали и по латерали. В приводимом примере, объект работ – площадь точечной застройки в черте города, проектируемой на территории засыпанного оврага, развиты зоны пониженной прочности, вызванные антропогенной неоднородностью основания и влиянием карстово-суффозионных процессов. Задача гравиразведки – локализация областей пониженной плотности.

Априорная информация о распределении плотности получена на основании **лабораторной денситометрии керна сети инженерно-геологических скважин**. Гравиметрические данные – высокоточная ( $\pm 4$  мкГал) детальная съемка по серии профилей.

По общей выборке образцов керна 30 инженерно-геологических скважин, пробуренных на площадке, проведен статистический анализ изменения плотности с глубиной. На фоне высокой изменчивости плотности (от  $1.65 \text{ г/см}^3$  до  $2.2 \text{ г/см}^3$ ) выявлено закономерное уменьшение плотности с глубиной.

На рис. 1б приведены значения плотности по данным измерений керна 8-ми скважин, расположенных вдоль линии профиля. На графиках (рис. 1а) показаны результаты расчета прямой задачи при аппроксимации плотностной модели разреза гридом значений соответствующим фактическим данным каротажа (б), элементами (призмами) с постоянной плотностью (в) и блоками с плотностью, меняющейся по линейному закону (г).

Для решения прямой и обратной задачи гравиразведки использована авторская программа TG2D1g, в которой реализован расчет гравитационного эффекта многоугольников с линейным градиентом плотности. Закон изменения плотности внутри каждого тела задается по значениям плотности в трех произвольных точках, не лежащих на одной прямой [Зайцев, 2003, Чепиго, 2018].

На графиках (рис. 1а) видно, что при использовании различных законов изменения плотности существенно, в данном случае на 18-20%, при решении прямой задачи меняется не только амплитуда аномалий, но и их форма.

2. Сейсмогравитационное моделирование осадочно-терригенного сложно дислоцированного разреза. Априорная информация о распределении плотности получена по установленному закону статистической зависимости скорость–плотность. Задача гравиразведки – реконструкция плотностной структуры разреза и выявление возможной связи локальных аномалий плотности с нефтеперспективными объектами.

Исходя из сейсмогеологического строения, выбрано 3 толщи, для которых отдельно подбирались зависимости скорость-плотность (сверху вниз):

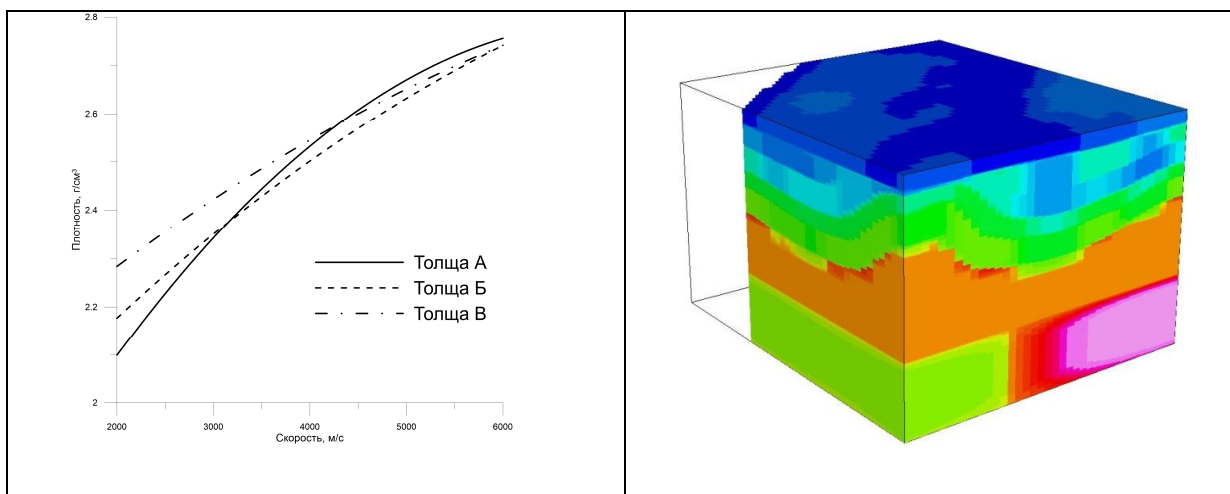


Рис. 2 Зависимости скорость-плотность, использованные для построения сейсмогравитационной модели	Рис. 3 Фрагмент результативной трехмерной сейсмоплотностной модели
--	--

1. *Толща А*, состоящая из двух частей: от дневной поверхности до поверхности несогласия, скорость от 1300 м/с до 2800 м/с, мощность 600-800 м; и от поверхности несогласия до сейсмической границы, скорость от 2800 м/с до 3800 м/с, мощность до 3000 м.

2. *Толща Б*, скорость 3800-5600 м/с, мощность 800-1400 м.

3. *Толща В*, скорость 6100 м/с, мощность 1700-4300 м.

Трехмерная сейсмоплотностная модель, построенная с использованием установленных закономерностей даже в первом приближении по структуре соответствовала наблюдаемому гравитационному полю. В результате подбора получен плотностной куб, удовлетворяющий гравитационному полю (амплитуды аномалий Буге порядка 30 мГал) с высокой точностью ( $\pm 0.06$  мГал).

На следующем этапе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и гравиразведки по плотностям рассчитан и уточнен скоростной куб, пересчитана морфология отражающих горизонтов. Изменение мощностей отдельных горизонтов и глубин залегания в пределах куба, откорректированного по результатам интерпретации данных гравиразведки, достигает 800-1000 м.

3. Сейсмогравитационное моделирование Енисей-Хатангского регионального прогиба, представленного двумя главными комплексами: пассивно-окраинным палеозойским и платформенным (плитным, пострифтовым) среднетриас-юрско-меловым, разделенными локальным пермо-триасовым рифтовым комплексом (структура).

Ключевыми элементами, использованными в основе трехмерного плотностного моделирования аномалий поля силы тяжести стали:

- результаты ретроспективного обобщения и геологического доизучения территории [Афанасенков и др., 2017; Лыгин и др., 2017], включая схему геолого-структурного районирования земной коры северного обрамления Сибирской платформы и Карского сегмента полярных морей по результатам интерпретации региональных потенциальных полей и региональных профилей ГСЗ;

- структурный каркас мезозой-кайнозойских отложений ЕХРП по результатам сейсморазведочных работ по регулярной сети профилей [Афанасенков и др., 2016];

- актуализированные карты гравитационного и магнитного полей;

- данные о плотности осадочных отложений по данным бурения и каротажа.

В результате трехмерного плотностного моделирования составлена объемная модель структуры, представленная на рис. 4.

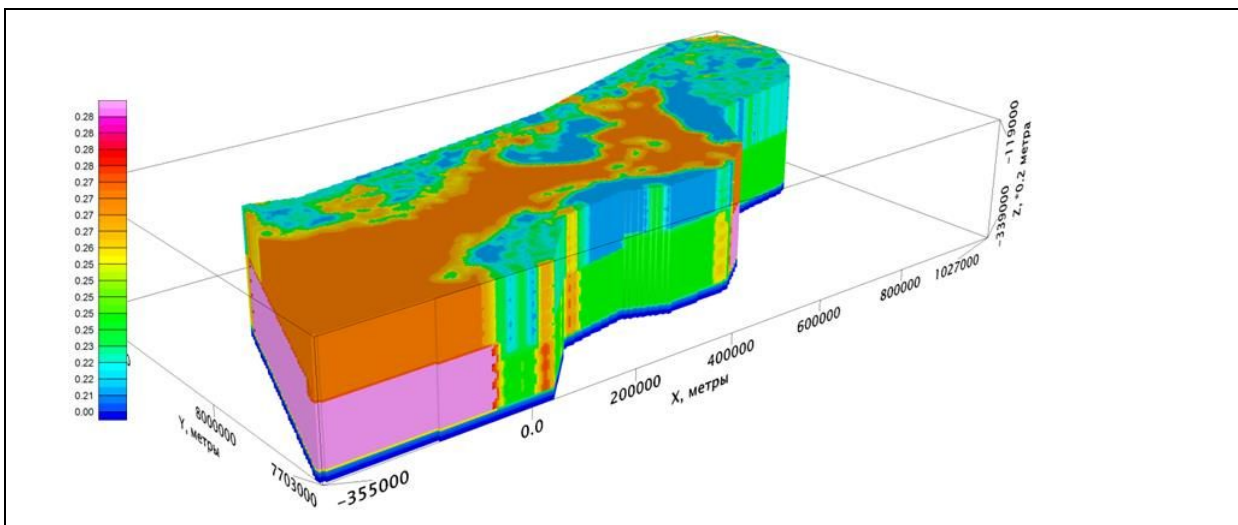


Рис. 4 Объемная плотностная модель Енисей-Хатангского регионального прогиба (по данным Лыгин, 2017)

В результате трехмерного плотностного моделирования, решены следующие задачи:

- уточнена морфология ряда сейсмостратиграфических поверхностей;
- рассчитано остаточное гравитационное поле с вычтенными эффектами от границы Мохоровичича и базовых сейсмостратиграфических поверхностей;
- даны оценки распределения аномальных плотностей для верхней части осадочного чехла (выше кровли палеозоя), палеозойского комплекса, в коре и верхней мантии. В верхней части земной коры закартированы области повышенных плотностей. Их плановое распределение отражает сложную динамику развития рифтовой системы.

#### **Заключение**

В основе представленного доклада лежит опыт комплексной интерпретации геофизических данных, использующих методику построения согласованных сейсмогравитационных моделей.

Показано, что точность и детальность современных комплексных геофизических работ в зависимости от физико-геологических особенностей строения изучаемых геологических сред и степени изученности позволяют использовать гибкие методики совместной интерпретации гравиметрических и сейсмических данных. Важными факторами, влияющими на ход сейсмогравитационного моделирования, являются: структурная сложность геологической среды, объем и качество исходных данных, возможность построения корректных эмпирических связей скорость-плотность.

#### **Список литературы**

1. Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Каламкаров С.А., Чикишев А.А., Любаев Р.Р. Новая тектоническая модель Енисей-Хатангского регионального прогиба // в сборнике Тектоника современных и древних океанов и их окраин. Материалы XLIX Тектонического совещания, посвященного 100-летию Ю.М. Пушаровского. М.: Геос, 2017. 280 с. Том 1, с.33-38.
2. Афанасенков А. П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., и др. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника. 2016. №2. С. 1-20

3. Булычев А.А., Гилод Д.А. Двумерное плотностное моделирование тектоносферы структур юго-западного сектора акватории Индийского океана // Геофизика. 2013. № 1. С. 55-66
4. Зайцев А.Н., Гилод Д.А., Булычев А.А., Мелихов В.Р. Программы для интерактивного моделирования в 2-мерных задачах гравirazведки и магниторазведки. Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 30-ой сессии Международного семинара им. Д.Г.Успенского, место издания М.: ОИФЗ РАН, 2003 с. 306-309
5. Лыгин И.В. Мелихов В.Р. Пийп В.Б. Строение земной коры в зоне сочленения Сибирской платформы и Западно-Сибирской плиты по комплексу геофизических данных // Геофизика. 2011. № 2. С. 70-80.
6. Лыгин И.В., Кузнецов К.М., Соколова Т.Б. Современный взгляд на строение Енисей-Хатангской рифтовой системы по результатам интерпретации потенциальных полей // в сборнике Тектоника современных и древних океанов и их окраин. Материалы XLIX Тектонического совещания, посвященного 100-летию Ю.М. Пушаровского. М.: Геос, 2017. 280 с. Том 1, с.256-260.
7. Модин И.Н., Лыгин И.В., Фадеев А.А., Соколова Т.Б. Повышение эффективности обнаружения карста использованием комплекса электротомографии и гравirazведки // Engineering Geophysics 2014. – EAGE, 2014. – С. 1–4. DOI: 10.3997/2214-4609.20140344.
8. Романюк Т.В. Изучение соотношений между скоростью сейсмических волн и плотностью в литосфере методом сейсмогравитационного моделирования // Академик В.Н. Страхов. Геофизик и математик. М.: Наука, 2012. С. 118–143.
9. Чепиго Л. С., Широкова Т. П. Гравитационные эффекты верхней части разреза с учетом градиента плотностей // XXV Международная научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых Ломоносов 2018 (9-13 апреля 2018 Москва, Россия). — Секция ГЕОЛОГИЯ, подсекция ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ. — 2018.

## **Experience of seismic-gravity modeling for the different geologic settings**

*Lygin I.V., Sokolova T.B., Shirokova T.P., Zolotaya L.A.  
Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology*

The report is based on the experience of complex interpretation of geophysical data using the method of construction of integrated seismic-gravity models.

The authors show that the method of joint analysis of gravity and seismic data changes depending on the level of knowledge and physical and geological features of the studied geological environments. The important points influencing the course of seismic-gravity modeling are: the volume and quality of the initial data, the structural complexity of the geological environment, the age of the rocks that compose the section, the ability of signification correct empirical relationships between velocity and density.

The report will demonstrate the rules and limitations that appears from the interpreters in the accomplishment of seismic-gravity modeling to solve different types of geological problems..

# НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ



## *Литолого-геохимические особенности доманиковых отложений северной части Верхнекамской впадины.*

**Карамов Тагир Ильгизович<sup>1</sup>, Козлова Елена Владимировна<sup>1</sup>, Богданович Наталья Николаевна<sup>1</sup>, Плотников Владимир Викторович<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Сколковский институт науки и технологий

<sup>2</sup> ЛУКОЙЛ-ПермНИПИнефть

### **Введение**

Верхнедевонские отложения доманиковой формации представляют собой карбонатные, карбонатно-кремнистые тонкослоистые породы с высоким содержанием органического вещества. Отложения широко распространены в пределах Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов. По различным оценкам ресурсы углеводородов доманиковых отложений составляют от сотен миллионов до миллиардов тонн нефти [1-3]. Однако, добыча таких углеводородов существенно затруднена из-за высокой неоднородности вмещающих пород. [3]

В работе проведен анализ литологических и геохимических особенностей доманикового горизонта по материалам скважины, расположенной в северной части Верхнекамской впадины. Произведена типизация пород и выявлены основные закономерности распределения литотипов по разрезу. Геохимические исследования органического вещества (ОВ) отложений, проведенные в комплексе с литологическими, выявили «нетипичное поведение» одного из параметров пиролиза Рок-Эвал. Для некоторых образцов доманиковых отложений на стадии окисления пики S4 и S5 не дифференцируются, представляя собой единый «горб». Из-за высокой неоднородности изучаемого разреза и сильной изменчивости состава даже в пределах одного образца не представляется возможным однозначно интерпретировать данные пиролиза.

В то же время, по данным микрозондирования в образцах обнаружен редкий минерал, содержащий Ca, Si, C, O. Происхождение данного минерала остается дискуссионным.

В рамках данной работы сделана попытка установить взаимосвязи между определенными типами отложений и пиролитическими характеристиками пород доманиковой формации.

### **Данные и методы**

Пиролитические исследования Рок-Эвал проводились на приборе HAWK RW (Wildcat Technology). В ходе исследований был проведен ряд экспериментов, позволяющих учитывать количество групп углеводородов в различном фазовом состоянии в карбонатных отложениях. Метод исследования - «bulk rock» для карбонатных пород с увеличением максимальной температуры пиролиза до 750°C.

Литологическая типизация пород осуществлена по тонким шлифам с помощью поляризационного микроскопа.

Для исследования особенностей микроструктуры и состава породы были привлечены электронно-микроскопические и микрорентгеноспектральные методы.

Работа проводилась на керновом материале скважины, расположенной в северной части Верхнекамской впадины. Исследовано более 50 образцов.

### **Результаты**

Рассматриваемые породы преимущественно представлены смешанными карбонатно-кремнистыми разностями со значительным содержанием органического вещества. Всего выделено 11 литотипов, которые сгруппированы по преобладающей компоненте (карбонатная, кремнистая), структуре и вероятному генезису.

Первая группа – известняки органогенно-детритовые углеродистые. В данную группу вошли следующие литотипы: известняки органогенно-детритовые тентакулитовые кремнисто-углеродистые (рисунок 1), известняки органогенно-детритовые углеродистые. Одной из основных особенностей данной группы является наличие органоминеральной недифференцируемой массы (углеродисто-кремнисто-карбонатной по составу).

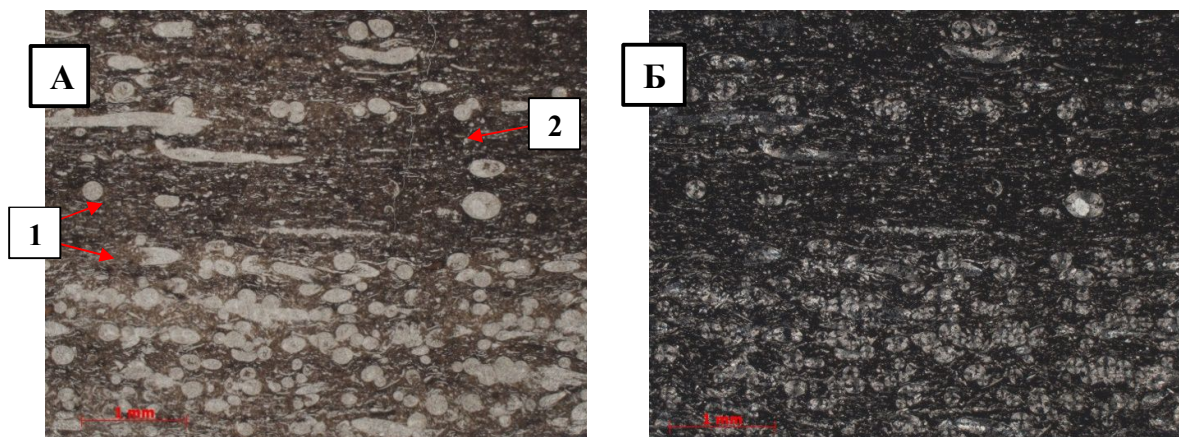


Рисунок 1 – Известняки органогенно-детритовые тентакулитовые кремнисто-углеродистые. А – николи параллельны, Б – николи скрещены. 1 – раковины тентакулит в различных сечениях, 2 – органоминеральная матрица.

Вторая группа – известняки кристаллические с органогенным детритом. Группа представлена известняками мелко-тонкокристаллическими с органогенным детритом углеродистыми (рисунок 2), известняками разнокристаллическими перекристаллизованными с реликтами тентакулитов углеродистыми и известняками микро-тонкокристаллическими с органогенным детритом углеродистыми. Группа характеризуется невысоким содержанием ОВ и практически полным отсутствием органоминеральной матрицы.

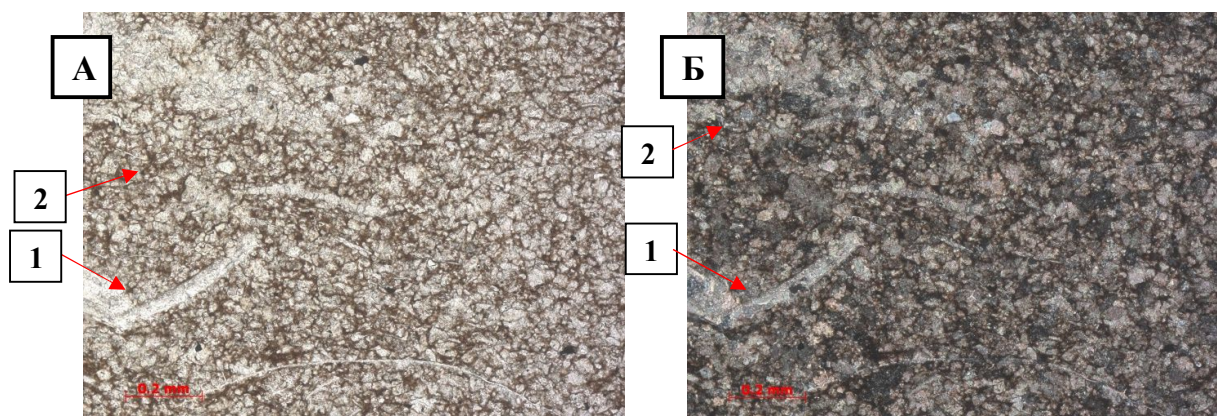


Рисунок 2 – Известняки мелко-тонкокристаллические с органогенным-детритом углеродистые. А – николи параллельны, Б – николи скрещены. 1 – органогенный детрит, 2 – кристаллы кальцита.



Третья группа - силициты с органогенным детритом углеродные. Группа объединяет силициты тентакулитовые углеродные, силициты карбонатно-углеродные. Данная группа, как и первая, характеризуется наличием органоминеральной матрицы (рисунок 3).

Наконец, четвертая группа - кристаллические известняки. Количество органического вещества минимально (рисунок 4).

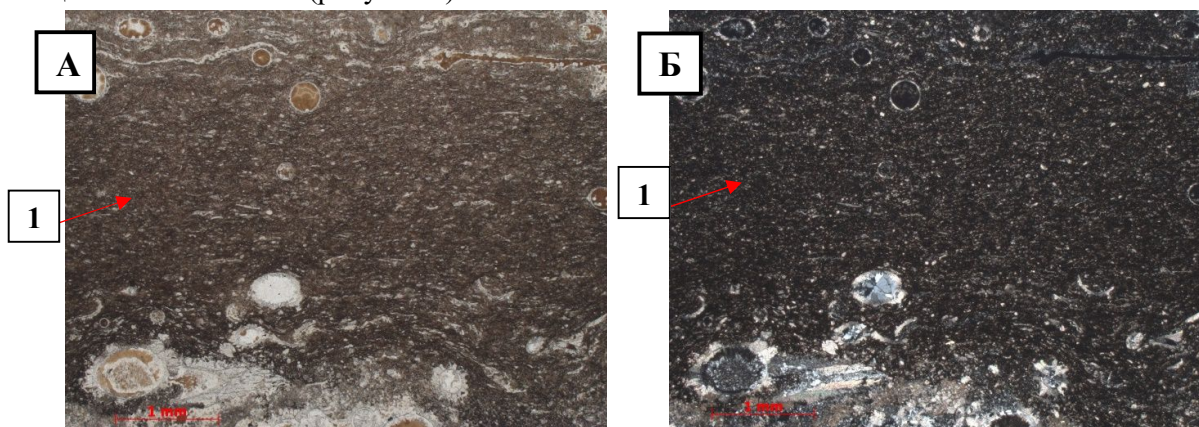


Рисунок 3 – Силициты карбонатно-углеродные. А – николи параллельны, Б – николи скрещены.

1 – органоминеральная масса.

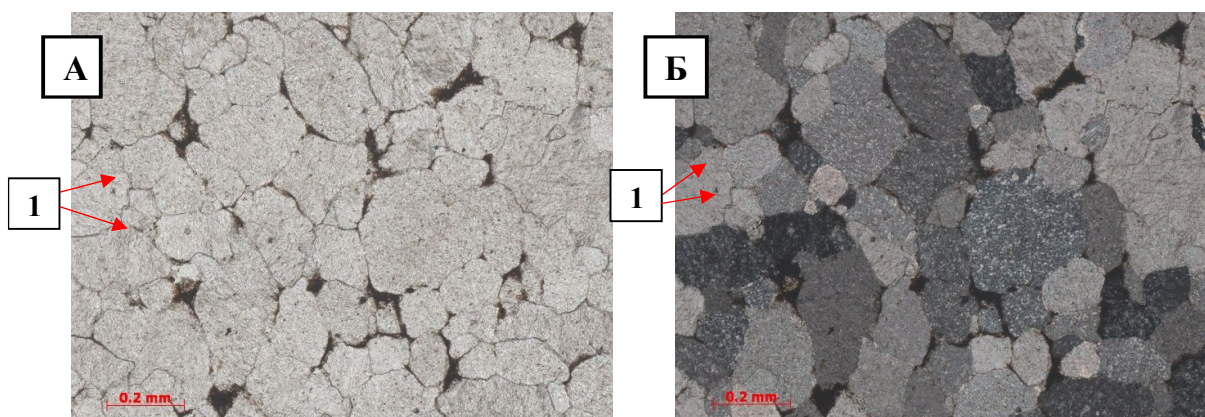


Рисунок 4 – Известняки средне-мелкокристаллические перекристаллизованные. А – николи параллельны, Б – николи скрещены. 1 – кристаллы кальцита.

В результате пиролитических исследований для каждого из образцов была получена пирограмма. На этапе окисления выделяются пики S4 (количество выделившегося  $\text{CO}_2$  при разложении ОВ) и S5 (количество  $\text{CO}_2$  при разложении карбонатов). Для ряда образцов наблюдается нетипичное поведение пиков S4 и S5, пики объединяются, образуя сплошной неразделенный «горб» (рисунок 5).

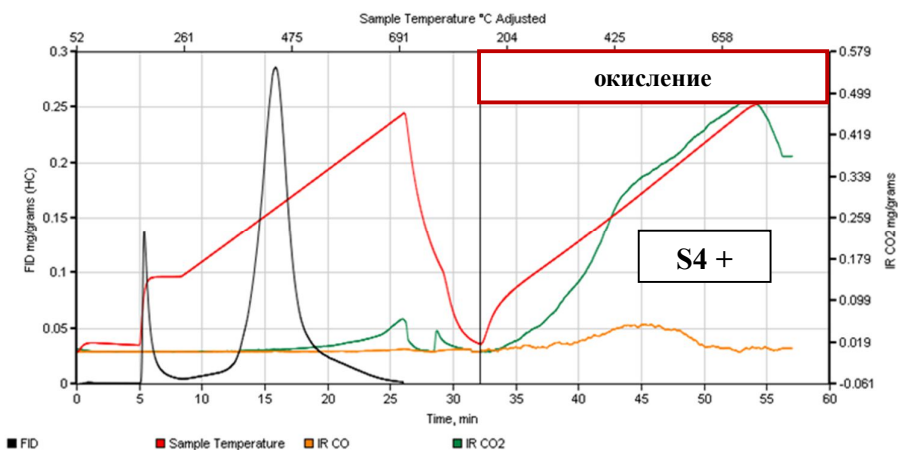


Рисунок 5 – Пример нетипичного представления пиков S4 и S5 на стадии окисления.

Для понимания наблюдаемого эффекта были сопоставлены результаты пиролиза и литологических исследований. Оказалось, что совмещение пиков S4 и S5 характерно преимущественно для литотипов, где преобладающей компонентой породы является органоминеральная матрица. Это группы известняков органогенно-детритовых углеродистых и силицитов с органомным детритом углеродных. Для двух других групп на стадии окисления пики S4 и S5 дифференцируются и их поведение стандартно. Неделимость пиков S4 и S5 может говорить о том, что карбонатная и органическая компонента породы находятся в некой агломерации [5], что подтверждается оптическими методами.

Исследования электронно-микроскопическими и микрорентгеноспектральными методами (с помощью сканирующего электронного микроскопа (СЭМ)) показали, что, по всей видимости, органоминеральная масса в изучаемых образцах является неким единым веществом, основные элементы которого Ca, C, O и Si (рисунок 6). Следует отметить, что масса довольно пористая [4].

Помимо вышесказанного, в отложения обнаружен минерал, составные элементы которого также являются Ca, C, O и Si. Класс минерала и его происхождение остается невыясненным.

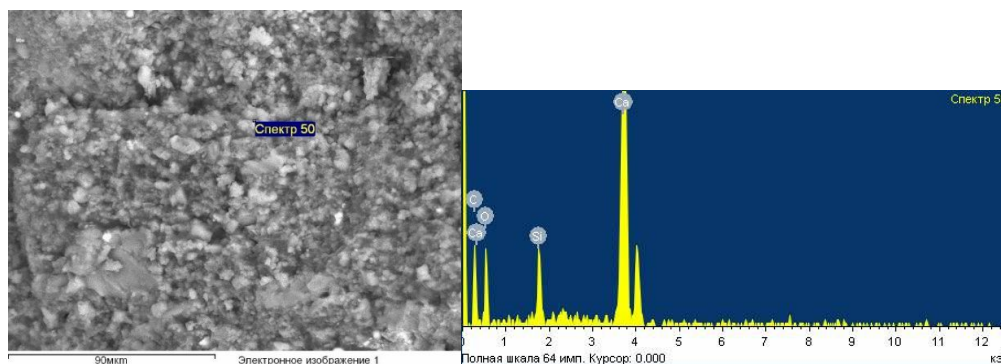


Рисунок 6 – Изображение СЭМ слева – органоминеральная масса, справа – основные элементы, слагающие органоминеральную массу.

### **Заключение**

На основании полученных результатов можно утверждать, что доманиковые отложения крайне неоднородны с точки зрения вещественного состава, что не всегда позволяет однозначно трактовать результаты пиролитических исследований.

Сопоставление результатов пиролиза и литологических исследований позволяет сделать предположение, что минеральная масса и органическое вещество представляют собой высокомолекулярное соединение. Возможно, на стадии осадконакопления и диагенеза карбонатные породы способны к взаимодействию с кислотами органического вещества и образованию природных органоминеральных полимеров.

### **Список литературы**

1. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д., 2014, Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России; под ред. Прищепы О.М.. – СПб.:ФГУП «ВНИГРИ», 323 с.
2. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А. и др., 2017, Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефtezаносности, Георесурсы, с. 112-124.
3. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А., Семенова Е.Г., Сурикова Е.Я., и др., 1990, Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций, изд. Наука., 79 с.
4. Карамов Т.И., Козионов А, Кузнецов А. Плотников В.В. Хакимова Ж.А., Типы пустотного пространства доманиковых отложений северной части Верхнекамской впадины, конференция МОО ЕАГО «Карбонатные резервуары-2018», Москва, 25-26 октября 2018.
5. Дмитриевский А.Н. Скибицкая Н.А. Зекель Л.А. Навроцкий О.К. Доманова Е.Г. Краснобаева Н.В. Пуго Т.А., 2011, Состав нерастворимого керогеноподобного органического полимера в карбонатных породах Оренбургского газоконденсатного месторождения, Химия твердого топлива, №3, 2011, с. 61-70

## **Lithological and Geochemical features of Domanic Formation within the Northern Part of Verhnekama deep.**

**Karamov Tagir Ilgizovich<sup>1</sup>, Kozlova Elena Vladimirovna<sup>1</sup>, Bogdanovich Natalia Nikolaevna<sup>1</sup>, Plotnikov Vladimir Viktorovich<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Skolkovo Institute of Science and Technology*

<sup>2</sup> *Lukoil-PermNIPIneft*

The work includes results of lithological and geochemical analysis of Domanic Formation rocks in the Northern part of Verhnekamskoe deep.

Part of this study was lithotyping and observation of lithotype distribution patterns in a vertical sense. Lithological investigations show that there are 11 lithotypes, which may be combined into 4 groups according texture and dominant component (carbonate or siliceous). The first group is organic rich limestone with detritus (characterized by high content of organic-mineral matrix), crystalline limestone with detritus, the third group is organic rich silicite with detritus (characterized by high content of organic-mineral matrix) and the last group is crystalline limestone.

Integrated geochemical and lithological study of organic matter (OM) showed that some of the Rock-Eval pyrolysis parameters have atypical behavior. Normally during the oxidation stage amount of CO<sub>2</sub> yield from OM and CO<sub>2</sub> yield from carbonates are registered as peaks S4 and S5 accordingly. But for some samples of Domanic rocks it is impossible distinguish S4 and S5 separately (they form one “hill”). Due to very high heterogeneity of the object under investigation at all scales (from macro- to micro-scales) there is no straightforward interpretation of mentioned phenomena.

To understand phenomena of joined S4 and S5 integration with lithology was performed. It was found that combination of S4 and S5 peaks are regular for the rock groups characterized by high content of organic-mineral matrix (group 1-st and 3-rd). Investigations of samples from 1-st and 3-rd groups in scanning electron microscope showed that organic-mineral matrix is a single matter. Moreover, there are minerals (represented by Ca, Si, C and O) with Energy Dispersive X-Ray Spectroscopy method were identified in the same samples. Mineral’s category and it’s genesis are speculative.

Based on the results obtained it is possible to conclude that the Domanic Formation within considered area are very heterogenous, which do not allow make straightforward interpretation of the pyrolysis. And there is a hypothesis that the organic-mineral matrix is high-molecular matter.

Probably during sedimentation and further diagenesis processes carbonate and siliceous minerals interacted with organic acids and formed organic-mineral polymers.

## *Анализ флюидонасыщенности пород доманиковых отложений методом низкочастотной ЯМР релаксометрии*

**Мухаметдинова А.З.<sup>1</sup>, Богданович Н.Н.<sup>1</sup>, Черемисин А.Н.<sup>1</sup>, Плотников В.В.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Сколковский институт науки и технологии,

<sup>2</sup> ПермНИПИнефть

### **Введение**

Значимую роль в изучении нетрадиционных коллекторов и, особенно, в идентификации насыщающих флюидов, получили методики анализа керн, основанные на данных ЯМР релаксометрии [1, 2]. Присутствие в составе изучаемых объектов нефтей с высоким содержанием высоковязких компонентов и наличие пор нано-метрового размера резко снижает эффективность стандартных методик по изучению фильтрационно-емкостных свойств, а также ограничивает возможности лабораторных исследований керн. Общепринятые подходы по определению насыщенности пород не позволяют полностью охарактеризовать низкопроницаемые нефтематеринские породы. Примером таких пород являются доманиковые отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Фильтрационно-ёмкостные свойства доманиковых отложений (Поспеловское месторождение), определенные стандартными методами, изменяются в пределах  $K_{п} = 0,05-7\%$ ,  $K_{пр} = 0,006-8\text{мД}$ , карбонатность  $C = 3-99\%$  и глинистость  $C_{гл} = 0-10\%$ , содержание органического вещества колеблется в пределах  $C_{орг} = 0,5-18\%$ . Актуальными лабораторными методами в изучении низкопроницаемых образцов являются ЯМР, ртутная порометрия и сканирующая электронная микроскопия. В данной работе представлены результаты интенсивного изучения пород доманиковых отложений методом ЯМР релаксометрии.

### **Данные и методы**

В данных исследованиях был использован набор интерпретационных схем и подходов при анализе данных T2 и T1–T2, полученных на ЯМР-релаксометре Geospec 2-53 (Oxford Instruments Inc) с индукцией постоянного магнитного поля, соответствующей частоте прецессии ядер водорода в 2 МГц с магнитным полем 0,05 Тл. Наличие встроенных градиентных катушек в магните позволяет строить двумерные карты времен релаксаций T1 и T2, благодаря чему возможна идентификация насыщающих породу флюидов (например, декана и воды). Для изучения флюидонасыщенности пород была подобрана коллекция из 10 образцов доманикового, мендымского и саргайского горизонтов Поспеловского месторождения с учетом данных по пористости, проницаемости пород по газу и тепловых свойств по разрезу скважины. Для карбонатных пород были определены такие параметры, как пористость (общая и составная) и флюидонасыщенность породы (по двумерным картам T1-T2). В качестве основной схемы интерпретации двумерных распределений T1–T2 для исследуемой коллекции использовались утверждения М. Флери [3], полученные для газо- и нефтеносных сланцев, а также двумерные распределения Б. Никота [4] и Р. Каусика [5], который опубликовал свой вариант схемы проведения анализа T1–T2 в зависимости от типа насыщающего флюида и степени его взаимодействия с поверхностью пор.

Основные этапы исследований и оборудование, на котором проводились эксперименты, перечислены в Таблице 1. В качестве насыщающих флюидов для проведения ЯМР измерений были использованы декан (XЧ), керосин (Ч) и модель пластовой воды, приготовленная на деионизированной воде с хлоридом натрия (XЧ) в концентрации 20 г/л.

Для корректной оценки полноты флюидонасыщенности породы было выполнено поэтапное насыщение образцов деканом, донасыщение моделью пластовой воды с последующей экстракцией и повторным насыщением образцов водой. Данный подход позволил отследить изменение насыщенности керна для разных флюидов, учитывая взаимодействие насыщающего флюида с органо-минеральной матрицей карбонатной породы.

Таблица 1 – Этапы серии экспериментов

№	Этап эксперимента	Оборудование, тест
1	ЯМР образцов до экстракции Измерение времени T2 релаксации, T1-T2	Geospec 2-53
2	Насыщение образцов углеводородной жидкостью (декан)	Сатуратор ПИК-СК
3	ЯМР насыщенных образцов Измерение времени T2 релаксации, T1-T2	Geospec 2-53
4	Экстракция образцов	Автоматический экстрактор ПИК-СОК
5	Насыщение образцов углеводородной жидкостью (декан)	Сатуратор ПИК-СК
6	ЯМР насыщенных деканом образцов	Geospec 2-53
7	Донасыщение образцов водой	Капиллярная пропитка, Сатуратор ПИК-СК
8	ЯМР насыщенных деканом и водой образцов	Geospec 2-53
9	Экстракция образцов	Автоматический экстрактор ПИК-СОК
10	Насыщение образцов моделью пластовой воды	Сатуратор ПИК-СК
11	ЯМР насыщенных водой образцов	Geospec 2-53

Одним из важных этапов исследования является процесс насыщения образцов породы. Низкая пористость и проницаемость, высокое содержание органического вещества – все эти



факторы делают необходимым дополнительное изучение процедуры насыщения пород доманикитов. В работе [6] описан эксперимент по насыщению образца породы баженской свиты пробой нефти в пластовых условиях в ячейке ЯМР высокого давления, в рамках теста в течении пяти дней контролировалось изменение профиля насыщенности образца на ЯМР релаксомере. Результаты измерений показали, что стабилизация в процессе насыщения достигается через трое суток при давлении насыщения равном 150 атм. На основании этих данных продолжительность насыщения образцов была принята равной 72 часам, а давление насыщения – 150 атм., при этом не принимались во внимание различия в фильтрационно-ёмкостных свойствах и неоднородность естественного насыщения образцов.

### Обсуждение результатов

В результате исследований были получены кривые времен релаксаций T2 и двумерные карты T1-T2, анализ которых позволил рассчитать насыщенность и оценить пористость образцов. Изменение пористости на разных этапах экспериментальных работ показано в Таблице 2. Для каждого из десяти образцов была проведена индивидуальная интерпретация карт T1-T2, а также рассчитаны такие величины, как пористость по ЯМР, нефтенасыщенность и распределение пор по размерам по данным кривой релаксации T2 для образца в насыщенном состоянии. Остаточная водонасыщенность и полная пористость образцов по воде методом ЯМР были определены при анализе насыщенных образцов после их центрифугирования, сушки в печи и после капилляриметрии.

Таблица 2 – Пористость образцов методом ЯМР при разной флюидонасыщенности

Номер образца	Пористость ЯМР, до экстракции	Пористость ЯМР, после насыщения деканом	Пористость ЯМР, после экстракции	Пористость ЯМР, после насыщения деканом	Пористость ЯМР, после насыщения водой
	ед.п.	ед.п.	ед.п.	ед.п.	ед.п.
1	1,8	2,0	9,8e-1	2,8	2,0
2	1,0	1,0	3,2e-1	2,5	1,7
3	1,9	2,6	7,4e-1	3,2	3,1
4	1,5	1,8	5,9e-1	1,3	1,5
5	9,4e-1	1,4	1,3e-5	2,4	1,8
6	1,4	2,4	6,1e-1	2,0	1,4
7	1,4	1,6	6,7e-1	1,3	1,2
8	1,5	2,9	6,4e-1	3,5	1,5
9	1,4	3,1	7,5e-1	2,6	2,4
10	1,5	6,3	3,7e-6	8,4	-

Дополнительно, на каждом этапе насыщения образцов, пористость определялась методом жидкостенасыщения (метод Преображенского). Результаты исследований представлены на Рисунке 1.

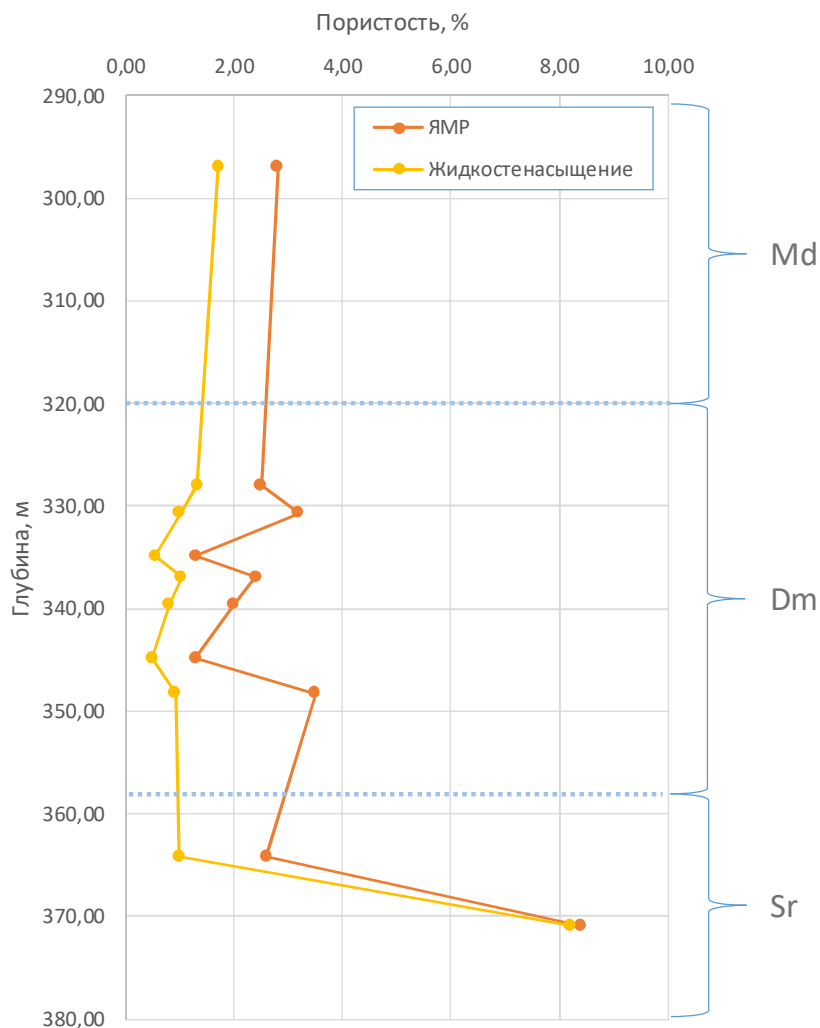


Рисунок 1– Пористость образцов методом ЯМР и методом жидкостенасыщения

Сравнение двумерных карт T1-T2 позволяет оценить заполнение пустотного пространства углеводородным флюидом и водой и размерность заполненных пор этими флюидами для низкопроницаемых пород. Двумерные карты используются для расчета остаточной и эффективной нефтенасыщенности и водонасыщенности исследуемых образцов.

В качестве примера на Рисунке 2 представлены данные для образца №2 по изменению насыщенности и пористости, а также карты T1-T2 (Рисунок 3), на основании которых проводится интерпретация флюидонасыщенности образца.

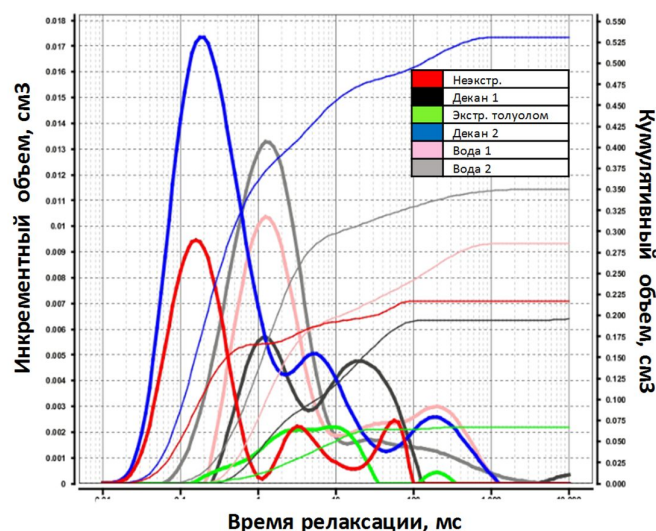


Рисунок 2 – Результаты измерения пористости методом ЯМР на каждом этапе эксперимента для образца №2; пористость насыщенного деканом образца до экстракции равна 1,0%; пористость (полная) насыщенного деканом образца после экстракции равна 2,5%, насыщенного водой (до и после экстракции) составляет 1,3% и 1,7%

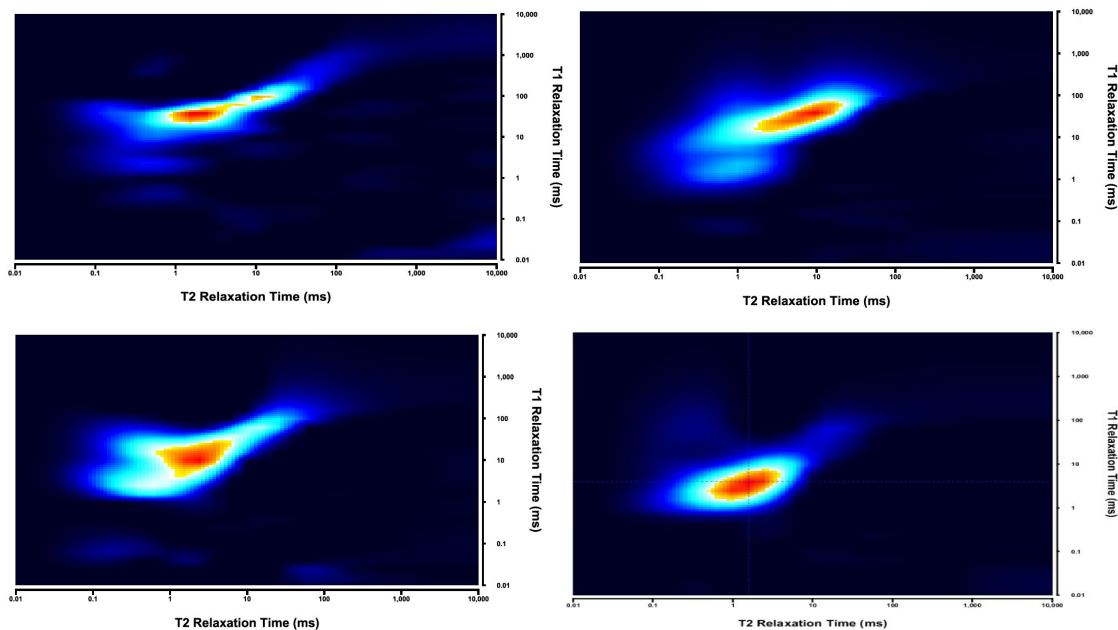


Рисунок 3 – T1-T2 карты для образца №2: а) до экстракции, б) – после насыщения деканом неэкстр. образцов, в) – после донасыщения деканом, г) – после донасыщения водой

### Заключение

Описанная методика ЯМР релаксометрии для изучения образцов горных пород доманиковой свиты позволила наиболее корректно охарактеризовать флюидонасыщенность образцов на разных стадиях насыщения. Результаты распределения времени T2 релаксации для коллекции образцов доманикового, мендымского и саргайского горизонтов Поспеловского месторождения показали, что основная доля углеводородов в образцах до экстракции сосредоточена в порах, соответствующих низким временам T2 релаксации (до 10

мс), которая соответствует высоковязким компонентам, в том числе тяжелой нефти. Используемая многоступенчатая процедура по анализу образцов керна с постоянным ЯМР контролем для разных флюидов насыщения (вода и декан) дала возможность наиболее полно оценить насыщенность породы разными флюидами и позволила дифференцировать разрез скважины по емкостной характеристике.

#### **Список литературы**

1. Abragam, A. *The Principles of Nuclear Magnetism*. – Oxford : Clarendon Press, 1961.
2. Callaghan, P. *Principles of Nuclear Magnetic Resonance Microscopy*. – Oxford : Clarendon Press, 1991.
3. Fleury, M. *Characterization of Shales with Low Field NMR [Электронный ресурс]*. – 2014.
4. Kausik, R. e. a. *NMR Relaxometry in Shale and Implications for Logging*. – SPWLA 56th Annual Logging Symposium, 2015.
5. Nicot, B., et al. *Estimating Saturations in Organic Shales Using 2D NMR [Электронный ресурс]*. – 2015.
6. Popov, E. et al. *Experimental and Computational Complex for Determination of the Effectiveness of Cyclic Carbon Dioxide Injection for Tight Oil Reservoirs, SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, - 2016.

## **Analysis of fluid saturation of Domanik formation by low field NMR relaxometry**

Mukhametdinova A.Z., Bogdanovich N.N., Cheremisin A.N. (Skolkovo Institute of Science and Technology), Plotnikov V.V. (PermNIPIneft, LUKOIL-Engineering)

### **Abstract**

In recent years, the significance of unconventional reserves in global oil production is increasing while the core analysis laboratories are searching for efficient methods on unconventional resources evaluation. Standard laboratory methods on estimating the porous structure and fluid saturation are often not applicable or not accurate in study of the low-permeable porous samples. Significant part of light oil reserves in Russia is concentrated in low-permeable reservoirs, for example in Domanik formations. Development of such formations has a high risk of incorrect predictions on uncertainty of reservoir variables such as rock porosity, fluid saturation and relative permeability. Nuclear magnetic resonance (NMR) studies enables evaluation of hydrocarbon deposits at an early stage of exploration and provide important input.

The experimental studies were carried out on a low-field NMR relaxometry unit. Sample porosity, NMR fluid identification based on T1/T2 maps and were determined for carbonate core samples. Results include the data on samples porous structure and oil and water saturation, which are used for predicting the most perspective spots in low-permeable reservoir. Experimental study has shown that proposed NMR methodology is appropriate for the low-porous samples with a high content of organic microporous components, partially saturated with bitumen and viscous hydrocarbon fractions.

## *Построение трехмерной геологической модели сланцеподобных коллекторов с использованием детерминистической синхронной инверсии частично-кратных сумм.*

Гареева Лилия Фаридовна<sup>1</sup>, Ампилов Юрий Петрович<sup>2</sup>, Горбачев Сергей Дмитриевич<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва

<sup>2</sup>Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

### **Введение**

Месторождение L расположено в зоне глубоководного шельфа Республики Гана в пределах нефтегазоносного бассейна Гвинейского залива и сложено низкопроницаемыми коллекторами ранне- и среднеальбского возраста. Разрез нефтегазоносного бассейна представлен мощными осадочными толщами, накопление которых происходило с раннего ордовика. Особенность геологического разреза бассейна побережья Ганы и Кот-д'Ивуара связана с проявлением тектонического явления глобального масштаба – развитием срединно-океанического хребта Атлантического океана. Ловушка и коллектор месторождения L представлены переотложенной толщей, приуроченной к эродированной зоне альбского возраста, покрывающей останец, сложенный аптскими отложениями. Далее по тексту данная толща условно будет названа “корой выветривания”, при этом ее истинная морфология нуждается в более детальном исследовании. Интервал отложений, к которому приурочены продуктивные пропластки, представлен переслаиванием аргиллитов и песчаников с небольшими примесями карбонатного материала.

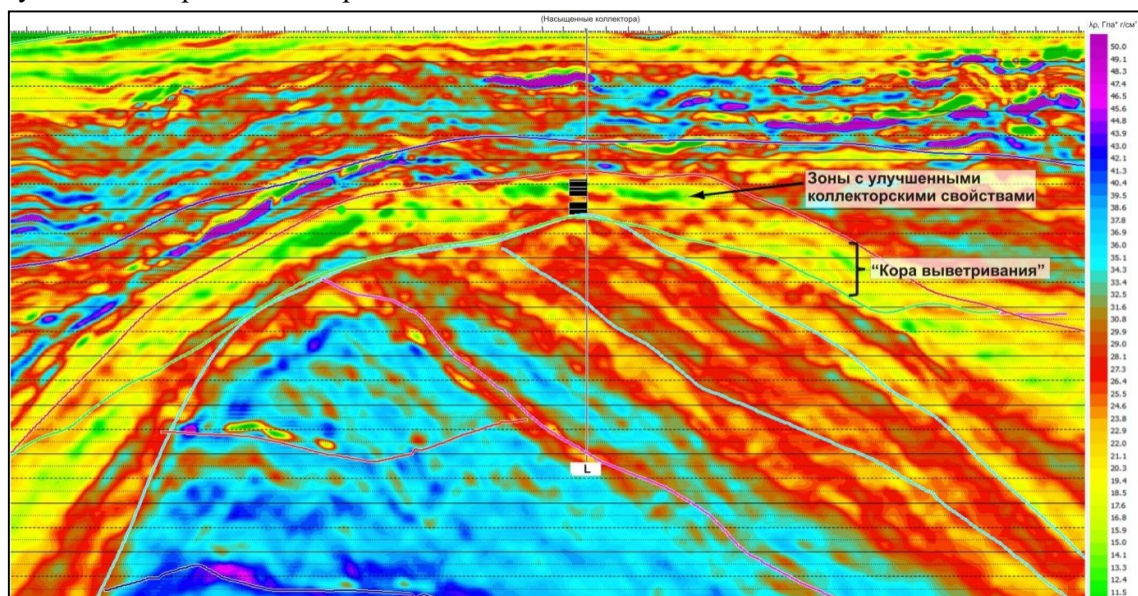
В скважине L-1X, пробуренной на территории месторождения, были проведены успешные испытания средне-нижнеальбского интервала, который являлся целевым с точки зрения концепции о наличии в нем продуктивных коллекторов. Были получены пробы нефти и газоконденсата, выделены два цикла в пределах коры выветривания, характеризующиеся различным флюидальным насыщением (верхний – конденсатонасыщенный цикл, нижний – нефтенасыщенный) и различным градиентом пластового давления. Главной особенностью продуктивной толщи являются ее крайне противоречивые коллекторские свойства – высокие значения пористости (16–18 %) на фоне чрезвычайно низких значений проницаемости (0.08–3.15 мД). Данные показатели являются характерными для сланцеподобных коллекторов. Распределение ФЕС по площади и по объему резервуара довольно трудно прогнозировать для коллекторов подобного типа. Тем не менее, динамический анализ сейсмических данных и накопленная фактическая база по данным бурения позволяют проследить распространение в пределах месторождения зон с наиболее привлекательными фильтрационно-емкостными характеристиками.

### **Метод**

В последние годы все более актуальной становится проблема картирования и разработки сложных коллекторов – слабо акустически контрастных на фоне вмещающих пород, маломощных, не протяженных по латерали. Для решения таких задач активно используются и развиваются методы инверсионных преобразований сейсмических данных, позволяющих перейти от анализа коэффициентов отражения на акустических границах сред непосредственно к анализу упругих свойств пластов, что более соответствует геологическому разрезу. Это, в свою очередь, делает возможным построение более точных

зависимостей между акустическими параметрами и коллекторскими свойствами и, как следствие, их более надежный прогноз [1,2]. Расчеты производятся не только с полнократными кубами, но и с сейсмическими данными, просуммированными в различных диапазонах углов падения. В первом случае получают только акустический импеданс, во втором - кубы нескольких упругих параметров. Совместный анализ нескольких параметров дает больше возможностей для прогноза литологии, пористости, УВ-насыщения, чем интерпретация только одного акустического импеданса.

На месторождении L пробурена одна разведочная скважина, в которой выполнен полный комплекс ГИС и вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП). В случае месторождения L в продуктивном интервале контраст упругих свойств между двумя литологическими типами (пачки неколлекторов и пачки переслаивающихся песчаников-коллекторов и глин) не велик. Для решения поставленной задачи необходимо выделить упругие свойства среды, наиболее чувствительные к смене флюида и литологии. Из анализа упругих свойств следует, что таким параметром является  $\lambda\rho$ , в пространстве которого можно с большой степенью вероятности выделить требуемые “литотипы”. Данный параметр является производным от продольного и поперечного импедансов, которые будут получены в результате синхронной инверсии.



**Рисунок 1.** *Распределение параметра  $\lambda\rho$  (разрез через скважину L-1X).*

Для построения низкочастотной модели упругих параметров использовались структурная модель, полученная в ходе интерпретации сейсмических данных, данные ГИС и куб интервальных скоростей. Инверсионные преобразования были проведены на сейсмических данных, полученных в рамках работ 3D и обработанных с привлечением современных методик с сохранением амплитуд. Сейсмограммы в удалениях были пересчитаны с использованием скоростей миграции в угловые сейсмограммы. После анализа полученных данных были удалены остаточные статические и кинематические сдвиги. Из угловых сейсмограмм были сформированы четыре угловые суммы, каждая из которых относится к отражениям 10-градусного сектора углов падений из общего диапазона 5–40° (5–15°, 10–20°, 20–30°, 30–40°). С использованием кривых акустического и плотностного метода была проведена увязка сейсмических и скважинных данных, для каждой из четырех угловых сумм оценена форма импульса. Анализ амплитудно-фазовых характеристик импульсов



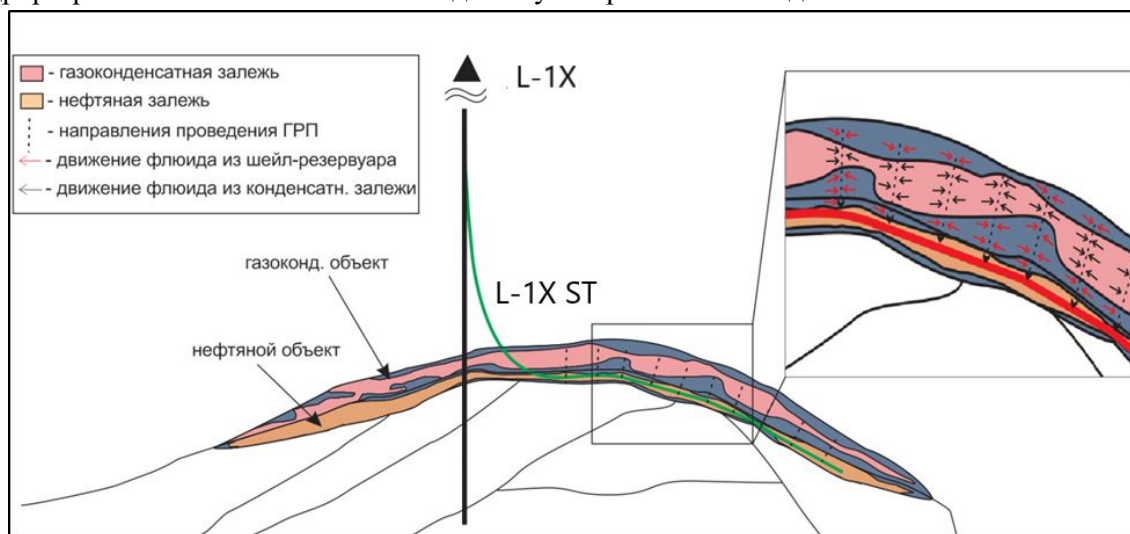
позволил сделать вывод, что все они могут быть использованы для проведения инверсионных преобразований сейсмических данных[4].

### Результаты исследований

В результате синхронной детерминистической инверсии получена оценка продольного и поперечного импедансов, из которых были определены объемные распределения параметров  $\lambda_r$  и  $\mu_r$ . Как указывалось выше, коллекторы выделяются на фоне вмещающих пород в области одного упругого параметра  $\lambda_r$ . Анализ упругих свойств пород позволил установить существенное понижение значений параметра  $\lambda_r$  для верхней пачки (хороший коллектор, насыщенный газоконденсатом) и меньший контраст для нижней пачки (коллектор с ухудшенными свойствами, насыщенный нефтью). Прослеживание по всему освещенному инверсией объему продуктивного пласта показало наличие зон, где породы, слагающие этот интервал, могут иметь улучшенные коллекторские свойства по сравнению с зоной, вскрытой скважиной. Прогнозный куб хорошо согласуется с соответствующими значениями в скважинах и отражает все основные особенности продуктивной толщи, в частности такие, как ухудшенные коллекторские свойства нижнего интервала. При сопоставлении литологической интерпретации со значениями параметра  $\lambda_r$  в точке скважины удалось установить, что для первого цикла весь разрез, содержащий коллекторы, лежит в пределах значений менее  $30 \text{ ГПА} \cdot \text{г}/\text{см}^3$ , для второго цикла предельное значение составляет  $32,5 \text{ ГПА} \cdot \text{г}/\text{см}^3$ . Было решено использовать эти значения в качестве граничных для параметра  $\lambda_r$  при выделении в пределах коры выветривания зон наиболее вероятного распространения коллекторов и геометризации области потенциального улучшения ФЕС и концентрации УВ. Выделенные объемы были перенесены на заранее построенный структурный каркас трехмерной геологической модели. Продуктивный интервал, определенный в разрезе скважины, представлен тонкослоистым переслаиванием песчаников и глин; поэтому коэффициент песчаности (NTG), рассчитанный по этому интервалу, сохранен во всем объеме, выделенном по результатам сейсмической инверсии. Это способствовало более достоверному отображению коллекторов в пределах геологической модели месторождения. В точке скважины наблюдается высокая корреляция значений пористости и параметра  $\lambda_r$ . Параметр  $\lambda_r$  был использован в качестве объемного тренда при заполнении ячеек структурного грида модели значениями пористости. При этом был задан диапазон граничных значений пористости 13,5–20,0 %, полученный по результатам исследования кернового материала.

Наиболее рациональным способом освоения подобного типа залежей является бурение горизонтальных стволов вдоль поверхности напластования с вскрытием выделенных по результатам интерпретации сейсмических данных зон наиболее вероятного распространения коллекторов с улучшенными свойствами и проведение многоступенчатого гидроразрыва пласта (ГРП). Анализ рассчитанного куба когерентности и данных FMI, полученных в скважине, позволили выявить основные тренды тектонической напряженности, выразившиеся в формировании разломов и зон трещиноватости ориентировки СЗ–ЮВ, расположенных субпараллельно основному восточному сбросу. Данные закономерности должны быть учтены при проведении стволов скважин сквозь тело залежи, расположение горизонтальных проложений должно быть ортогонально оси тектонического напряжения для более эффективного воздействия на залежь методами ГРП [3]. Необходимо, чтобы ось

распространения естественной трещиноватости совпадала с направлением воздействия гидроразрыва. Применение ГРП обеспечит вертикальную сообщаемость низкопроницаемого разреза, позволит многократно повысить проницаемость продуктивного комплекса, полностью использовать потенциал вскрываемых отложений и достичь коммерчески рентабельных уровней добычи в скважинах месторождения. Воздействие на пласт методами гидроразрыва позволит использовать потенциал глинистых прослоев (shale-резервуары), являющихся нефтегазопroduцирующими. На фоне искусственной трещиноватости и формирования зоны разгрузки возможно появление первичной миграции УВ из данных глинистых толщ в искусственные каналы. То есть можно говорить о комбинированном типе коллекторов месторождения L, который характеризуется как система tight-shale. Для максимально полного использования потенциала месторождения горизонтальные стволы при разработке необходимо проводить по нефтяной части залежи, в этом случае при проведении гидроразрыва возможно вовлечение в добычу и верхней газоконденсатной залежи.



**Рисунок 2.** Принципиальная схема разработки месторождения L

## Выводы

На основе исследования особенностей геологического строения и формирования месторождения L можно сделать следующие выводы: 1. Методы инверсионного анализа сейсмических данных, использовавшиеся при исследовании месторождения, позволили с большой долей достоверности определить латеральные границы распространения “коры выветривания”, закартировать зоны потенциального улучшения коллекторских свойств, оценить их толщины, и в дальнейшем полученные результаты использовались при планировании размещения эксплуатационного фонда скважин. 2. Использование сейсмических данных позволило корректно построить геологическую модель и модель распространения пористости в пределах коры выветривания, несмотря на слабую освещенность скважинными данными. 3. Разработку месторождения рекомендуется проводить с помощью бурения горизонтальных стволов с проведением многоступенчатого ГРП. Гидроразрыв пласта обеспечит вовлечение в добычу не только песчаных прослоев, но и глинистых пропластков, что позволит максимизировать показатели отдачи УВ в системе tight-shale (плотные коллекторы – глины) и добиться рентабельных уровней добычи на месторождении.

### **Список литературы**

1. I.V. Yakovlev, A. Y. Barkov, Y. Ampilov et al. [2010] Accurate lithology and porosity prediction using simultaneous angle stack inversion on the shtokman field // Extended Abstracts of EAGE Conference: Saint Petersburg 2010.
2. Y. Ampilov [2010] From seismic interpretation to modelling and assessment of oil and gas fields. — EAGE Publications Netherlands. — pp. 1- 274
3. Y. Ampilov [2010] From Geological Model to Field Production Potential and Reservoir Engineering // From seismic interpretation to modelling and assessment of oil and gas fields. — EAGE Publications Netherlands. — pp. 189-201
4. Л.Ф. Гареева, С.Д. Горбачев, В.А. Бочкарев, Ю.П. Ампилов Использование данных морской сейсмозвездки для прогноза свойств сланцеподобных коллекторов и проектирования горизонтального бурения на шельфе гвинейского залива// Технологии сейсмозвездки, №1, 2015, с.57-67

**Building of a three-dimensional geological model of a deposit of shale-like reservoirs using the deterministic simultaneous inversion.**

L.F. Gareeva<sup>1</sup>, Yu.P. Ampilov<sup>2</sup>, S.D. Gorbachev<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*OOO "LUKOIL-Engineering", Moscow*

<sup>2</sup>*Lomonosov Moscow State University*

The L field is located in the deep-water shelf of the Republic of Ghana and is composed of low-permeable terrigenous reservoirs of the Early and Middle Albian age. One exploration well was drilled in the L field, characterized by a full complex of well logging and VSP. Based on the results of the analysis of borehole data, the elastic properties of the rocks most sensitive to lithotypes change were determined. Simultaneous deterministic inversion was performed on the basis of the available seismic data, which allowed to identify the zones of the most probable distribution of the reservoirs rocks and to trace their spatial extent, allowed to estimate the properties of the perspective intervals and their internal structure. The allocated volumes of the reservoir rock were transferred to the constructed structural framework of the three-dimensional geological model. The seismic inversion results were also used to predict the porosity values in the volume, which is very important for the L field, which is poorly illuminated by borehole data. Based on the results of the work done, recommendations were prepared on the development of the field by drilling horizontal trunks along the bedding surface with penetration of the zones of most probable distribution of reservoirs with improved properties extracted from the results of inversion transformations of seismic data and multi-stage hydraulic fracturing.

## *Оценка перспектив нефтегазоносности баженовской свиты в южной части Западно-Сибирского бассейна методом 3D бассейнового моделирования*

**Санникова Ирина Алексеевна, Ступакова Антонина Васильевна, Большакова Мария Александровна, Калмыков Георгий Александрович, Сауткин Роман Сергеевич**  
*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова*

### **Введение**

В России значительная доля запасов сланцевой нефти и газа находятся в отложениях баженовской свиты Западной Сибири (ЗС) и являются трудноизвлекаемыми. Существует значительное число неопределенностей, осложняющих успешный прогноз и выделение перспективных зон в баженовской свите. Для лучшего понимания геолого-геохимической истории развития и реализации углеводородного потенциала позднеюрских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна был использован метод бассейнового моделирования.

### **Данные и методы**

Метод бассейнового анализа является прекрасным инструментом оценки риска поисково-разведочных работ на нефть и газ, поскольку позволяет смоделировать процессы миграции углеводородов (УВ). Также по результатам моделирования можно получить реконструкцию эволюции осадочного бассейна и количественный прогноз генерации и аккумуляции УВ.

В ходе работ была создана и проанализирована бассейновая модель позднепалеозойского и мезо-кайнозойского осадочного чехла центральной части Западно-Сибирского бассейна. Анализ баженовской свиты проводился методом 3D бассейнового моделирования в ПО Petromod 2017.1. Была изучена южная часть Западно-Сибирского бассейна в пределах Томско-Тюменской областей (рис. 1).

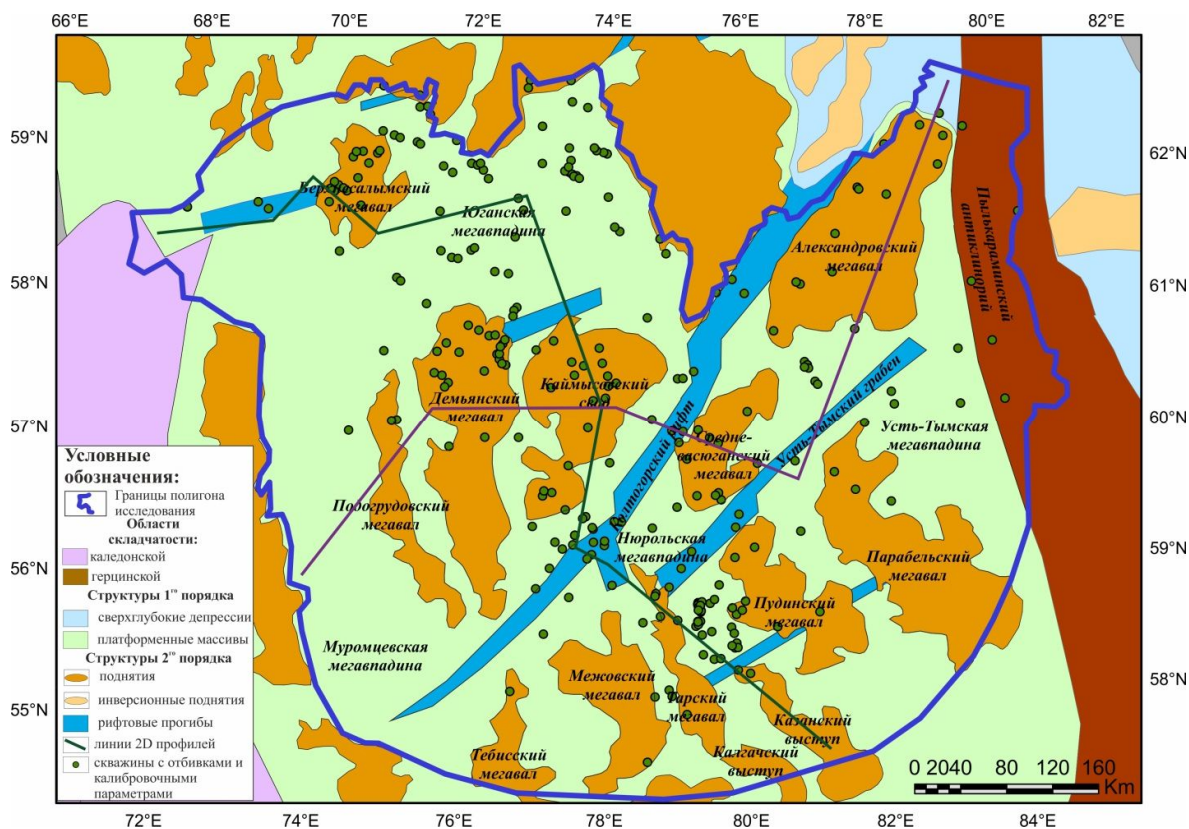


Рис 1. Тектоническая карта Западно-Сибирского бассейна с расположением моделируемого полигона 3D и используемых скважин (по Ступакова А.В., 2011).

Построение геологической 3D бассейновой модели выполнялось на основе структурных поверхностей по пяти отражающим горизонтам (С1, Г, М, Б, А). Уточнение структурного каркаса и последующее расчленение осадочного чехла на слои выполнялось по глубинным отбивкам в 293 скважинах, находящихся в пределах региона исследования.

В построенной 3D модели размер ячейки составляет 1x1 км (рис. 2). Модель включает 527610 ячеек (в пределах одного слоя), всего в модели 36 слоев. В 3D бассейновой модели был выделен геологический разрез, включающий осадочные и метаморфизованные отложения складчатого основания, максимальной мощностью 5575 м (рис. 3).

Отложения баженовской свиты в описываемой 3D бассейновой модели было задано трехчленное строение по вертикальному разрезу. Нижнее подразделение представлено нижней подсвитой, сложенной кремнисто-глинистыми породами, низкоуглеродистыми с прослоями радиоляритов в верхней части. Среднее подразделение соответствует 4 пачке баженовской свиты, представленной керогеново-глинисто-кремнистыми породами с аномально высокими содержаниями ОВ. Наконец, 5 пачка была литологически задана в модели как толща, состоящая из керогеново-глинисто-карбонатно-кремнистых пород. Мощности соответствующих подразделений, их полнота и наличие обуславливают смену типов разрезов баженовской свиты в пределах территории исследования. В пределах Томско-Тюменской области изучены Верхне-Салымский, Приобский, Тарский и другие типы разрезов. Кроме этого, в бассейновой модели были обозначены области развития аномального разреза баженовской свиты.

Геохимические характеристики нефтематеринских толщ были получены преимущественно из результатов пиролитических исследований, проводимых на кафедре



геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова. Часть материалов была получена из геохимических отчетов Росгеофондов.

Для более корректного воспроизведения процессов генерации углеводородов в модели были учтены мощности размытых отложений. Мощность кайнозойской неогеновой эрозии составила около 50-100 м в пределах прогибов и впадин и достигает 300 м на поднятиях и инверсионных валах.

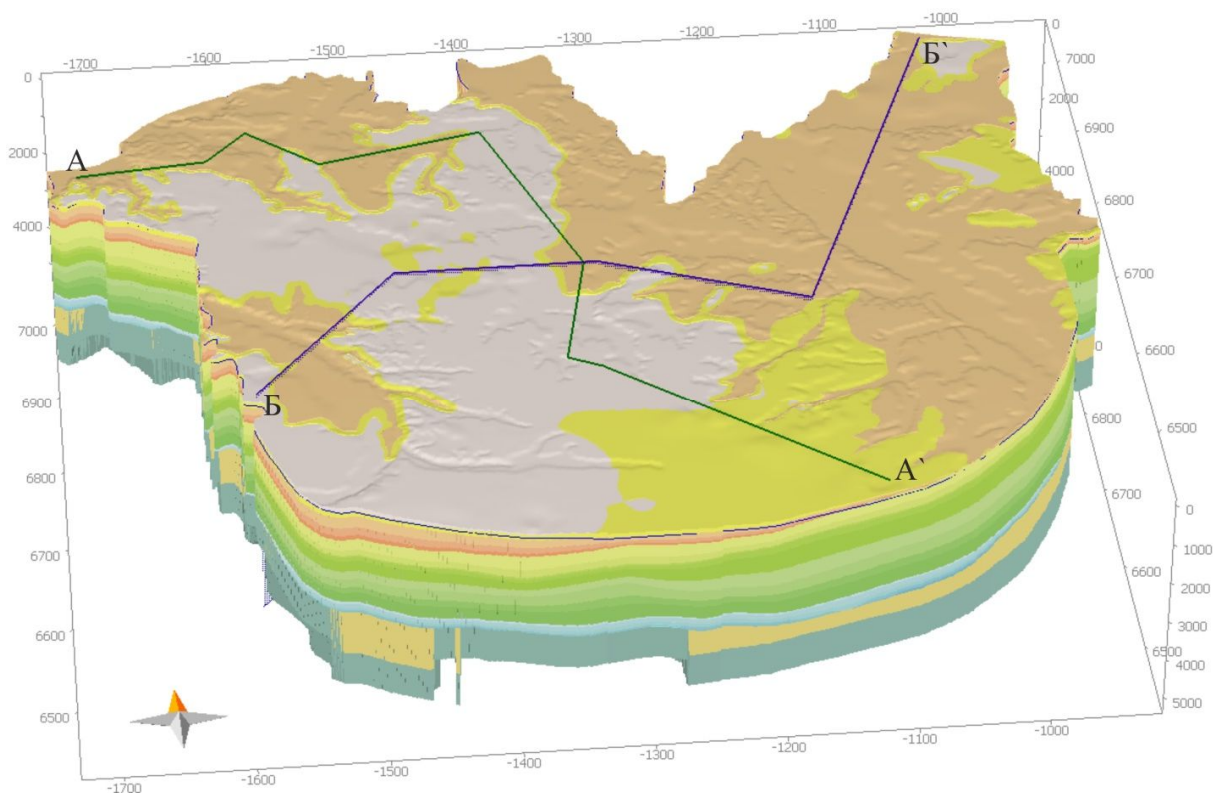


Рис 2. Стратиграфическая 3D модель южной части Западно-Сибирского бассейна.

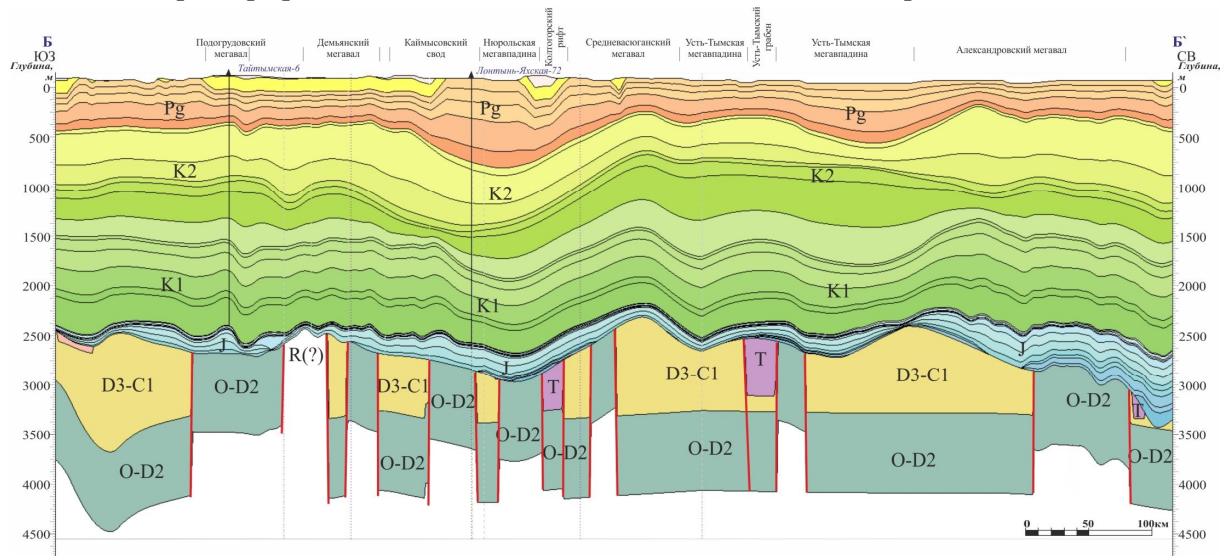


Рис 3. Стратиграфическая 2D модель по линии профиля Б-Б' Томско-Тюменской области Западной Сибири.



В пределах изучаемой территории палеоглубина уровня моря в мезо-кайнозойское время неоднократно менялась. Так, на территории Западной Сибири, при субширотном растяжении в титоне – раннем берриасе, в центральной части бассейна, на месте стабильного жесткого платформенного массива обособилось холмистое относительно мелководное плато, обрамленное конседиментационными прогибами. Информация о палеоглубинах моря на изучаемой территории значительно отличается в различных литературных источниках, глубины моря, внесенные в модель, были частично взяты с палеогеографических схем и карт, составленных для различных ярусов юры и мела (Конторович, 2013, 2014). Для калибровки модели были собраны данные по пластовым давлениям (13 скважин), пластовым температурам (85 скважин) и показателю отражения витринита (64 скважины), Сорг (18 скважин), НІ (14 скважин) и S1 пиролиза (4 скважины).

### **Результаты**

По результатам бассейнового анализа, степень трансформации ОВ баженовской свиты на территории исследования изменяется от 1 до 68%. Значительная степень трансформации ОВ бажена фиксируется на Верхнесалымском мегавалу и в пределах Юганской мегавпадины.

Заданные в геолого-геохимическую модель исходные значения органического углерода для различных типов разреза баженовской свиты и её аналогов были впоследствии скорректированы в процессе калибровки моделей по величине ТОС кат (%). С учетом изначально различных значений исходного Сорг и различной степени катагенетической преобразованности пород баженовской свиты было рассчитано и проанализировано современное распределение ТОС.

Остаточное содержание органического вещества в отложениях баженовской свиты изменяется от 1,6 до 23%. Значительные концентрации остаточного Сорг отмечаются в пределах Верхнесалымского мегавала, Каймысовского свода и на территории Колтогорского рифта. Остаточный генерационный потенциал баженовской свиты и её аналогов напрямую связан с остаточным водородным индексом ОВ. Проведенная калибровка построенных бассейновых моделей по данному пиролитическому параметру позволила, в дальнейшем, опираться на расчетные значения величины генерации, эмиграции и адсорбции УВ в модели. Величина остаточного водородного индекса в баженовской свите изменяется от 123 до 695 мгУВ/гСорг. Значительные величины данного параметра характерны для юго-западной части пилотной зоны, т.к. здесь ОВ баженовской свиты наименее преобразовано (рис. 4).

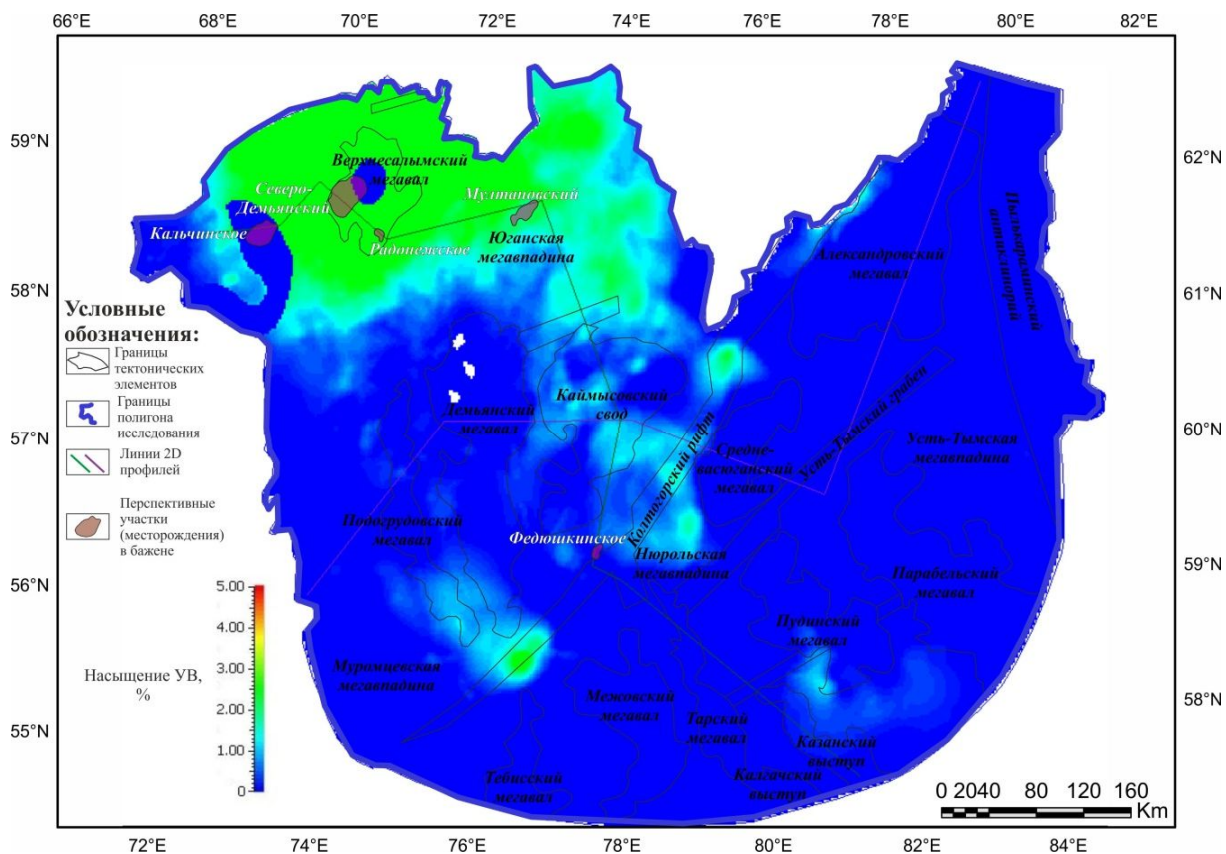


Рис 4. Степень насыщения жидкими УВ баженовской свиты в Томско-Тюменской области по результатам 3D бассейнового моделирования.

Величина генерации УВ баженовской свитой достигает 3,7 млн. т /км<sup>2</sup>. Наибольшие объемы генерации отмечаются на территории Верхнесалымского мегавала, т.к. здесь ОВ баженовской свиты наиболее зрелое. Величина адсорбции УВ в породах баженовской свиты изменяется от 0,01 до 3,16 млн. т УВ в ячейке породы.

### Заключение

Таким образом, по результатам моделирования насыщение жидкими УВ в баженовской свите возможно обнаружить в пределах Верхнесалымского мегавала (насыщение 5%), Юганской и Нюрольской мегавпадин (4 и 3%), а также в пределах Колтогорского рифта (5%).

### Список литературы

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. - 2014. - т. 55, № 5-6, - С. 745-776.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. - 2013. - т. 54, № 8, - С. 972-1012.

Ступакова А. В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6. — С. 99–115.



## **Prospects of oil-and-gas potential of Bazhenov formation in the southern part of West Siberian basin assessed by 3D basin modeling**

Sannikova I.A., Stoupakova A.V., Bolshakova M.A., Kalmykov G.A., Sautkin R.S.  
*Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology, Petroleum Departmen*

Bazhenov formation is a unique unconventional system that contains hydrocarbon fluids (HC) within itself enough for industrial-scale production. 3D basin modeling was carried out to estimate HC resource of Bazhenov formation in the southern part of West Siberian basin. Model of sedimentary cover includes not only Mesozoic and Cenozoic deposits but also Late Paleozoic rocks with represented by terrigenous-carbonate sediments and intrusive rocks. Data of 400 wells with Mesozoic and Paleozoic tops and also data of about 100 wells with parameters for basin model calibration were used. In the making, results of geochemical studies were analyzed, map of organic matter distribution was compiled for Bazhenov formation, maturity was evaluated. No-sediment areas and areas with anomaly terrigenous sections of Bazhenov formation were taken into consideration. Model calibration was performed using data of pressure and temperature, vitrinite reflectance index and key pyrolytic parameters (total organic carbon content (TOC), hydrogen index (HI),  $T_{max}$ ). According to basin modeling results, maps of distribution of free oil, adsorbed hydrocarbons and residual generating potential were compiled for Late Jurassic Organic-Rich Formation.

## *Доманиковые «сланцевые» отложения Тимано-Печорской НГП, их нефтегазоматеринский потенциал и подходы к ресурсной оценке*

**Прищепа Олег Михайлович<sup>1,2</sup>, Грохотов Евгений Игоревич<sup>2</sup>, Нефедов Юрий Викторович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский Горный Университет

<sup>2</sup> АО «ВНИГРИ»

Интерес к изучению потенциала и возможностей добычи из нетрадиционных скоплений УВС определен наряду с достижениями американских проектов «сланцевой» нефти и газа, системой льгот по НДС в связи с низкой проницаемостью коллекторов, предоставленных Правительством РФ.

В Тимано-Печорской провинции доманиковый «сланцевый» комплекс содержит, наряду с традиционными, и «непрерывные» скопления трудноизвлекаемых УВ, масштабы которых еще предстоит оценить, также как и применимость новых технологий освоения.

В настоящее время на территории ТПП выявлено более 120 скважин с различными проявлениями и признаками нефтегазоносности, полученными непосредственно из плотных глинистых пород и аргиллитов доманикового возраста и их аналогов. При этом из карбонатных и карбонатизированных разностей пород, преимущественно рифогенного генезиса, доманиково-турнейского комплекса, установлено более 60 промышленных месторождений.

Наиболее характерной особенностью указанного комплекса является непосредственное примыкание относительно глубоководных зарифовых фаций доманика карбонатным постройкам окаймляющих шельфовые острова и образующих протяженные барьерные рифы. Такое геологическое строение позволяет предположить возможность заполнения (аккумуляции) генерированных толщей доманика углеводородов непосредственно в карбонатные разновозрастные породы доманиково-турнейского комплекса. При этом часть их с учетом крайне ограниченных коллекторских свойств транзитных толщ вероятно была сохранена непосредственно в толще генерации, что и находит подтверждение при изучении глинистого доманика.

Условиями, определяющими нефтегазоносность «сланцевых» формаций, являются:

- 1) высокое содержание в формации органического вещества (как правило, выше 2%);
- 2) соответствующая катагенетическая зрелость этого вещества;
- 3) ощутимое содержание в формации пород, способных формировать трещинные коллекторы (примесь кварцевых алевролитов, кремнистого вещества, карбонатов);
- 4) пористость отложений не менее 4-5% («сланец» содержит достаточные для разработки объемы УВ);
- 5) наличие перекрывающих и подстилающих толщ, обеспечивающих удержание УВ флюидов в нефтематеринской формации.

Проведение работ по оценке конкретного «сланцевого» поля предполагает:

1. Локализацию газо-/нефтеносного сланцевого бассейна, обобщение геолого-геофизических (в новом районе – проведение полевых) работ: выделение перспективной сланцевой толщи в разрезе, оконтуривание и геометризация толщи по геофизическим данным.

2. Оценку точечных параметров сланцевой толщи по отдельным скважинам - отбор керна по специальным методикам с акцентом на сланцевые толщи; специальные исследования

керна (рис. 1): минералогия (XRD-XRF) и петрография, плотность, ТОС и его зрелость, НІ, количество и тип керогена, Ro, газовое окно, изотермический анализ, оценка предрасположенности к трещинообразованию. Также необходимо выполнить увязку данных ГИС и результатов аналитических исследований, выявить зависимости выделенных значимых интервалов «сланцевых» толщ и провести их геометризацию.

3. Построение карт перспективных сланцевых комплексов (мощностей, фациальной изменчивости, ТОС, Ro).

4. Предварительную оценку концентрации рассеянных ресурсов газа и нефти в сланцевых комплексах.

Сегодня в России обсуждается методика подсчета запасов и оценки ресурсов «сланцевых» толщ в рамках подготовки методических документов по количественной оценке и рекомендаций по применению новой классификации запасов нефти и газа.

В связи с введением в действие новой классификации запасов и ресурсов нефти и газа актуальна задача разработки методики подсчета запасов УВ в низкопроницаемых (ниже 4 мД) «сланцевых» толщах. Такая методика позволит унифицировать подход к оценке и получить более обоснованные представления о реальном потенциале нефтегазоматеринских и сопряженных с ними коллекторских низкопроницаемых («сланцевых») толщ.

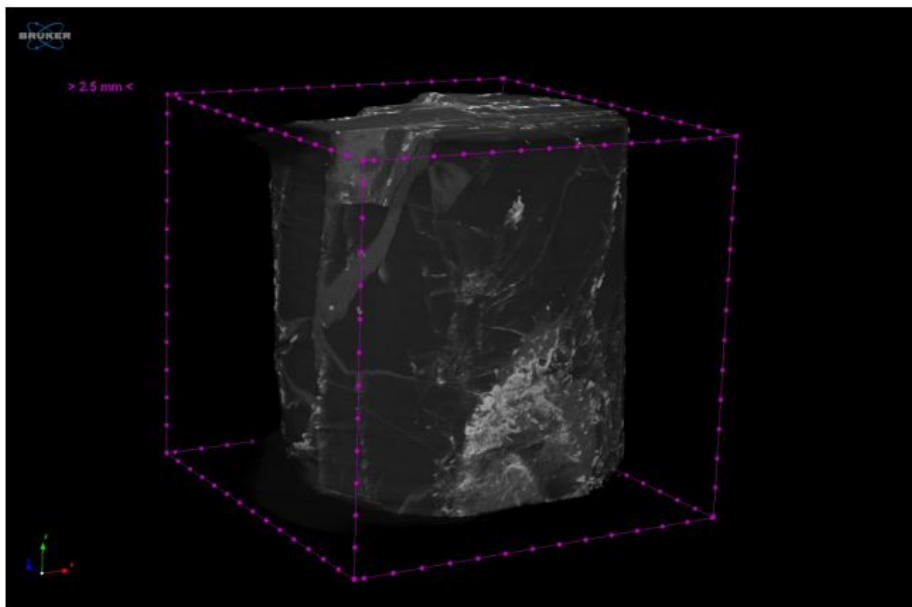


Рисунок 1. Структура порового пространства одного из образцов доманика по результатам лабораторно-аналитических исследований на томографе

В настоящее время наиболее обсуждаемыми являются два подхода к оценке ресурсов углеводородов «сланцевых» скоплений. Оба применяются для оценки традиционных углеводородных скоплений: стандартный объемный метод и объемно-генетический метод (с модификациями применения балансовой модели или бассейнового моделирования). Отличием первого метода от оценки традиционных скоплений является вовлечение в эффективные толщины низкопоровых и низкопроницаемых коллекторов, а также применение разграничения пластов с подвижной и неподвижной нефтью. Второй подход, основанный на оценке объемов возможной генерации УВ из нефтегазогенерирующей толщи,

оценке объемов, покинувших толщу генерации (эмиграции), и возможностей сохранения (остаточной нефти) непосредственно в толще генерации или в граничащих с ней низкопоровых толщах, не являющихся транзитными для образованных УВ, находит все большее применение.

Во ВНИГРИ в содружестве с Санкт-Петербургским Горным Университетом завершен цикл исследований, направленный на анализ применяемых методов оценки потенциала высокобитуминозных толщ, относимых к отложениям доманикового типа на территории России, а также уточнению подходов к оценке на базе новых данных.

Выполненные исследования показали, что по коэффициенту битуминозности фактически невозможно судить о сингенетичном или эпигенетичном характере органического вещества в различных литотипах доманикитов. Получаемые значения  $C_{орг}$  и ХБА, %  $\beta$ ХБА не дают четких представлений об истинном характере содержания исходного органического вещества (в пределах разных литотипов доманикитов). Так, например, значения битумоидного коэффициента для известняков и кремнистых сланцев оказываются фактически идентичными, а разброс его значений для кремнистых разностей даже выше, чем для сланцев. Однако сами карбонатные породы не относятся к нефтематеринским, они лишь аккумулируют органическое вещество, генерированное из обогащенных органическим веществом глинистых пород. Таким образом, характеристика доманикоидных пород по содержанию органического вещества в разных литотипах, за исключением сланцев, весьма условна и неоднозначна. В связи с этим на текущий момент важной задачей остается установление сингенетичного или эпигенетичного характера битумоидов.

Под руководством Баженовой Т.К. во ВНИГРИ выполнена оценка остаточной нефти в наиболее значимых нефтегазогенерирующих материнских толщах России. Суммарные масштабы «остаточной нефти» в доманиковой формации Тимано-Печорского НГБ, согласно этой работе, оценены в 176,5 млрд т (58,6 млрд т -  $D_3dm$  ; 117,9 млрд т -  $D_3f_3-C_1t$ ). Указанные цифры свидетельствуют об объемах сгенерированных, но не эмигрировавших из толщи генерации (рассеянных в толще генерации) углеводородов (табл. 1). Понятно, что они никак не отражают возможностей перевода ресурсов в запасы, никак не связаны с технологией и возможностями извлечения и, соответственно, никак не отражают добычный потенциал из «сланцевых» скоплений.



Таблица 1

## Оценки ресурсов УВ сланцевых материнских формаций России

Формация, провинция	Остаточное количество нефти в формации	Технически извлекаемые ресурсы		Возможные нефть и газ нефтегазовой системы	
		не	газа, трлн	нефти,	газа, трлн
Доманиковская	176,5	5,3	4,6	2,03	1,67
Волго-Уральская	758,0	6,5	3,5	3,25	2,35
Куонамская	250,0	1,7	11,2	-	-
Баженовская	1700,0	26,	9,38	15,7	4,7
Хадумская/Майкоп	197,0	-	-	4,5	5,9

Оценка генерированных, первично мигрировавших, но оставшихся в толще генерации «созревших» УВ может быть осуществлена с учетом зональности катагенеза (для оценки фазового состава), выявления и оценки доли сингенетичных и эпигенетичных битумоидов в толще и учета эффективного порового и порово-трещинного пространства. Таким образом, комбинированный способ базируется на стандартном объемном и усовершенствованном объемно-генетическом методах оценки ресурсов.

Разница в объемах УВ, сохранившихся в толще в рассеянном состоянии после эмиграции, и объемов сгенерированных УВ, обладающих признаками подвижности и находящихся в поровом пространстве (в том числе образованном за счет генерации УВ), может быть оценена с помощью параметров оценки низкопоровых коллекторов.

Работами по доманику Тимано-Печорской провинции установлено, что важнейшие параметры, используемые для оценок ресурсов низкопоровых и низкопроницаемых толщ, весьма изменчивы как в разрезе, так и по простиранию толщ. Так, содержание Сорг. широко варьирует на относительно небольших расстояниях (на удалении менее, чем 1 м в разрезах скважин Тимано-Печорской провинции в доманиковой формации фиксируются вариации содержания от десятых долей процента до свыше 12 процентов). Прямые замеры катагенетической преобразованности ОВ как по витриниту, так и по ИК-Спектроскопии свидетельствуют о существенной изменчивости данных, полученных для разных литотипов.

Соответственно, оценки плотностей генерации, полученные из осредненных на общую толщину значений, не позволяют получить представление о реальном потенциале толщ и, тем более, о выделении в разрезе наиболее перспективных участков.

Данные полученные при совместном изучении емкостных характеристик образцов керна «плотного» доманика без разрушения образцов и экстрагированных из него битумоидов свидетельствуют о значительной эффективной емкости (от 2 до 5%), занятой экстрагируемыми битумоидами и существенном различии в объеме вытяжки, полученной холодным способом из неразрушенных образцов (от 20 до 70%) и вытяжки из разрушенных (при проведении пиролиза) образцов. Указанные различия заставляют с одной стороны более оптимистично относиться к коллекторским свойствам доманикиитов, а с другой - более осторожно воспринимать результаты оценки потенциала, полученные при пиролизе.

Указанные неоднородности распределения содержания органического вещества и степени его зрелости в доманиковых толщах определяют необходимость применения новых

методических подходов для выявления, характеристики и оценки зон генерации и аккумуляции углеводородов.

С целью внедрения этих подходов разрабатывается ряд методов, которые необходимы для реализации алгоритма изучения сланцевых и доманикоидных толщ.

1. Метод определения зон генерации углеводородов на основе сопоставления данных скважинного каротажа и свойств органического вещества керна.

2. Оптико-спектроскопический метод оценки термической зрелости органического вещества сланцевых и доманикоидных пород.

3. Способ оценки плотности генерации и эмиграции углеводородов на основе данных пиролиза и результатов оптического исследования органического вещества пород.

4. Метод томографического изучения емкостного пространства образованного и занятого подвижными битумоидами, сингенетичными толще.

Применение указанных методов позволит оценить степень преобразованности органического вещества, оценить общий генерационный потенциал пород, плотности генерации, эмиграции углеводородов и остаточных генерированных углеводородов.

Следует отметить, что успешность применения методов всецело зависит от уровня детальности отбора керна в скважине. Разработанные методы позволяют получить необходимую детальность благодаря возможности получения данных на основе не только керна, но и шлама.

Предложенную методику можно использовать как основу создания инструмента для получения надежной и более обоснованной оценки различных «сланцевых» объектов, перспективных на поиски нетрадиционных углеводородов.

#### **Список литературы:**

Аверьянова О.Ю., Морариу Д. Вариативность оценок углеводородного потенциала нефтегазовых систем // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/6/32\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/32_2016.pdf)

Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/1/45\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf)

Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ - резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А. Ильинский, Д. Морариу; под ред. О.М. Прищепы. - СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. - 323 с. - Труды ВНИГРИ.

Прищепа О.М. Проблемы воспроизводства запасов углеводородов: арктический шельф и (или) трудноизвлекаемые запасы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. - №1-2. – С.18-34.

EIA - U.S. Energy Information Administration. (Дата доступа: март 2013). - URL: <https://www.eia.gov/>

## **Domanik “shale” deposits of the Timan-Pechora province, their oil and gas potential and approaches to resource assessment**

More than 100 wells with petroleum potential in domanikites have been identified on the territory of the Timan-Pechora nowadays. Conditions determining oil and gas potential of “shale” formations are described in the article. At present, two approaches of estimating hydrocarbon resources of shale accumulations are the most discussed in Russia: the standard volumetric method and the volumetric-genetic method (modifications with the use of the balance model or basin modeling), each of them has a lot of questions to answer. In order to improve the quality of the forecast in recent years, the VNIGRI specialists have developed a set of methods for studying domanikites and other “shale” objects. The success of these techniques entirely depends on the level of detail of the core sampling in the well. The developed methods make it possible to obtain the necessary detail due to the possibility of obtaining well data. The estimation of residual oil is made for the Timan-Pechora province (Bazhenova T.K.). The total amount of the “residual oil” in the Domanik formation of the Timan-Pechora, according to this work, is estimated at 176.5 billion tons (58.6 billion tons - D3dm; 117.9 billion tons - D3f3-C1t).

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА  
АКВАТОРИЯХ (постерные доклады)

## Нефтегазоматеринские отложения озера Байкал

Видищева Олеся Николаевна<sup>1</sup>, Кислицына Екатерина Валерьевна<sup>1</sup>,

Юрченко А.Ю.<sup>1</sup>, Ахманов Григорий Георгиевич<sup>1</sup>, Хлыстов Олег Михайлович<sup>2</sup>

<sup>1</sup> – МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва

<sup>2</sup> – ЛИН СО РАН, г. Иркутск

Выходы нефти и газа в прибортовой зоне Байкала – это уникальная характеристика озера. О выходах нефти на восточном берегу было известно местному населению еще с древних времен. Крупномасштабные поиски нефти и газа были осуществлены в начале 50-х годов прошлого столетия (Хлыстов и др., 2007). В недрах Байкальской впадины несомненно находятся ресурсы УВ, но история формирования скоплений нефти и газа недостаточно изучена. Результаты интерпретации геолого-геофизических данных указывают на наличие благоприятных предпосылок нефтегазоносности кайнозойских отложений озера Байкал. В качестве нефте- и газопроизводящих отложений могли выступать глинистые породы проторифтового и среднерифтового комплексов. В рифтовой зоне имеет место повышенный тепловой поток, который приводил к их значительному прогреву (Конторович и др., 2005). На настоящий момент предполагается, что исходным органическим веществом для байкальской нефти служили остатки высшей растительности, озерного планктона и продукты бактериальной деятельности.

В июне-июле 2018 года прошла пятая по счету экспедиция Class@Baikal в акватории озера Байкал на НИС «Г.Ю. Верещагин». На борту судна проводились геохимические исследования донных осадков для изучения нефтегазоносности озера Байкал. Анализ более 2000 отобранных образцов углеводородных (УВ) газов показал, что УВ газы преимущественно состоят из метана. Концентрация этана, пропана и бугана обычно не превышает 1 об.%. Совокупность молекулярных и изотопных характеристик газа позволяет определить происхождение метана. Нами был обнаружен бактериальный, термогенный и смешанный тип метана (Калмычков и др., 2006). Большинство отобранных образцов имеет смешанное происхождение (Рис. 1(а)). Для уточнения генезиса газов была использована модифицированная диаграмма Бернарда (Milkov, Etiope, 2018) (Рис.1 (б)). Результаты ее интерпретации свидетельствуют о большом количестве термогенного газа, большая часть которого относится к ассоциируемому с нефтью газу.

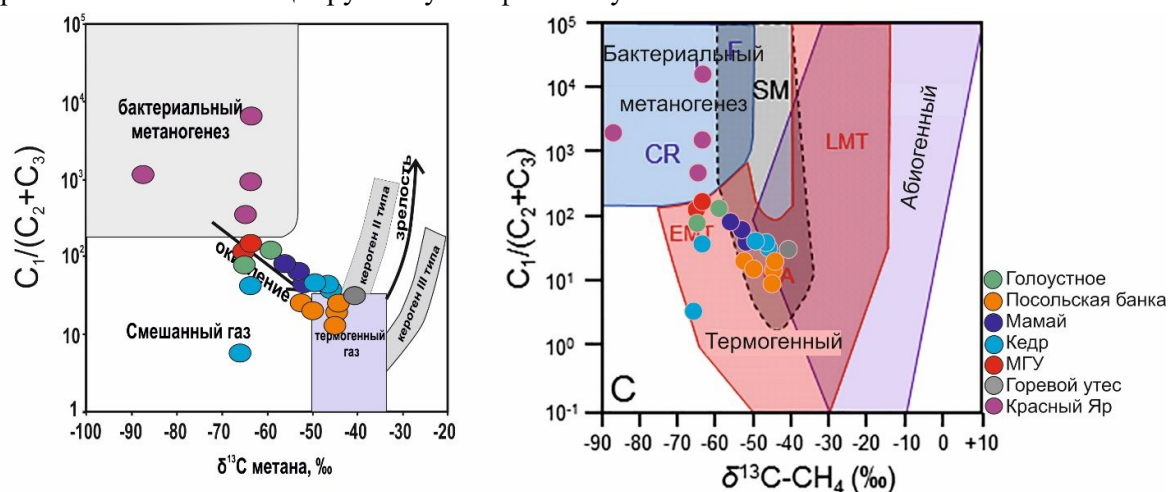


Рис. 1. (а) Диаграмма Бернарда (Bernard et al., 1977), (б) Генетическая диаграмма природного газа (Milkov, Etiope, 2018).

Для того, чтобы определить исходное вещество нефте-газоматеринской толщи и ее зрелость, используются результаты изотопного анализа углерода метана и этана. Изотопный состав углерода метана для структур МГУ (Ахманов и др., 2018), Посольская банка, Кедр, Мамай, Голоустное, Горевой утес находится в диапазоне – 45‰ до -65‰. Изотопный состав

углерода этана для этих структур изменяется от -24‰ до -32‰. Согласно этим данным органическое вещество толщи имеет гумусовое происхождение и находится на разной стадии преобразованности: МК<sub>5</sub> и МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub>. К стадии МК<sub>5</sub> относятся газы, которые были отобраны в центральной части центральной котловины озера, а к стадии МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub> – отобранные на восточном борту центральной и южной котловины. Полученные результаты соотносятся с геологическим строением. В центральной части котловины озера наиболее полный осадочный разрез (Hutchinson et al., 1992), мощность которого достигает 3-4 км. На восточном борту байкальской впадины мощность осадочного чехла уменьшается, но при этом возрастает тепловой поток (Vanneste et al., 2003).

Таким образом, в недрах Байкальской впадины происходит генерация УВ газов. Изучение молекулярного и изотопного состава УВ газов позволяет выявить состав и зрелость генерирующей толщи. Геохимический анализ УВ газов и органического вещества донных осадков озера Байкал свидетельствует о континентальном происхождении органического вещества нефте-газоматеринской толщи, степень преобразованности которого различается в центральных и бортовых частях осадочного заполнения Байкальской впадины.

#### **Список литературы:**

1. Ахманов Г.Г., Хлыстов О.М., Соловьева М.А. и др. Открытие новой гидратоносной структуры на дне оз. Байкал // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2018. №5. С. 111-116
2. Калмычков Г.В., Егоров А.В., академик Кузьмин М.И., Хлыстов О.М. Генетические типы метана озера Байкал // Доклады академии наук. - 2006, том 411, №5. С.672-675.
3. Конторович А.Э. Мандельбаум М.М., Селезнев В.С. Генезис байкальской нефти // Четвертая Верещагинская Байкальская конференция. Иркутск, Изд-во Ин-та географии СО РАН, 2005, с. 101-102.
4. Хлыстов О.М., Горшков А.Г., Егоров А.В. и др. Нефть в озере Мирового наследия // Доклады академии наук – 2007, том 414, №5. С. 1-4.
5. Bernard, B., Brooks, J.M., Sackett, W.M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas sources in marine sediments // 9th Annual OTC Conference – 1977 - P. 435–438 (OTC 2934).
6. Hutchinson D. R., Golmshtok A. S., Zonenshain L. P. Moore T.C., Scholz C.A., Klitgord K.D. Depositional and tectonic framework of the rift basin of Lake Baikal from multichannel seismic data // Geology - 1992. - Vol. 20. — P. 589-592.
7. Milkov A.V., Etiope G. Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of >20,000 samples // Organic Geochemistry – 2018 – 125. – P. 109-120
8. Vanneste M., Poort J., De Batist M., Klerkx J. Atypical heat-flow near gas hydrate irregularities and cold seeps in the Baikal Rift Zone // Marine and Petroleum Geology - 2003. - Vol. 19. - P. 1257-1274.

## **Oil and gas source rocks of Lake Baikal**

**Olesya N. Vidischeva<sup>1</sup>, Ekaterina V. Kislitsyna<sup>1</sup>, Grigorii G. Akhmanov<sup>1</sup>, Oleg M. Khlystov<sup>2</sup>**

*1 - UNESCO-MSU Training and Research Centre for Marine Geology and Geophysics, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia*

*2 - Limnological Institute, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

In June-July 2018, the fifth Class @ Baikal expedition took place in the waters of Lake Baikal on the R / V “G.Yu. Vereshchagin”. One of the tasks of the cruise was to conduct gas-geochemical survey of bottom sediments to study the oil and gas system within Lake Baikal. Oil and gas presence in the shelf zone of Baikal attracts large interest. The sources of hydrocarbons are undoubtedly in the depths of the Baikal Basin, but the history of oil and gas accumulations has not been sufficiently studied.

During the five years of the Class @ Baikal project, more than 2000 samples of hydrocarbon (HC) gases were taken from the bottom sediments of Lake Baikal within the central and southern parts. Hydrocarbon gases mainly consist of methane, ethane, propane and butane. According to the results of molecular and isotope analysis of gases, three genetic types of detected methane can be distinguished: bacterial, thermogenic, and mixed (Kalmychkov et al., 2006). Most of the selected gases are of mixed origin (Bernard et al., 1977). To clarify the genesis of gases, a modified Bernard diagram (Milkov, Etiope, 2018) was used. The results of its interpretation indicate a large amount of thermogenic gas, most of which relates to gas associated with oil.

To determine the maturity of organic matter in the gas-generating strata, the carbon isotope composition of methane and ethane was used. According to these data, the organic matter of the sequence has a humus origin with different stage of transformation: MC<sub>5</sub> and MC<sub>3</sub>-MC<sub>4</sub>. The MC<sub>5</sub> stage includes gases that were collected in the central part of the central basin of the lake, and MC<sub>3</sub>-MC<sub>4</sub> stage - collected on the eastern side of the central and southern part. The results correlate with the geological structure. In the central part of the lake basin, the thickness of deposits reaches 3-4 km (Hutchinson et al., 1992). On the eastern side of the Baikal Basin, sediment thickness decreases, but the heat flow increases (Vanneste et al., 2003).

### References:

1. *Kalmychkov G.V., Egorov A.V., Kuzmin M.I., Khlystov O.M. Genetic types of methane of Lake Baikal // Reports of the Academy of Sciences. - 2006, vol. 411, №5. P.672-675.*
2. *Bernard, B., Brooks, J.M., Sackett, W.M. A geochemical model for characterization of hydrocarbon gas sources in marine sediments // 9th Annual OTC Conference – 1977 - P. 435–438 (OTC 2934).*
3. *Hutchinson D. R., Golmshtok A. S., Zonenshain L. P. Moore T.C., Scholz C.A., Klitgord K.D. Depositional and tectonic framework of the rift basin of Lake Baikal from multichannel seismic data // Geology - 1992. - Vol. 20. — P. 589-592.*
4. *Milkov A.V., Etiope G. Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of >20,000 samples // Organic Geochemistry – 2018 – 125. – P. 109-120*
5. *Vanneste M., Poort J., De Batist M., Klerkx J. Atypical heat-flow near gas hydrate irregularities and cold seeps in the Baikal Rift Zone // Marine and Petroleum Geology - 2003. - Vol. 19. - P. 1257-1274.*



## Органическое вещество осадков озера Байкал в районе мыса Горевой Утёс.

Деленгов М.Т.<sup>1</sup>, Фадеева Н.П.<sup>1</sup>, Ахманов Г.Г.<sup>1</sup>, Хлыстов О.М.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва

<sup>2</sup>Лимнологический институт СО РАН, Иркутск

### Введение

Зоны фокусированной субаквальной флюидоразгрузки распространены на дне озера Байкал. Одна из таких зон расположена на траверсе мыса Горевой Утёс на восточном склоне Средней Байкальской котловины. Уникальность объекта обусловлена тем, что в пределах ограниченной зоны, регистрируются выходы газов, жидких углеводородов, формируются битумные постройки, а также образуются газовые гидраты. Поле, в пределах которого наблюдаются битумные постройки, имеет диаметр около 500 метров, расположено в интервале глубин озера 850-950 метров (Хлыстов и др., 2007). Постройки сформированы интенсивным высачиванием нефти на дне. Затем нефть разливается по акватории озера.

Цель данной работы заключается в проведении комплексных геохимических исследований для выявления природы органического вещества. Кроме того, планируется определить наиболее индикаторные параметры для оценки воздействия зон фокусированных углеводородных сипов на геохимические характеристики донных осадков.

### Данные и методы

В время 5-й Международной экспедиции в рамках проекта Class@Baikal было проведено обширное донное опробование по профилям, пересекающих зону флюидоразгрузки Горевой Утёса в перпендикулярных направлениях. Всего было выполнено 22 станции, шесть из которых отобраны в пределах предполагаемого центра структуры, еще 16 станций – на удалении в 200, 500, 1000 и 2000 м от условного края поля по четырем направлениям (Рис 1). Получены образцы из 134 интервалов донных осадков для изучения сингенетического и мигрировавшего органического вещества. Все образцы были заморожены для транспортировки и хранения, чтобы исключить микробильную переработку осадков.

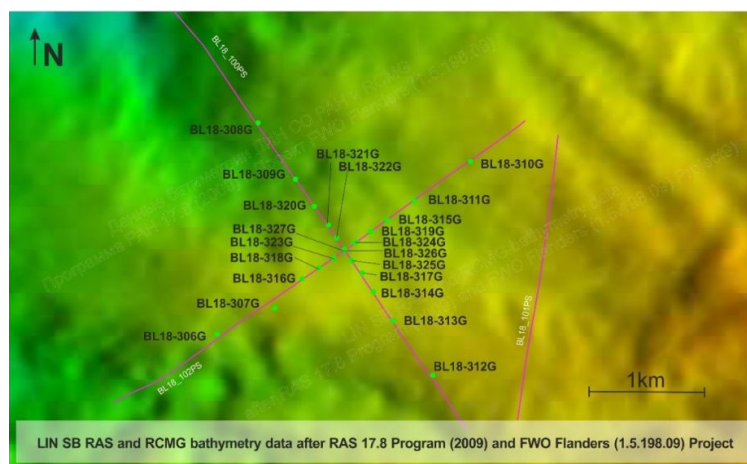


Рис 1. Карта-схема сейсмических профилей и станций донного проботбора

Лабораторные исследования представляли последовательный комплекс. После дробления и сушки образцов был проведён люминесцентно-битуминологический анализ, экстракция хлороформного битумоида с последующим разделением гексаном на мальтены и асфальтены. Далее мальтены были разделены на фракции: насыщенную и ароматическую, для дальнейших хромато-масс-спектрографических исследований. Для части образцов было проведено разделение на аналитические группы: масла, бензолные смолы и спирто-бензолные смолы. Кроме того, были проведены пиролитические исследования.

## Результаты

Верхняя часть разреза представлена диатомовыми илами. Этот слой отсутствует лишь в станциях TTR-BL18-306G и TTR-BL18-309G (расположены на крутом склоне), TTR-BL18-326G и TTR-BL18-327G (сильно нефте-газонасыщены). Ниже он сменяется пелитоалевритом. Во всех колонках отмечается нарушение целостности отложений, что может свидетельствовать, как и о нестабильности склона и оползании осадков, так и о сильной газонасыщенности осадков.

Пиролитические исследования показали большой диапазон концентраций органического вещества (ОВ) в изученных осадках: ТОС=0,3-11%. Низкими значениями (ТОС=0,3-0,8%) характеризуются большинство образцов изученной территории. На их фоне установлены три участка с высоким содержанием ОВ (ТОС=1,2-11%) и свободных углеводов (УВ) ( $S_1=0.2-1.5$  мг УВ/г породы).

Содержание растворимой части ОВ изменяется в достаточно широких пределах от 0,01% в колонках без нефтепроявлений, расположенных на удалении от предполагаемого центра, до 5,11% в колонках с нефтепроявлениями из центральной части. В групповом составе большинства образцов преобладают масла, достигая 60%; высокие значения битумоидного коэффициента (до 80%) указывают на примесь миграционных битумоидов.

Исследование молекулярного состава на хромато-масс-спектрографе для образцов, удаленных от центра, показало, что ОВ биодegradировано, на что указывает очень низкое содержание низко- и среднемолекулярных гомологов. Присутствие высокомолекулярных гомологов  $C_{25}-C_{33}$  с индивидуальными максимумами на  $C_{27}$ ,  $C_{29}$ ,  $C_{33}$  указывает на участие высшей растительности в формировании ОВ, отношение изопреноидных УВ ( $Pr/Ph=1,05-2,18$ , среднее 1,46). В данных образцах преобладают алканы с нечетным количеством атомов углерода (среднее значение  $CPI=1,52$ ). Н-алканы в образцах, отобранных в центре структуры, имеют нормальное «нефтяное» распределение (битумоидный коэффициент 25%), с преобладанием гомологов с четным числом атомов углерода. Для таких образцов среднее значение индекса  $CPI$  составляет 0,97, отношение  $Pg$  к  $Ph$  близко к единице.

Исходное для нефти ОВ имеет, вероятно, смешанный состав. Присутствие УВ  $C_{17}$  указывает на морской фитопланктон. Для УВ  $C_{23}$  исходным продуцентом могли служить высшие водоросли. Кроме того, в небольшом количестве отмечаются воски высших растений.

Индекс термальной зрелости, рассчитанный по гопановым ( $Ts/(Ts+Tm)=0,58-0,68$ ) и ароматическим ( $MPI-1=0,45-1,48$ ) УВ, соответствует середине главной зоны нефтеобразования-началу зоны газообразования (градации катагенеза  $MK_2-MK_4$ ). Современные осадки находятся на ранних этапах диагенетических процессов. Завышенные показатели градаций катагенеза, вероятно, связаны с миграционной составляющей. Это влияние прослеживается не только в образцах из центра структуры, но и в удаленных от нефтепроявления.

## Выводы

- Исходное органическое вещество имеет смешанный состав.
- Нефтематеринская порода достигла градаций катагенеза  $MK_2-MK_4$ .
- Во всех исследованных образцах из центра структуры и на его удалении отмечается миграционная составляющая.

## Список литературы

Конторович А.Э., Каширцев В.А., Москвин В.И., Бурштейн Л.М., Земская Т.И., Костырева Е.А., Калмычков Г.В., Хлыстов О.М. Нефтегазонасыщенность отложений озера Байкал. Геология и геофизика, 2007, т.48, №12, с. 1346-1356.

*Конторович А.Э., В.А.Каширцев, В.И.Москвин, Л.М.Буриштейн, Е.А. Костырева, О.М.Хлыстов:* Проблема нефтеносности озера Байкал. ИНГГ СО РАН, Новосибирск. УДК 553.981+550.848.8.

*Хлыстов О.М., Горшков А.Г., Егоров А.В. и др.* Нефть в озере Мирового наследия // Доклады академии наук, 2007, том 414, №5, с. 1-4.

## **Organic matter of Lake Baikal sediments in the area of Cape Gorevoy Utes.**

**Delengov M.T.<sup>1</sup>, Fadeeva N.P.<sup>1</sup>, Akhmanov G.G.<sup>1</sup>, Khlystov O.M.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Lomonosov Moscow State University, Moscow*

<sup>2</sup>*Limological Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk*

### **Abstract**

The study examines the organic matter of the bottom sediments of Lake Baikal in the area of the focused subaqueal fluid discharge zone. For the first time, precipitation in the center of the proposed structure and at a distance from it is investigated comprehensively. The purpose of this work is to conduct complex geochemical studies to identify the nature of organic matter. In addition, it is planned to determine the most indicator parameters for assessing the effect of zones of focused hydrocarbon seeps on the geochemical characteristics of bottom sediments.

Material for the work was collected during the 5th International Student Expedition Class@Baikal-2018. Extensive bottom sampling along profiles was performed, crossing the fluid discharge zone in perpendicular directions. In total, 22 stations were tested, six of which were selected within the proposed center of the structure, another 16 stations - at a distance of 200, 500, 1000 and 2000 m from the conventional field edge in four directions. In total, 134 sediment interval were tested to study syngenetic and migrated organic matter.

Further laboratory studies represented a sequential complex. After crushing and drying the samples, a luminescent-bitumen analysis was performed, extraction of chloroform bitumen followed by separation of hexanes into maltenes and asphaltenes. Further, the maltenes were divided into fractions: saturated and aromatic, for further chromato-mass-spectrographic studies. For a part of the samples, the separation into analytical groups was carried out: oils, benzene resins and alcohol benzene resins. In addition, pyrolytic studies were conducted

The upper part of the cut is the diatom layer. It is absent only in the stations TTR-BL18-306G and TTR-BL18-309G (located on a steep slope), TTR-BL18-326G and TTR-BL18-327G (strongly oil-gas saturated). Below it is replaced by clayey silt. In all columns there is a violation of the integrity of the sediments, which may indicate both instability of the slope and creep of precipitation, as well as strong gas saturation of the sediments. The content of the soluble part of the organic matter varies in a fairly wide range from 0.04% in columns without oil manifestations located at a distance from the intended center to 5.11% in columns with oil manifestations from the central part. In the group composition of most samples, oils dominate, reaching 60%.

In addition, the paper presents the results of chromatography-mass spectrographic studies and the results of pyrolysis. Assumptions about the source of oil in Lake Baikal.

## *Перспективы газоносности верхней части разреза северо-западного сектора акватории Берингова моря на основе интерпретации сейсмических данных*

**А.В. Кишанков<sup>1,2</sup>**

Научный руководитель: д.т.н., профессор В.И. Богоявленский <sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> *Российский государственный университет нефти и газа*  
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

<sup>2</sup> Институт проблем нефти и газа Российской академии наук

E-mail: alexey137k@yandex.ru

В настоящее время одним из актуальных и перспективных направлений морских геологоразведочных работ является изучение газоносности верхней части разреза. Небольшие газовые залежи, находящиеся у поверхности морского дна, указывают на возможные расположения на больших глубинах крупных месторождений углеводородов. Кроме того, газ приповерхностных залежей может использоваться как источник энергии для масштабных проектов разведки и разработки шельфовых месторождений и для обеспечения локальных потребностей. Также необходимо исследование газонасыщенных отложений верхней части разреза в связи с тем, что они могут представлять опасность при поисковом и разведочном бурении. Вскрытие таких отложений сопровождается неконтролируемым выбросом газа на поверхность, что может приводить к авариям на буровых платформах, судах [2].

Особенно актуально изучение газоносности верхней части разреза для акваторий арктических и субарктических морей, где проведение геологоразведочных работ является крайне сложным и дорогостоящим процессом, ввиду сложных природно-климатических условий, слабо развитой инфраструктуры. Объектом исследования в настоящей работе являлся северо-западный сектор акватории Берингова моря. Целью работы являлся поиск потенциальных залежей газа в свободном и гидратном состояниях в верхней части разреза на основе сейсмических данных. В работе рассмотрены Анадырский нефтегазоносный бассейн, Наваринский потенциальный нефтегазоносный бассейн, а также прилегающая часть глубоководной Алеутской котловины. К верхней части разреза Анадырского и Наваринского бассейнов относятся отложения миоцен-четвертичного комплекса [1], представленные переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, углей [5].

В ходе исследования проведена интерпретация ряда региональных сейсмических разрезов Геологической службы США (USGS) в программном обеспечении IHS Kingdom. Аномалии сейсмической записи, указывающие на скопления свободного газа, определяются по повышенным амплитудам отражений (ярким пятнам), поглощению высоких частот упругих волн и другим характеристикам. Такие аномалии были обнаружены при анализе большинства имевшихся разрезов [3]. Признаком существования газовых гидратов является отражающий горизонт BSR (Bottom Simulating Reflector), определяемый такими признаками, как субпараллельность поверхности морского дна, сечение слоистости осадочного чехла, обратная полярность сигнала. Отражающий горизонт BSR был выделен на четырех разрезах по изучаемому региону.

Всего в результате интерпретации всех имевшихся сейсмических разрезов, выявлен 441 аномальный объект. Для данных аномалий – предполагаемых залежей свободного газа проведена статистическая оценка их распространения в верхней части разреза. Оценка проводилась отдельно по осадочным бассейнам – Анадырскому и Наваринскому, в целом по этим двум бассейнам, а также по прилегающей Алеутской котловине [3]. Для Анадырского и Наваринского бассейнов большинство залежей прогнозируется на глубинах до 300 м, с размерами вдоль соответствующих профилей до 1500 м. В Алеутской котловине залежи прогнозируются на глубинах 500-700 м. Часть объектов, определенных в данной зоне, имеют вид амплитудно-скоростных аномалий VAMP, которые ассоциируются с газовыми гидратами и накопленными под ними залежами свободного газа [4].

Минимальные глубины, необходимые для образования газовых гидратов в изучаемом регионе, были рассчитаны с помощью программы CSMHYD и составили от 296 до 392 м при возможных температурах морского дна от 1,5 до 3°С и различных значениях солености пластовых вод. Газовые гидраты, прогнозируемые по сейсмическим разрезам, находятся глубже данных отметок, что может подтверждать возможность их существования на исследуемой площади.

Выполненная работа может служить основой для дальнейших исследований, связанных с поиском залежей углеводородов на акватории Берингова моря. Исследование демонстрирует необходимость изучения газонасыщенности верхней части разреза для повышения эффективности поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов как на шельфе арктических и субарктических морей, так и в других районах Мирового океана.

Список литературы:

- 1) Антипов М. П., Бондаренко Г.Е., Бордовская Т.О., Шипилов Э.В. Анадырский бассейн (северо-восток Евразии, Берингоморское побережье): геологическое строение, тектоническая эволюция и нефтегазонасыщенность. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2008. 53 с.
- 2) Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов: Монография. - М.: ВЭО, 2014, с. 11-175.
- 3) Богоявленский В. И., Кишанков А.В. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Берингово море // Бурение и нефть. 2018, № 9. – с. 4-12.
- 4) Scholl D. W., Hart P. E. Velocity and amplitude structures on seismic reflection profiles-possible massive gas-hydrate deposits and underlying gas accumulations in the Bering Sea Basin //The future of energy gases. 1993. P. 331–351.
- 5) Wiley T.J. Sedimentary Basins of offshore Alaska and Adjacent regions. Open-File Report 86-35. Department of the Interior. U.S. Geological Survey, 1986. 82 p.

## **Shallow Gas Potential of the North-Western Sector of the Bering Sea Based on Seismic Data Interpretation**

**A. Kishankov**<sup>1,2</sup>

Scientific advisor: DSc, Prof. V. Bogoyavlensky<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> *Gubkin Russian State University of Oil and Gas* (National Research University)

<sup>2</sup> Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences

E-mail: alexey137k@yandex.ru

Studying gas potential of the upper part of geological section is one of the significant spheres of offshore petroleum exploration. Small shallow gas accumulations may indicate possible locations of large hydrocarbon fields on greater depths. Besides, gas from near-surface accumulations may be used as an energy source for projects of exploration and production of major offshore fields, as well as for serving local demands. Studying shallow gas-saturated sediments is also important since they pose danger during exploratory drilling. Penetrating such deposits may result in uncontrolled gas blow-out, causing accidents on drilling rigs, vessels.

Studying shallow gas potential is particularly important for the Arctic and Sub-Arctic offshore areas where petroleum exploration is extremely complicated and expensive due to unfavorable climatic conditions, poorly developed infrastructure. The object of the study was the north-western sector of the Bering Sea. The goal of the research was revealing shallow gas accumulations, both in free and hydrated states, on base of seismic data. The research concentrated on the Anadyr and Navarin basins and adjacent part of the Aleutian Basin.

The study involved interpretation of regional seismic sections of USGS using IHS Kingdom software. Seismic anomalies, indicating free gas accumulations, were defined by enhanced reflections (bright spots), decreased frequencies and other features. In total, 441 anomalies, associated with potential free gas accumulations, were identified. Statistical review of their distribution in the near-surface section was made. Occurrence of gas hydrates was forecasted by appearance of BSR (Bottom Simulating Reflector). It was defined by conformity to sea bottom, intersection of sedimentation bedding, inverse polarity of signal. BSR was revealed in four seismic sections of the studied region.

Conducted research can serve as a base for further studies of the Bering Sea area. The research demonstrates the necessity of studying shallow gas potential for increasing efficiency of hydrocarbon exploration and production on the shelf of the Arctic and Sub-Arctic seas and in other areas of the World Ocean.



## *Методология идентификации абиотических элементов ландшафтов на мелководных акваториях гляциальных шельфов*

**Терехина Я.Е.<sup>1</sup>, Токарев М.Ю.<sup>1</sup>, Исаченко А.И.<sup>2</sup>, Репкина Т.Ю.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>МГУ им. М.В.Ломоносова, <sup>2</sup>ООО «Арктический Научный Центр»)

### **Аннотация**

В настоящее время изучению дна морей и других акваторий уделяется большое внимание. Экономические и экологические факторы диктуют необходимость применения методик, позволяющих быстро и эффективно обследовать значительные территории. Одним из таких перспективных подходов является картографирование подводных ландшафтов с применением геофизических наблюдений. В данной работе авторы представляют методологию, позволяющую получать необходимую и достаточную информацию для разделения основных абиотических элементов ландшафтов (донные осадки, формы микро- и мезорельефа и геологические структуры) на мелководных акваториях гляциальных шельфов.

### **Цели и задачи**

Целью данной работы являлись разработка и апробация методики картографирования абиотических элементов подводных ландшафтов в условиях перигляциальных шельфов. Перед авторами стояли следующие задачи:

- Анализ существующих методик изучения подводных ландшафтов, оценка преимуществ и недостатков элементов методик для предсказания компонент ландшафтов
- Выбор оптимального комплекса методов и разработка методики косвенных (геофизических) наблюдений для изучения подводных ландшафтов и апробация на тестовом полигоне на Белом море;
- Разработка методики качественной и количественной интерпретации данных косвенных наблюдений, обеспечивающий получение информации об абиотических компонентах подводных ландшафтов для изучения структуры бентосных сообществ;
- Апробация методики комплексной интерпретации набора разнородных данных для картографирования подводных ландшафтов;

### **Объект исследования**

Авторы под термином «Подводный ландшафт» понимают совокупность биотических и абиотических факторов (Brown С., 2011). Абиотические факторы – геологические фации, рельеф, формы макро- и микрорельефа, литологический состав, гидрологический режим. Биотические факторы – разнообразие видов и численные характеристики бентосных сообществ. Таким образом, можно обозначить следующие компоненты подводного ландшафта:

- Геологические фации
- Литологический состав и формы микрорельефа
- Рельеф дна и формы макрорельефа
- Гидрологический режим
- Видовой состав и количественные характеристики бентосных сообществ;

Для успешного картографирования подводных ландшафтов требуется комплексный подход, объединяющий результаты исследований геологического строения, геоморфологии и бентосных сообществ (Гершанович Д. Е. , 1985, Преображенский Б.В., 2000, Мокиевский В.О., 2012, Исаченко А. И., 2013 и др.).

### **Материалы и методы**

Комплекс полевых исследований должен обеспечивать изучение каждого компонента подводного ландшафта. В рамках данного исследования применялись дистанционные (гидролокация, сейсмоакустика и многолучевое эхолотирование) и прямые (пробоотбор, подводные наблюдения) методы. Особенностью данного набора является использование трехчастотной гидролокационной съемки (Таблица 1).

**Таблица 1. Техническая характеристика оборудования для осуществления гидролокационной съемки.**

Название	Гидролокатор бокового обзора Klein 3900		Гидролокатор-профилограф Teledyne Benthos C3D+SBP
Фотография			
Частоты	900 кГц	445 кГц	200 кГц
Разрешающая способность	0,5 см	2,5 см	4,5 м
Ширина луча	Горизонтальный: 0.21°; вертикальный: 45°		Горизонтальный: 1°; вертикальный: 60°
Диапазон	11 настроек: 10 - 200 м		25 - 300 м
Максимальная дальность	50 м	150 м	300 м
Глубина погружения	200 м		До 2000 м
Размеры	Длина 122 см, диаметр 8.9 см		Длина 208.7 см, диаметр 51 см
Вес	29 кг		158 кг
Датчики	Roll, pitch, heading		Roll, pitch, heading
Опции	Альтиметр		Альтиметр
Формат данных навигации	NMEA 0183		NMEA 0183
Электропитание	120 Вт @ 120/240 ВАХ, 50/60 Гц		300 Вт @ 120/240 ВАХ
Формат данных	SDF или XTF		XTF
Буксировочный кабель-тросс	Кевларовый 50 м		Коаксиальный 75 м

**Идентификация абиотических элементов ландшафтов в проливе Великая Салма**

Интерпретация состояла из двух этапов: качественная, которая осуществлялась экспертами, и количественная (на основе кластерного анализа).

На изучаемом полигоне в акватории Белого моря были определены и закартированы характерные формы рельефа (Рисунок 1).

	Эскер		Северный склон с ложбинами, на поверхности небольшое количество морских отложений
	Равнины с маломощными морскими отложениями, морена иногда выходит на поверхность		Скальные выходы в виде гряд, морена практически отсутствует
	Равнины с мощными морскими отложениями		Моренные гряды, морские отложения отсутствуют
	Тела небольших оползней, морские отложения на поверхности		Крутой склон с малой мощностью морских отложений

Рисунок 8. Характерные формы рельефа

Данные гидролокации, сейсмоакустики, пробоотбора и прямых наблюдений легли в основу разделения района работ по литологический составу донных отложений и формам микрорельефа (Рисунок 2).

По ГЛБО		По сейсмическим данным	
	Однородная низкоамплитудная запись с редкими высокоамплитудными зонами малых размеров	Равнины с мощными морскими отложениями	
	Локальные среднеамплитудные области на фоне однородного низкоамплитудного поля	Равнины с маломощными морскими отложениями, морена иногда выходит на дно	
	Сильно неоднородная запись, отчётливо наблюдаются локальные низкоамплитудные зоны	Слабохолмистые участки, морена выходит на поверхность	
	Сильно неоднородная запись: на малых расстояниях амплитуды резко изменяются	Моренные гряды, морские отложения отсутствуют	

Рисунок 9. Пример выделенных однородных областей.

В процессе количественного анализа для каждого типа данных был проведён кластерный анализ рассчитанных атрибутов (Рисунок 3).

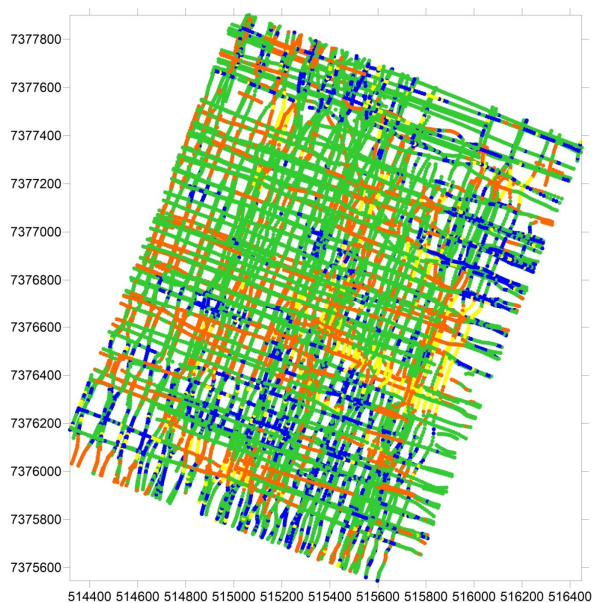


Рисунок 3. Карта результатов кластерного анализа данных гидролокации и многолучевого эхолотирования

В результате совместной интерпретации всех видов абиотической информации экспертно была решена задача и построена карта типов совокупностей абиотических факторов.

#### **Список литературы**

Brown Craig J., Smith Stephen J., Lawton Peter, Anderson John T. Benthic habitat mapping: A review of progress towards improved understanding of the spatial ecology of the seafloor using acoustic techniques/ *Estuarine, Coastal and Shelf Science* 92 (2011). P. 502-522.

Гершанович Д.Е. Морское ландшафтоведение новый подход к изучению природы океана / Гершанович Д.Е., Федоров В.В // *Изв. АН СССР: Сер. геогр.* 1985. №5. С. 50-55.

Исаченко А. И. Структура поселения морского двустворчатого моллюска *Arctica islandica* (Linnaeus, 1767) в пространстве и времени. Автореф. дис. ... канд. биол. наук. М., 2013. 21 с.

Мокиевский В.О., Токарев М.Ю., Головкин А.Н., Баскакова Г.В., Сорокин В.М., Старовойтов А.В., Цетлин А.Б., Комплексное ландшафтное картографирование дна на модельном полигоне, "Комплексные исследования подводных ландшафтов в Белом море с применением дистанционных методов (Труды Беломорской биостанции МГУ, т. 11)", Товарищество научных изданий КМК, том 11, 2012 с. 22-33

Преображенский Б.В., Жариков В.В., Дубейковский Л.В. Основы подводного ландшафтоведения (Управление морскими экосистемами). Владивосток: Дальнаука, 2000. 351 с.

#### **Благодарности**

Практический пример, представленный в данной работе, является частью проекта, финансируемого Арктическим Научным Центром. Авторы выражают благодарность коллективам ЦМИ МГУ, ЦАСД МГУ и СПЛИТ за выполнение полевых работ и помощь в верификации результатов интерпретации данных гидроакустических наблюдений. Отдельная благодарность Соловьевой М.А. за всестороннюю помощь в подготовке данной работы. Особая благодарность Беломорской биологической станции им. Н.А.Перцова Биологического факультета Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова за поддержку исследования.

## *Магматические комплексы в осадочном чехле восточной части Баренцева моря по данным гидромагнитных съемок*

**Арутюнян Д.А. (1), Лыгин И.В. (1), Соколова Т.Б. (1), Булычев А.А. (1), Кузнецов К.М. (1)**

*(1) Московский Государственный Университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет*

(david-20.97@mail.ru, ivanlygin@mail.ru, tb-sokolova@yandex.ru, aabul735@gmail.com, kirillkuz90@gmail.com)

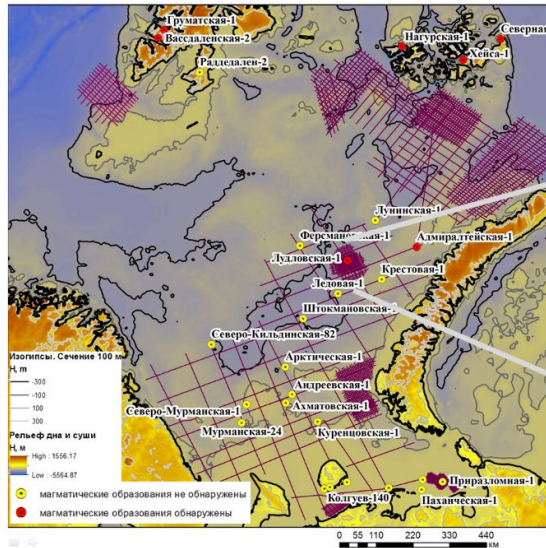
На протяжении многих лет сначала советскими и российскими (Гордин В.М., Углов Б.Д., Лейбов М.Б., Лыгин В.А., Журавлев В.А., Городницкий А.М., Атаков А.И., Лыгин И.В.) специалистами-геофизиками разработана и успешно применяется специальная методика дифференциальных гидромагнитных наблюдений, позволяющая в условиях неконтролируемых резко изменчивых и высокоинтенсивных геомагнитных вариаций достигать погрешности съемки в первые нТл. При соблюдении необходимых методических требований во время обработки нет необходимости применять сглаживающие фильтры. В результате для интерпретации оказываются доступными магнитные аномалии размером первые десятки метров, обычно определенные с погрешностью не превосходящей первые нТл (обычно менее  $\pm 4$  нТл).

Нами выполнено обобщение морских магнитометрических съемок, выполненных в последние десятилетия в Российской акватории Баренцева моря с применением описанной методики (рис. 1), общим объемом 53000 пог.км. Анализ материалов позволяет по-новому анализировать структуру магнитного поля восточной части акватории Баренцева моря. Благодаря высокой точности и детальности наблюдений, особенно, на детализационных площадях, в тонкой структуре магнитного поля выявлен ряд особенностей, представляющий именно геологический интерес.

Несмотря на пристальное внимание многих ученых к северным Российским акваториям, в представлениях о геологическом строении и истории развития региона Баренцева моря остается ещё ряд дискуссионных вопросов, существующие тектонические схемы различаются не только в деталях. Одной из возможностей уточнения геолого-тектонических моделей региона в аспекте анализа магматических процессов является анализ аномалий магнитного поля. По геолого-геофизическим данным, как на сухопутном обрамлении, так и в акватории, известны проявления магматизма. Скважины на островах архипелагов Шпицбергена и Земли Франца Иосифа повсеместно вскрывают магматические комплексы триаса, юрско-меловые, кайнозой (рис. 1). В пределах Баренцевоморской плиты с рифея до позднего кайнозоя определены несколько фаз рифтинга, сопровождавшихся магматизмом. Считается, что рифтогенез имел пассивный характер [Верба М.Л., 1996; Грамберг И.С., 1997; Шипилов Э.В., 2003]. Поскольку блоки земной коры, в общем, и магматические образования, в частности, обладают ярко выраженными магнитными свойствами, то региональная характеристика аномального магнитного поля, полученная в результате систематических авиационных съемок Баренцевоморского региона начальном периоде исследований, использовалась как основа для составления тектонических схем и карт [Морозов и др., 2005] (рис. 2А). В последние годы по мере накопления и систематизации сейсморазведочных материалов региональное аномальное магнитное поле хотя и привлекается для анализа, но уже с меньшей эффективностью.



А



Б

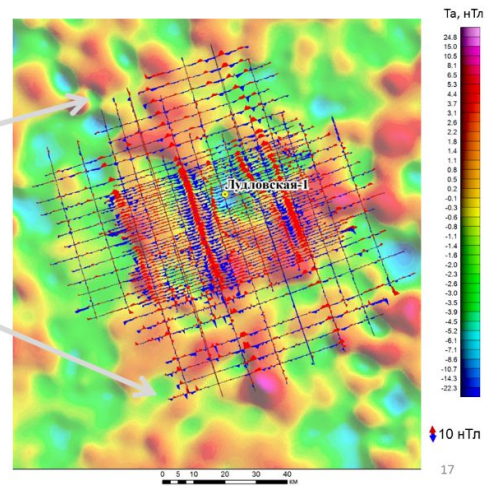


Рис. 1. Магнитометрическая изученность Баренцева моря. А – схема магнитометрических профилей и расположение скважин. Б - карта графиков локальных аномалий магнитного поля на площади Лудловская

В работах последнего десятилетия, связанных с анализом данных сейсморазведки в Баренцевом море, на временных разрезах зафиксированы аномалии волновой картины – высокоамплитудные дискордантные отражения группы "α" и «столбообразные» аномалии, связанные предположительно с зонами внедрения магматического вещества из глубоких слоев земной коры [Шлыкова В.В., 2012; Норина Д.А., 2014]. Горизонты группы "α" распространены в толще осадочных и метаморфизованных пород практически повсеместно и присутствуют в комплексах осадочного чехла от палеозоя до юры – мела. Предполагается, что горизонты группы "α" связаны с внедрениями магматических пород в виде силлов долеритового состава. Предположение о магматической природе снимается в результате анализа аномалий магнитного поля при условии, что магматические тела обладают магнитными свойствами.

С целью установления проявленности перечисленных сейсмических особенностей в аномальном магнитном поле выполнен анализ его высокочастотной составляющей. На рисунке 1 приведена карта графиков локальных аномалий магнитного поля на Лудловской площади. По линейным положительным аномалиям картируется система даек север-северо-западного простирания. С целью определения глубин источников аномалий помимо классических интерпретационных подходов, использовались вейвлет-спектры, основанные на вейвлетах Пуассона [Оболенский И.В. и др., 2011; Кузнецов К.М., 2018].

А

Б

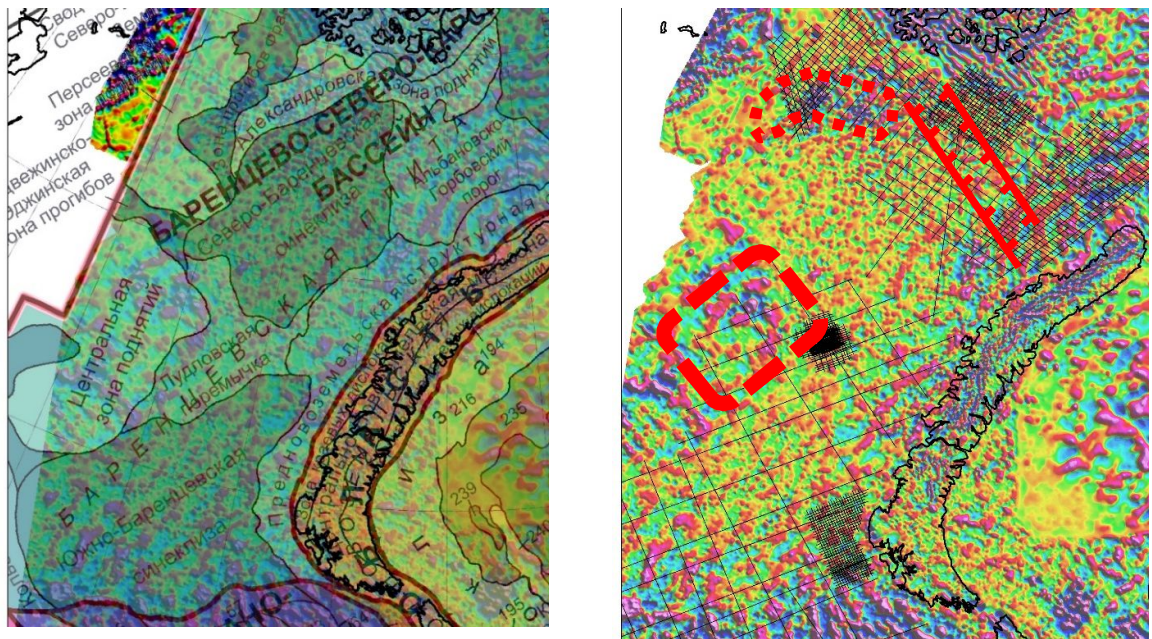





Рис. 2. А – Схема тектонического районирования [Схема..., 2005] на фоне высокочастотного магнитного поля [ВСЕГЕИ, 2016] с периодом среза 30 км, Б - схема профилей и лицензионных участков на фоне высокочастотного аномального магнитного поля с периодом среза 30 км. Масштаб 1: 5000000.

-  Даечный комплекс между ЗФИ и Новой Землей
-  Магматические образования северной части моря
-  Магматические образования север-северо-западного простираения в центральной части моря

По результатам анализа материалов гидромагнитных съемок сделаны следующие выводы:

- высокочастотными магнитными аномалиями фиксируются магматические образования осадочного чехла;
- источники аномалий могут формировать как линейные, так и локальные зоны, что связано с формой их залегания: дайки и силлы. Преимущественные глубины залегания верхних кромок тел не более 2 км;
- в Баренцевом море широко развита сеть даек северо-западного юго-восточного простираения. Они присутствуют как в центральной части акватории, так и на севере. На юге системы даек не обнаружены;
- на основе анализа разнопериодных аномалий магнитного поля описана граница между восточной и западной границами Баренцевоморской плиты, затрагивающая не только фундамент, но и осадочный чехол плиты;
- выявлено, что можно провести тектоническое районирование Тимано-Печорской плиты по аномалиям высокочастотного магнитного поля.

#### Список литературы

1. Верба М.Л. Среднепалеозойские рифтогенные структуры Баренцевской плиты // Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море / Докл. II Междунар. конф. СПб, 24-28 июня 1996. Т.1. СПб: ВНИИГРИ, 1996. С. 89-96.
2. Грамберг И.С. Баренцевоморский пермско-триасовый палеорифт и его значение для проблемы нефтегазоносности Баренцево-Карской плиты/ / ДАН. 1997. Т. 332, №6. С. 789-791.

3. Кузнецов К.М. Обработка гравиметрических и магнитометрических данных на основе вейвлетов Пуассона: автореферат диссертации кандидата технических наук: 25.00.10. – Москва, 2018.
4. Норина Д.А. «Строение и нефтегазоматеринский потенциал пермско-триасовых терригенных отложений Баренцевоморского шельфа», 2014 г.
5. Оболенский И.В. Применение комплексного непрерывного вейвлет-преобразования Пуассона для определения источников аномалий потенциальных полей / И.В. Оболенский, А.А. Булычев // Геофизические исследования. – 2011. – №3. – С. 5-21.
6. Шипилов Э.В. Пермско-триасовая интерференция тектонико-геодинамических режимов в эволюции Арктической периферии Северной Евразии //Д АН. 2003. Т. 393, №3. С. 376-381.
7. Шлыкова В.В., Уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности локальных поднятий на Трубятчинской площади Баренцева моря. Отчет по Гос.контракту № 17/03/70-66, 2012 г.
8. Схема тектонического районирования севера России, главная редколлегия: А.Ф. Морозов, О.В. Петров, С.И. Стрельников, ВСЕГЕИ, 2005г.



## MAGMATIC COMPLEXES IN THE SEDIMENTARY COVER OF EAST PART OF THE BARENTS SEA ACCORDING TO HYDROMAGNETIC SURVEY

David Arutyunyan (1), Ivan Lygin (1), Tatiana Sokolova (1), Andrey Bulychev (1), Kirill Kuznetsov (1)

*(1) Geophysical Department, Faculty of Geology, Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology*

The marine magnetometric surveys carried out in the last decade have allowed us to take a fresh look at the structure of the magnetic field of the eastern part of the Barents Sea. Due to the high accuracy and detail of observations conducted in the course of complex areal geophysical surveys in the fine structure of the magnetic field, a number of features have been identified, among which the most interesting are high-frequency isometric and linear anomalies with amplitudes up to 4 nT. Despite the close attention to the northern Russian waters of many scientists, there are still a lot of unknowns in the ideas about geological structure and history of the development of the Barents Sea region.

The study of the high-frequency component, determining the parameters of its sources is important, at least in two aspects:

- additional information about the sources of high-frequency magnetic anomalies (dykes, stocks, faults), as a clue to a puzzle of geotectonic issues;
- localization of danger zones associated with gas caps.

To separate the high-frequency component of the field, various filtering of the initial anomalous magnetic field was performed. Wavelet spectra calculated with Poisson wavelets were used to analyze and estimate the depth of the sources.

According to the results of the analysis of the survey materials, the following conclusions were made:

- magmatic formations of the sedimentary cover are marked by high-frequency magnetic anomalies.
- sources of anomalies can form both linear and local zones, which is associated with the form of their occurrence: dikes and sills. The predominant depths of the upper edges of the bodies are not more than 2 km.
- In the Barents Sea, a North-Western South-Eastern striking dike network is widely developed. They are present both in the central and in the north part of the water area. There were no dikes found in the South part.
- based on the analysis of different-period anomalies of the magnetic field, we have described the boundary between the eastern and western borders of the Barents Sea Plate, affecting not only the foundation, but also the sedimentary cover of the plate.

# ПЕТРОФИЗИКА И ГЕОМЕХАНИКА

## Анализ упругих свойств карбонатных пород для геомеханического моделирования.

**Березина Ирина Александровна<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта*

### **Введение**

Карбонатные породы формируются в различных геологических обстановках и сильно подвержены влиянию вторичных процессов преобразования, поэтому они очень разнообразны по макро- и микроструктуре, неоднородны и имеют большой разброс механических и упругих свойств.

Ультразвуковые исследования карбонатных пород и анализ микроструктуры показали, что пористость и тип пустотного пространства – это два основных фактора, влияющих на упругие свойства (Rafavich et al., 1984; Anselmetti and Eberli, 1993; Wang, 1997; Eberli et al., 2003; Ваechle et al., 2008).

При отсутствии или малых количествах прямых измерений механических свойств часто используют пересчет механических свойств через упругие.

Разброс физических свойств, ограниченное количество керн и прямых измерений механических свойств горных пород приводят к некорректным геомеханическим моделям, которые могут повлечь за собой потенциальные проблемы с неустойчивостью скважин, сужению ствола скважины или потере циркуляции при бурении.

Поэтому возникает задача поиска связи внутреннего строения и механических свойств. Методы физики горных пород учитывают влияние внутреннего строения горных пород, анизотропии и насыщения на физические свойства пород, в частности на упругие. Однако многообразие методов физики горных пород затрудняет выбор оптимального метода.

### **Данные и методы**

Большая часть методов физики горных пород основана на решении Эшелби (Eshelby, 1957) и использует аппроксимацию включений в виде эллипсоидов с характерным аспектным отношением  $a$ . Эллипсоидальная форма включений может имитировать различные геометрии пустот, например: (1) каверны моделируются в виде эллипсоидов с большим аспектным отношением (следовательно имеют большие границы контакта), чем межзерновые или межкристаллические поры; (2) иглоподобные пустоты моделируются с  $a \gg 1$ , (3) трещины - с очень низким аспектным отношением  $a \ll 1$  и (4) поры - в виде сферических включений.

Наиболее распространенными методами для оценки эффективных упругих свойств карбонатных пород являются метод Кастера-Токсоза, самосогласованный метод эффективной среды, метод дифференциальной эффективной среды (Fournier 2011, 2014; Ваechle et al., 2008; Neto et.al., 2014) и их комбинации (Xu and Payne, 2009). Метод Т-матрицы (Agersborg et.al., 2010; Alkhimenkov, 2015) и метод обобщенного сингулярного приближения (Баюк и Рыжков, 2010; Alkhimenkov and Bayuk, 2014) используют для анализа анизотропии свойств и параметров пустотного пространства.

В ходе работы были изучены 15 образцов карбонатных пород, принадлежащих к 4 типам известняков: микритовый, органогенно-обломочный, водорослевый и оолитовый.

Комплекс лабораторных исследований включал в себя: 1) измерение скоростей упругих волн в различных направлениях с помощью ультразвука и ультразвуковую томографию образцов стандартного размера (30x60 мм) при атмосферных условиях; 2) изучение микроструктуры породы с помощью оптического и электронного микроскопа, микронзондовых исследований и методом рентгеновской компьютерной томографии; 3) определение плотности, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств.

Для исследования связи микроструктуры с упругими свойствами выбраны следующие методы физики горных пород: самосогласованный метод (Bergman, 1980), метод дифференциальной эффективной среды (Norris, 1985), метод Кастера-Токсоза (Kuster and Toksoz, 1974), метод обобщенного сингулярного приближения (Шермергор, 1970; Баюк, 1998).

Обратная задача по определению параметров модели (аспектное отношение пор, аспектное отношение трещин, трещинная пористость, параметр связности пустот, параметры распределений) решалась методом Монте-Карло. Скорости упругих волн и плотность матрицы также считались неизвестными, так как породы могут содержать закрытую пористость. Входные величины для решения обратной задачи: скорости упругих волн  $VP$ ,  $VS1$ ,  $VS2$ ; плотность; общая пористость ( $Kп$ ); правая граница аспектного отношения трещин; левая граница аспектного отношения пор.

## Результаты

Было построено три типа моделей. На основании комплекса ультразвуковых и микротомографических исследований было выявлено, что исследуемые образцы изотропны с разной степенью неоднородности. Поэтому для всех образцов зерна матрицы и системы пустот предполагаются хаотически ориентированными. Распределение пустот по аспектным отношениям описывается равномерным распределением в определенном интервале значений для каждой из систем в соответствии с наблюдениями микроструктуры. Матрица состоит из минеральных зерен кальцита (I и III тип) или смеси кальцита и доломита (II тип). При моделировании зерна и пустоты аппроксимируются эллипсоидами вращения. Модели типов I и II представляют собой «модели двойной пористости».

I тип (микритовый известняк): карбонатный образец моделируется как вмещающая среда (матрица) с двумя системами пустот. Первая система пустот – макро-мезо поры представлены двумя типами пористости: кавернозной и межкристаллической (между крупными кристаллами кальцита, обрамляющие стенки каверн). Вторая система пустот – межкристаллическая микропористость в микритовом цементе.

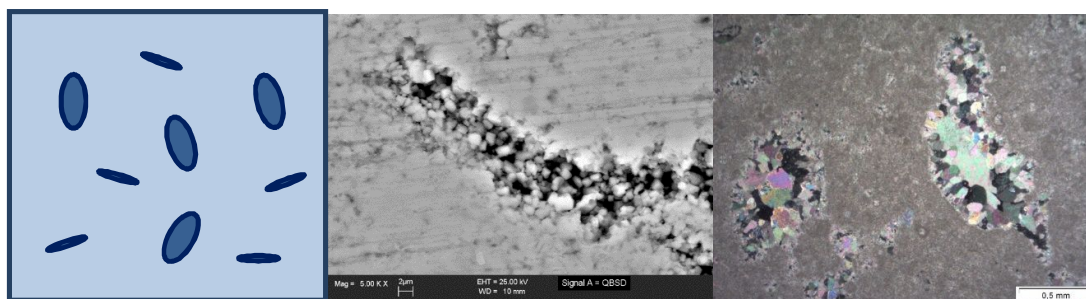


Рис. 1. Микритовый известняк

II тип (водорослевый известняк, органогенно-обломочный): первая система пустот – поры, представленные межкристаллической пористостью внутри матрикса и во фрагментах раковин, вторая система пустот – хаотичные трещины.

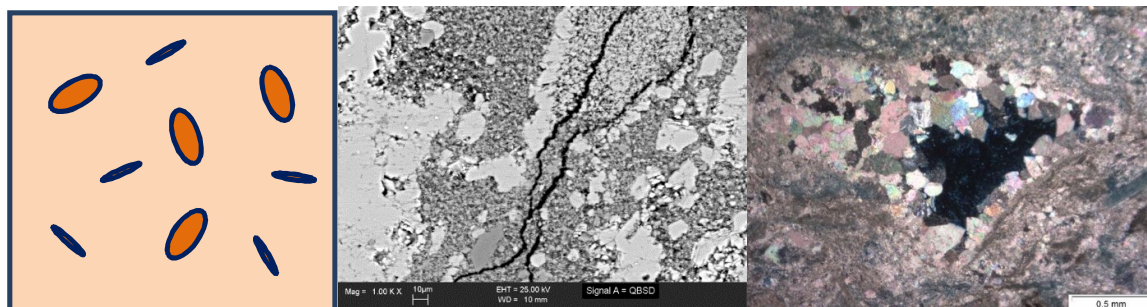


Рис.2. Водорослевый известняк

III тип (известняк оолитовый микритовый): Первая система пустот – макропористость в матрице, вторая система пустот – микропористость в оолитах (двух типов: однородно распределенная в оолите и кольцевая микропористость).

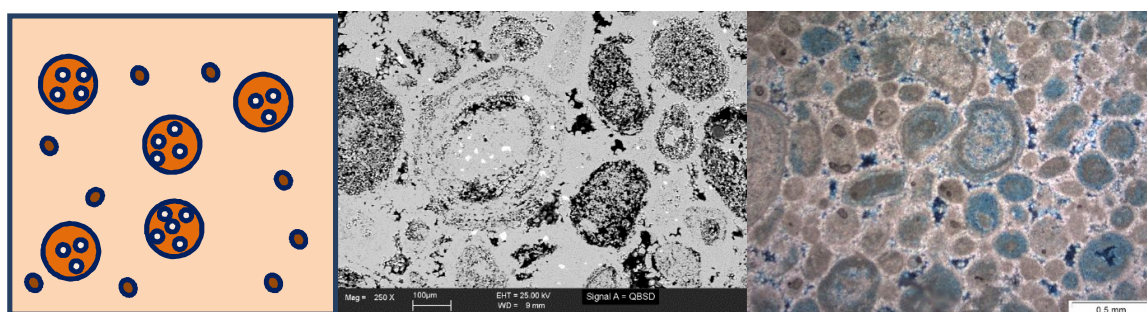


Рис. 3. Оолитовый известняк

### Заключение

В случае изотропной породы все методы физики горных пород могут давать хорошее согласование с экспериментальными данными для своего типа модели. Для фиксированной формы включений и пористости эффективные модули упругости, полученные методом Кастера-Токсоза будут более жесткими, чем полученные методом дифференциальной эффективной среды, которые в свою очередь жестче, чем полученные методом самосогласования. При небольшой пористости на упругие модули влияют минеральный состав (соотношение кальцита и доломита) и количество общей пористости.

### Благодарность

Автор благодарит за помощь в получении экспериментальных данных Краснову М.А. и Баяк И.О за поддержку.

### Список литературы

Баяк И. О., Рыжков В. И. Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа // Технологии сейсморазведки. — 2010. – № 3. – С. 32–42.

Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред // М.: Наука – 1977 – 399с.

*Agersborg R., Johansen T.A., Jakobsen M.* The T-matrix approach for Carbonate rocks // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2005 – pp. 1597-1600.

*Alkhimenkov Yu. A. and Bayuk I. O.* Analysis of Anisotropy Parameters of Fractured Carbonate Reservoir. Extended Abstract // 6th Saint Petersburg International Conference and Exhibition – 2014.

*Alkhimenkov, Y.* Practical Applications of the T-Matrix Approach to Fractured Porous Rocks // Society of Petroleum Engineers – 2015.

*Baechle G.T, Colpaert A., Eberli G.P., Weger R.J.* Modeling velocity in carbonates using a dual-porosity DEM model // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2007 – pp. 1589-1593.

*Bayuk I. O., Chesnokov E. M.* Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media // Journal of Physics and Chemistry of Solids – 1998 – Vol. 23 – no. 3 – P. 361–366.

*Berryman J.G.* Long-wavelength propagation in composite elastic media // J. Acoust. Soc. Am. – 1980b – 68 – p.1809–1831.

*Eberli, G. P., G. T. Baechle, F. S. Anselmetti, and M. L. Incze,* Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks // The Leading Edge – 2003 – 22 – p.654-660.

*Eshelby, J.D.,* The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems // Proc. R. Soc. Lond. – Set.A – 1957 – 241 – p.376-396.

*Fournier F., Leonide Ph., Biscarrat K., Gallois A., Borgomano J. and Foubert A. A.* Elastic properties of microporous cemented grainstones // Geophysics – 2011 – vol. 76 – no. 6 – p. e211–e226.

*Fournier F., Leonide Ph., Kleipool L., Toullec R., Reijmer J.G.J., Borgomano J., Klootwijk T., Van Der Molen J.* Pore space evolution and elastic properties of platform carbonates (Urgonian limestone, Barremian–Aptian, SE France) // Sedimentary Geology – 2014 – Volume 308 – Pages 1-17.

*Kuster G.T. and Toksoz M.N.* Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media // Geophys. – 1974 – 39 – p.587–618.

*Neto I.A.L., Misságia R.M., Ceia M.A., Archilha N.L., Oliveira L.C.* Carbonate pore system evaluation using the velocity–porosity–pressure relationship, digital image analysis, and differential effective medium theory // Journal of Applied Geophysics – 2014 – Volume 110 – Pages 23-33.

*Norris A. N.* A differential scheme for the effective moduli of composites // Mech. Of Mater. – 1985.

*Rafavich F., Kendall C. H. S. C. and Todd T. P.* The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks // Geophysics – 1984. – 49 – p.1622–1636.

*Xu, S., Payne, M. A.* Modeling elastic properties in carbonate rocks // The Leading Edge, Rock physics – 2009. – 28 – p.66–74.

*Wang, Z.* Seismic properties of carbonate rocks, in I. Palaz, and K. J. Marfurt, eds., Carbonate seismology: SEG, Geophysical Developments Serie – 1997 – No. 6 – p.29–52.

## **Analysis of the elastic properties of carbonate rocks for geomechanical modeling**

Carbonate rocks are formed in various geological settings and strongly influenced by secondary transformation processes so they are heterogeneous, very diverse in structure, microstructure and have a wide range of physical properties. This justifies the need to build very accurate mechanical property models of carbonate rocks. The rock physics methods allow taking into account how physical properties of rocks, in particular, elastic properties are influenced by the internal structure of rocks, anisotropy, and saturation. However, great variety of the rock physics methods complicates the choice of the optimal one. So when is it worth to choose a “sophisticated” model requiring the knowledge of numerous prior information and when it is reasonable to use a “simple” model providing comparable results? And how different is the effective elastic property estimation by different methods for the same rock sample? This paper describes an attempt to answer these questions. The mathematical rock physics models (Kuster-Toksoz, SCA, DEM, GSA) are analyzed to build the effective elastic property models for four types of limestones (algal, micrite, organogenic-clastic and oolitic) with varying degrees of heterogeneity and microstructure.



*Разделение терригенных коллекторов на литотипы по комплексному анализу кернa и ГИС с целью повышения достоверности определения их проницаемости и нефтегазонасыщенности.*

**Дорошев Василий Александрович, Билибин Святослав Игоревич, Комова Анна Дмитриевна.**

*ООО «ГридПоин Дайнамикс»*

Породы-коллекторы продуктивного разреза месторождений шельфа Охотского моря по результатам описания кернa имеют неоднородный (анизотропный) характер. Глубина морского бассейна осадконакопления менялась под действием приливных сил, и, как следствие, накапливался материал разной литологии, формируя пачки слоистого типа с толщиной песчаных и глинистых слоев до нескольких сантиметров.

Для продуктивных коллекторов слоистого типа характерным является снижение удельного электрического сопротивления по показаниям методов ГИС по сравнению с однородными коллекторами. Нефть заполняла слои с лучшими ФЕС, которые по данным ГИС характеризуются высокими сопротивлениями, тогда как тонкие прослои с худшими свойствами, не заполненные нефтью, оказывают шунтирующий эффект на показания электрических методов, аналогичный глинистым прослоям неколлекторов. Стоит отметить, что литологически слои неколлекторов могут быть представлены как глинистыми, так и песчаными фракциями с большим количеством глинистого цемента. Искажение показаний методов ГИС приводит к занижению расчетной величины коэффициента нефтенасыщенности по уравнению Арчи, что не соответствует результатам испытаний объектов и специальных исследований кернa. В результате, при интерпретации данных ГИС появляется вероятность пропустить интервал коллекторов, или ошибочно характеризовать его как водонасыщенный.

Для достоверной оценки Кн в исследуемом регионе, в основном, применяется модель капиллярных кривых, для построения которой образцы традиционно делятся на группы по диапазонам изменения пористости. В изучаемом разрезе разделение на группы стандартным образом, с использованием пористости, не представляется возможным ввиду узкого интервала ее изменения по образцам (25-30%). Связь проницаемости с остаточной водонасыщенностью в свою очередь представлена для широкого диапазона проницаемости, отражающего изменение свойств отложений. Таким образом, применяя группировку образцов по проницаемости удалось получить закономерность для построения модели капиллярных кривых, наиболее полно отражающую характеристики пород, на собственном керне месторождения. Из этого следует, что для более точного определения нефтенасыщенности крайне важно достоверно оценить проницаемость по ГИС.

С целью уточнения зависимостей для определения проницаемости пород различного гранулометрического состава проводились сопоставления различных параметров ФЕС по керну и ГИС для выявления закономерностей разделения изучаемого разреза на литологические разности. Один из подходов к решению этой задачи – поиск связи литологии пород с показаниями удельного электрического сопротивления по ГИС. С уменьшением размера зёрен увеличивается их удельная поверхность в породе, что приводит к увеличению ёмкости катионного обмена. В результате возрастает величина двойного электрического слоя, увеличивая проводимость породы и понижая её удельное электрическое сопротивление. Таким образом, при одинаковых пористости и нефтенасыщенности, УЭС

интервала с преобладанием алевритистой фракции будет ниже по сравнению с УЭС в более крупнозернистом интервале.

При построении зависимостей ФЕС от содержания фракций также наблюдается улучшение свойств с возрастанием доли песчанистой компоненты и их ухудшение с увеличением алевритистой и глинистой. Получить уверенные зависимости, однако, не представляется возможным из-за большого разброса фактических точек. Попытки связать пористость и глинистость выделенных по ГИС интервалов коллекторов с УЭСп также не приводят к разделению облака точек.

В результате анализа ядерного материала по комплексному параметру  $W_v$  - объемной влажности породы, являющейся произведением пористости и водонасыщенности, удалось разделить образцы на группы по сопоставлению  $W_v$  с содержанием пелитовой фракции. В качестве вспомогательного критерия использовалось расчетное УЭС образцов (рис.1 а). Аналогичное деление наблюдается и по данным ГИС (рис.1 б). В сопоставлении данных ГИС участвуют глинистость, пористость и коэффициент водонасыщенности по уравнению Арчи, для деления на аналогичные с ядерными данными группы служит диапазон изменения сопротивлений. По комплексному анализу керна и ГИС на сопоставлении глинистости и  $W_v$  образцы были разделены на 4 группы: от пород с худшими свойствами (высокие  $K_{гг}$  и  $W_v$ ) к породам с лучшими свойствами (низкие  $K_{гг}$  и  $W_v$ ) (рис.1 в). Параметр объемной влажности отражает показания методов сопротивлений через водонасыщенность и учитывает объем пустотного пространства в породе.

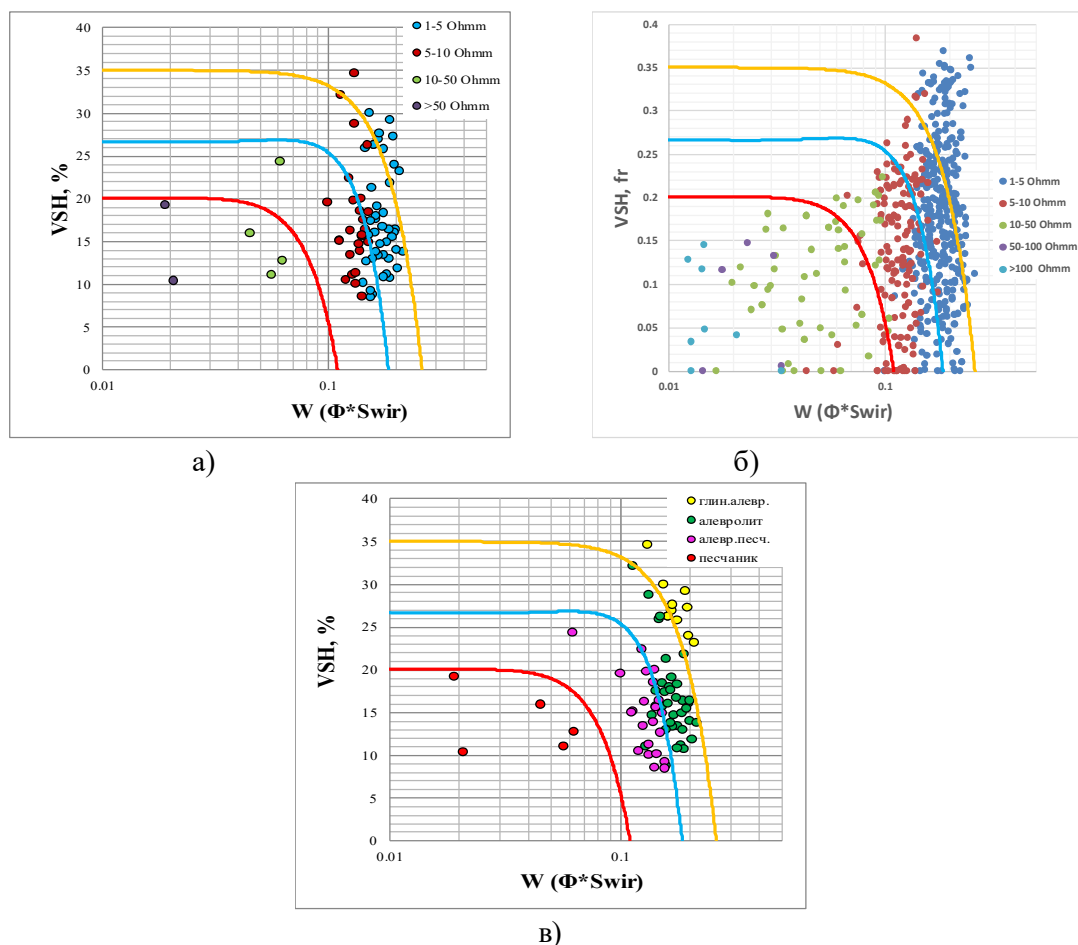


Рис.1 Сопоставление объемной влажности с глинистостью по керну а), в) и ГИС б).

Первоначально связь проницаемости и пористости выглядит как единая зависимость с большим диапазоном разброса точек. Предложенная методика разделения образцов позволяет построить собственную зависимость  $K_{пр}=f(Kп)$  для каждой из 4 групп (рис.2 а). К сожалению, определение остаточной водонасыщенности было выполнено на ограниченном количестве образцов по сравнению с гранулометрическим анализом. Поэтому для проверки методики выделения классов остаточная водонасыщенность была рассчитана из проницаемости образцов по связи  $K_{во}=f(K_{пр})$ . Из рассчитанного таким образом  $K_{во}$  был получен параметр  $W_v$ , при сопоставлении которого с измеренной по гранулометрии глинистостью образцы были разделены на те же 4 группы по качеству коллектора (рис.2 б). Полученные группы при представлении их на зависимости  $K_{пр}=f(Kп)$  соответствуют уравнениям, полученным для образцов с замерами  $K_{во}$ , что подтверждает достоверность методики. Предложенная методика позволяет более точно оценить дифференциацию ФЕС между коллекторами лучшего качества и худшего качества.

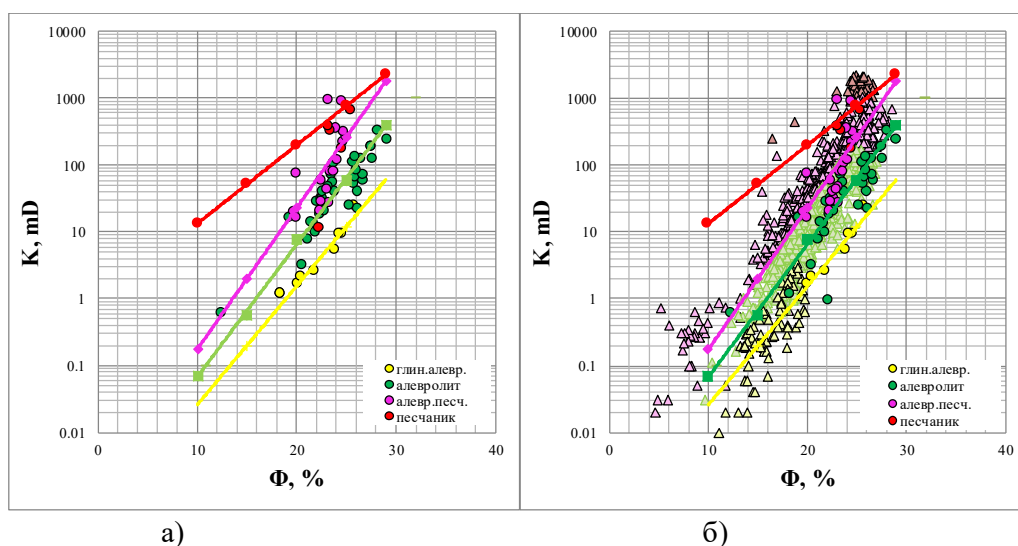


Рис.2 Зависимость для оценки проницаемости по керну с гранулометрическими исследованиями а), и по всей выборке б).

Как было упомянуто ранее, в анизотропном разрезе для более достоверной оценки коэффициента нефтенасыщенности применяется модель капиллярных кривых, входным параметром для которой в данном случае является проницаемость, а не пористость. Капилляриметрические исследования керн выполнены на ограниченной выборке образцов, поэтому получить собственные модели капиллярных кривых для каждой выделенной группы не представляется возможным. Для всех петротипов изучаемого месторождения была построена общая модель переходной зоны, которая отражает изменение ФЕС в силу дифференциации проницаемости коллекторов при единой связи  $K_{во}=f(K_{пр})$  (рис.3).

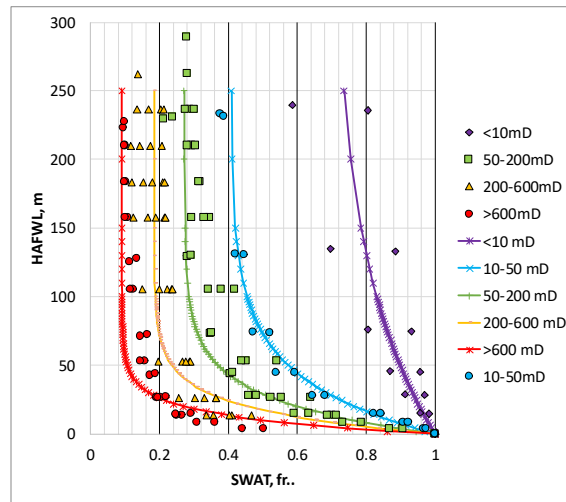


Рис. 3 Модель переходной зоны.

В результате применения методики коэффициент нефтегазонасыщенности по капилляриметрии на месторождении снизился по сравнению с методикой единой зависимости для оценки проницаемости, за счет уменьшения Кнг в породах более плохого качества (рис.4).

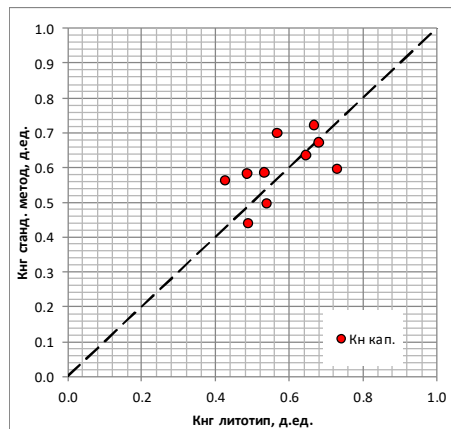


Рис.4 Сопоставление результатов определения нефтегазонасыщенности со стандартной методикой оценки проницаемости.

#### Выводы:

1. Проведено разделение пород изучаемого разреза на литотипы по результатам анализа керна и ГИС, каждый из которых описывается своим уравнением для оценки проницаемости;
2. Построена единая модель капиллярных кривых для более достоверной оценки коэффициента нефтегазонасыщенности, которая отражает коллекторские свойства пород через их связь с проницаемостью;
3. За счет деления на литотипы выполнена более достоверная оценка ФЕС для изучаемого разреза, что, в частности, привело к уменьшению проницаемости и коэффициента нефтегазонасыщенности в породах худшего качества;
4. По сравнению со стандартной методикой интерпретации наблюдается закономерное снижение расчетных петрофизических параметров в коллекторах более низкого качества и

повышение в коллекторах более высокого качества, что лучше отражает неоднородность изучаемого разреза.

**Separation of terrigenous reservoirs into lithotypes based on complex analysis of core and log data for the purpose of increasing the reliability of the evaluation of their permeability and oil and gas saturation.**

**Vasily Doroshev, Svyatoslav Bilibin, Anna Komova**

*NiPi-R LLC, Moscow*

*GridPoint Dynamics, Moscow*

Oil and gas fields in Sea of Okhotsk region tend to be affected by tidal forces which caused sand-bearing intervals to be laminated with small mud beds. Mud beds can be represented not only as shale, but also as silt or a sand with significant amount of clay cement. This lamination results to decrease log-derived resistivity, which leads to increase Archie calculated water saturation. Thus, calculated parameters don't correspond to well test results and SCAL.

In such case capillary curves are used to properly determine water saturation for this specific region. Usually capillary curves model is built based on porosity. However, we suggest to use permeability since core based permeability to irreducible water saturation relation covers larger range area compare to those of porosity. Thus, permeability helps better describe difference in rock properties across well section.

To better match core permeability lithotypes were introduced. The idea of this lithotypes was to find the relation between rock resistivity and lithology. In such case cross-plot of bulk volume water to volume shale content proved itself to be the best option, where shale content refers to lithology while bulk volume water refers to porosity and resistivity as of archie-derived water saturation. Using this methodology 4 lithotypes were defined.

At first porosity to permeability relation was described with a single equation. Suggested methodology lets every lithotype to have its own porosity to permeability transform. Single capillary curve model was built for all lithotypes, where difference between lithotypes was already covered by permeability.

As a result, saturation water was slightly increased for poor quality rocks compare to standard methodology with single porosity to permeability transform equation. Best quality rocks have their water saturation reduced compare to standard methodology.

## Литолого-петрофизическое моделирование состава и свойств нижнепермских нефтегазоматеринских пород Прикаспийской синеклизы и юга Предуральяского краевого прогиба

**Панков Виктор Викторович<sup>1</sup>, Кляжников Дмитрий Викторович<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

<sup>2</sup> Ingenix Group, Москва

### **Введение**

Авторами работы предложен системный подход к построению петрофизической модели нижнепермских нефтегазоматеринских пород (НГМП), учитывающей объемные содержания минеральных компонент по результатам изучения каменного материала и комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). Методической особенностью изучения выбранного геологического объекта является необходимость учёта содержания органического вещества (ОВ) в сложном минеральном составе битуминозно-кремнисто-глинисто-карбонатных НГМП. Объем ОВ рассчитывается из содержания остаточного органического углерода ( $C_{орг}$ , %), с учётом суммарной потери массы ОВ для каждой стадии катагенеза и различного типа исходного вещества.

Количественное определение  $C_{орг}$  по данным ГИС в скважинах южной части Предуральяского краевого прогиба (ПКП) и северного борта Прикаспийской синеклизы, пробуренных в конце 70-80-ых годов прошлого столетия, является нетривиальной задачей. Во-первых, насчитывается очень мало скважин, вскрывающих подсолевой конденсированный разрез на глубинах свыше 5-6 км. Во-вторых, в те годы отбор керн производился преимущественно из интервалов пород-коллекторов, лишь изредка захватывая глинистые высокоуглеродистые отложения. Расширенный комплекс ГИС (плотностной, литолого-плотностной, спектральный гамма-каротаж, а также волновой акустический каротаж) представлен только в трех скважинах, но только в одной из них имеются результаты определения содержания  $C_{орг}$  (пиролизатор Rock-Eval 6). Поэтому построение многокомпонентной модели зачастую приходится выполнять в скважинах с неполным набором методов ГИС и крайне малым отбором керн, что представляет собой очень непростую задачу. В-третьих, необходимо учитывать, что распределение  $C_{орг}$  в разрезе обусловлено влиянием как литофациальных, так и катагенетических факторов.

### **Особенности геологического строения объекта**

Исследуемый район объединяет части двух крупных нефтегазоносных бассейнов: Прикаспийского и Волго-Уральского, включающих различные структурно-тектонические элементы (Рис. 1а).

Интерпретация проводилась по разрезам скважин в трех районах, отличающихся резкой фациальной изменчивостью в раннепермское время и, следовательно, имеющих различный генерационный потенциал. Интерес для изучения нефтематеринских пород представляет юго-западное погружение северного борта Прикаспийской синеклизы (*профиль 1*) и южная часть ПКП (*профиль 3*). Особенность этих зон заключается в том, что из-за недостатка терригенного материала уже в ассельский век обособилась недокомпенсированная зона с накоплением маломощных (первые десятки метров) кремнисто-глинисто-карбонатных осадков, обогащенных ОВ [Оренбургский..., 2013]. Современное содержание значений  $C_{орг}$



достигает 11%. Повсеместно в керне скважин отмечается наличие битума и запах углеводородов (УВ) на сколах образцов.

Район, приуроченный к восточной окраине Соль-Илецкого свода (*профиль 2*), с точки зрения генерационного потенциала характеризуется как достаточно бедный. Это связано с тем, что в раннепермскую эпоху здесь накапливались основные коллекторы данного региона: органогенные массивы, сформированные прикрепленными фораминиферами, палеоаплизинами, брахиоподами и мшанками, пластинчатыми (филлоидными) известковыми водорослями и тубифитесами [Жемчугова и др., 2017].

### Геохимическая характеристика материнских пород

Распределение современных значений  $S_{орг}$  обусловлено влиянием как литофациальных, так и катагенетических факторов. Чтобы исключить влияние последних, были детально изучены результаты лабораторных геохимических исследований образцов, которые позволили установить тренд катагенетической преобразованности НГМП с глубиной и предположительный состав ОВ (рис. 1б).

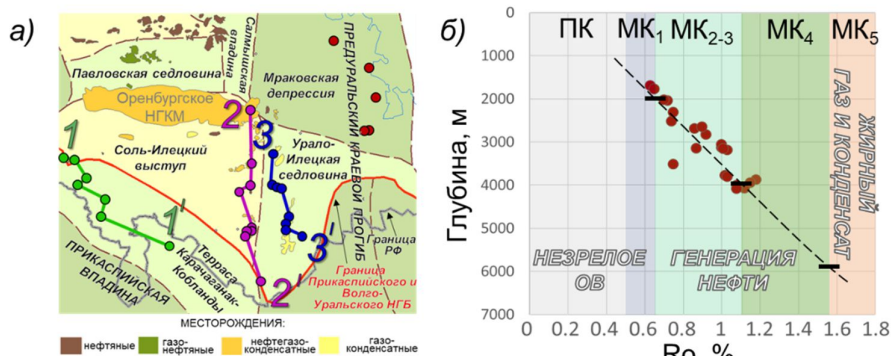


Рис. 1. Местоположение района исследований (слева); соответствие степени созревания ОВ значениям отражательной способности витринита ( $R_o$ , %) с глубиной для скважин Мраковской депрессии ПКП (справа).

Наблюдается хорошая согласованность результатов определения степени зрелости разными способами (по замерам отражательной способности витринита ( $n=22$ ) и  $T_{max}$  ( $n=30$ )). Зона незрелого ОВ распространяется до глубины 2.0-2.1 км, главная зона нефтеобразования – до 4-4.2 км, переход к зоне образования жирных газов и конденсата происходит на глубинах 5.5-6 км.

В районе северного борта Прикаспийской синеклизы (профиль 1) НГМП залегают на глубинах свыше 5.5 км, где они уже практически полностью реализовали свой потенциал при генерации жидких и газообразных УВ. Содержание ОВ в таких породах может быть снижено более чем в 3 раза по сравнению с исходной концентрацией на начало катагенеза [Неручев, 1999; Peters et al, 2005].

Породы в ПКП находятся на разных стадиях преобразованности. В главной зоне нефтеобразования НГМП должны характеризоваться более высокими значениями  $S_{орг}$  и иметь более высокий генерационный потенциал, в отличие от перезрелых пород ПКП и Прикаспийской синеклизы. Для решения задач, поставленных в данной работе, пересчет остаточного  $S_{орг}$  в исходные значения не так важен. Важно лишь то, чтобы при оценке связи керн-ГИС для определения  $S_{орг}$  по каротажу, необходимо рассматривать НГМП, находящиеся в одинаковых катагенетических условиях.

При дальнейшем литолого-петрофизическом моделировании объем ОВ также будет рассчитываться для каждой катагенетической зоны в отдельности, в зависимости от суммарной потери массы ОВ на генерацию УВ и других летучих продуктов по справочным данным [Неручев, 1999].

### Литолого-петрофизическое моделирование

Первым шагом при построении литолого-петрофизической модели НГМП являлось определение содержания  $C_{орг}$  в разрезе скважин. В его основе лежало детальное изучение результатов пиролитических исследований 130 образцов, относящихся к нижнепермским породам. К сожалению, большая часть лабораторных исследований была проведена в центральном районе (профиль 2), где не выделяется НГМП, и  $C_{орг}$  не превышает 1% (рис. 2а). Однако даже при таком дефиците данных удалось получить зависимость керн-ГИС с достаточно высоким коэффициентом корреляции ( $R=0.71$ ) для НГМП северного борта Прикаспийской синеклизы (рис. 2б, 2в). Несмотря на широкий спектр используемых методик определения  $C_{орг}$ , рассчитать непрерывную кривую в данном разрезе по данным ГИС получилось лишь с помощью двойного разностного параметра по гамма-каротажу (дГК). Связь керн-ГИС получена для выборки образцов артинских НГМП с  $C_{орг} > 1\%$ .

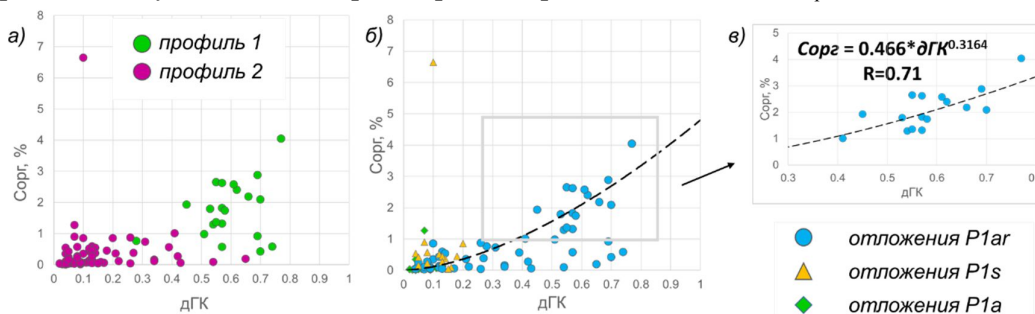


Рис. 2. Выявление зависимости керн-ГИС для определения содержания  $C_{орг}$

В зоне ПКП у авторов не было данных определения  $C_{орг}$  по керну, поэтому зависимости керн-ГИС были взяты из опубликованных данных [Василенко, 2018].

Однако рассчитанное количество  $C_{орг}$  не может являться единственным критерием выделения НГМП по данным ГИС. Поэтому вторым шагом было определение литологического состава пород, что невозможно сделать без привлечения литологического описания керна и шлама, а также результатов по геохимическим и петрофизическим лабораторным исследованиям керна (определение плотности, пористости и минерального состава методом рентгеноструктурного анализа).

Многокомпонентный минеральный состав и общую пористость пород по данным ГИС можно определить детерминистическим способом с помощью методик построения кроссплотов [Итенберг, 1987]. Для этого были рассмотрены вариации зависимостей методов пористости (акустический-нейтронный-плотностной каротаж), использован литоплотностной и плотностной каротаж, спектральный гамма-каротаж, а также выполнено построение М-Н плотов [Burke, 1969]. На данном этапе были сформированы предварительные алгоритмы настройки параметров многокомпонентной модели.

Заключительным третьим шагом стало построение объёмных литологических моделей пород статистическим способом, с использованием модуля StatMin программного комплекса Powerlog (рис.3). Моделирование проводилось в два этапа: 1) создание эталонной модели в

трех опорных скважинах с расширенным комплексом ГИС с привлечением априорной информации по изучению керна и шлама; были рассчитаны 8-ми компонентные объемные литологические модели, включающие объемные содержания глинистых минералов, кварца, кальцита, доломита, ангидрита, соли, а также общей пористости и содержания ОВ; 2) петрофизическая интерпретация остальных скважин на основе адаптации эталонной модели к различным геологическим условиям с привлечением полной геолого-геофизической информации по региону.

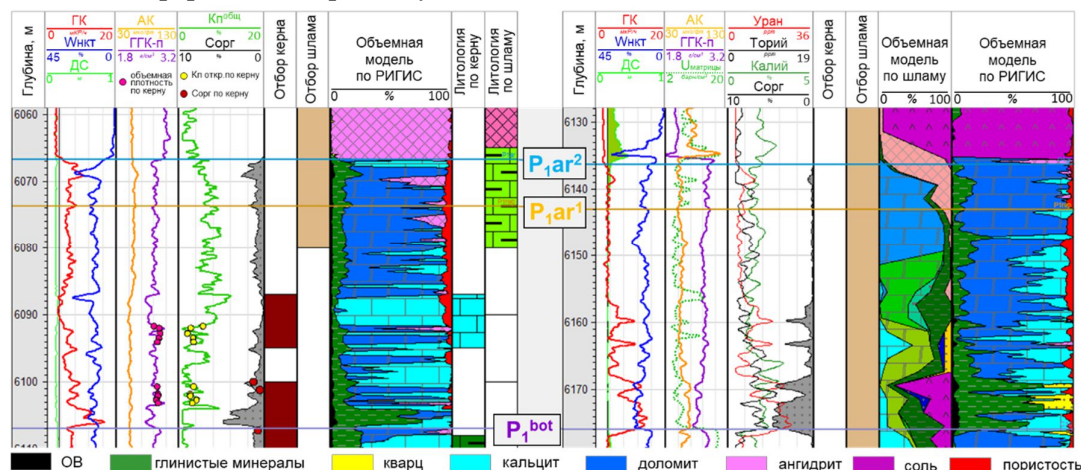


Рис. 3. Объемное содержание минеральных компонент в нижнепермских НГМП

### Закключение

Достоверность оценки литологического состава пород и их емкостно-фильтрационных свойств в изучаемом разрезе, несомненно, зависит от применяемого комплекса ГИС, полноты его выполнения и качества данных по изучению вещества пород. Однако, при решении обратной задачи, связанной с детальным прогнозом минеральных компонент НГМП, необходимо учитывать разные геологические, геохимические и петрофизические особенности, что и было осуществлено авторами на основе предлагаемого системного подхода.

### Список литературы

Василенко Е.И. Условия формирования и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений юго-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Диссертация на соискание ученой степен кандидата геолого-минералогических наук. 2018

Жемчугова В.А., Макарова Е.Ю., Наумчев Ю.В. и др. Карбонатные резервуары подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы. // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 194-207.

Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Учеб. Пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. 375 с., ил.

Неручев С.Г. Рогозина Е.А. Шиманский В.К. и др. Справочник по геохимии нефти и газа. – СПб.: ОАО «Издательство «Недра». 1998. – 576 с.: с юл.

Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность / Под редакцией Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. – М.: Научный мир, 2013. – 264 с.: 105 ил.

*Burke J.A., Campbell R.L. Jr. and Schmidt A.W.*: The Litho-Porosity Crossplot // Transactions of the SPWLA 10th Annual Logging Symposium. 1969.

*Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The biomarker guide. 2hd ed. N.Y.: Cambridge Univ. Press, 2005.

**Lithology-petrophysical modeling of the Lower Permian source rocks of the Caspian Syncline and the south part of the Pre-Urals Foredeep**

**Pankov Victor Victorovich<sup>1</sup>, Klyazhnikov Dmitriy Victorovich<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Lomonosov Moscow State University*

<sup>2</sup> *Ingenix Group, Moscow*

The main purpose of the research is to identify the complex relations between the petrophysical and geochemical characteristics of the source rocks and to determine the important role of individual mineral components to play in forming of zones with the high hydrocarbon potential. The key challenge is to allow for more honest accounting of the total organic matter content in the multi-mineral composition of bituminous-siliceous-clay-carbonate rocks. The solution is achieved by defining stable core-logging interconnections for idiogenous rocks where sedimentary conditions surely must be primary determined.

Interpretation was carried out for the pre-salt Permian rocks which are located in the junction zone of two large oil and gas basins: the Pre-Caspian and the Volga-Ural basin. Source rocks are the most mature in deeply buried areas, such as the northern edge of the Caspian Syncline and the south part of the Pre-Urals foredeep.

The important result of the authors' work is a lithology-petrophysical model of the Lower Permian rocks, taking into account a volume content of the following mineral components: clay minerals, quartz (siliceous component), calcite, dolomite, anhydrite, salt, as well as total organic matter content. The establishment and further application of lithological and petrophysical criteria for quality evaluation of source rocks by well log data and taking into account geochemical parameters is today's necessary task.

## Особенности моделирования упругих свойств карбонатных отложений со сложной структурой емкостного пространства

**Синякина Юлия Сергеевна, Пискун Дарья Андреевна, Абукарова Алина  
Алибековна**

ООО «СЖЖ Восток», Россия, город Москва, ул. Шаболовка, д.31, стр. Б

Наличие различных типов вторичной емкости в карбонатных отложениях оказывает существенное влияние на распространение упругих волн, что необходимо учитывать как при интерпретации данных ГИС, так и при моделировании упругих свойств.

На рисунке 1 приведен фрагмент геофизической характеристики одного из изучаемых карбонатных разрезов, представленных переслаиванием известняков и доломитов. Согласно данным комплекса ГИС и керновых исследований, в разрезе присутствуют интервалы с наличием вторичного емкостного пространства.

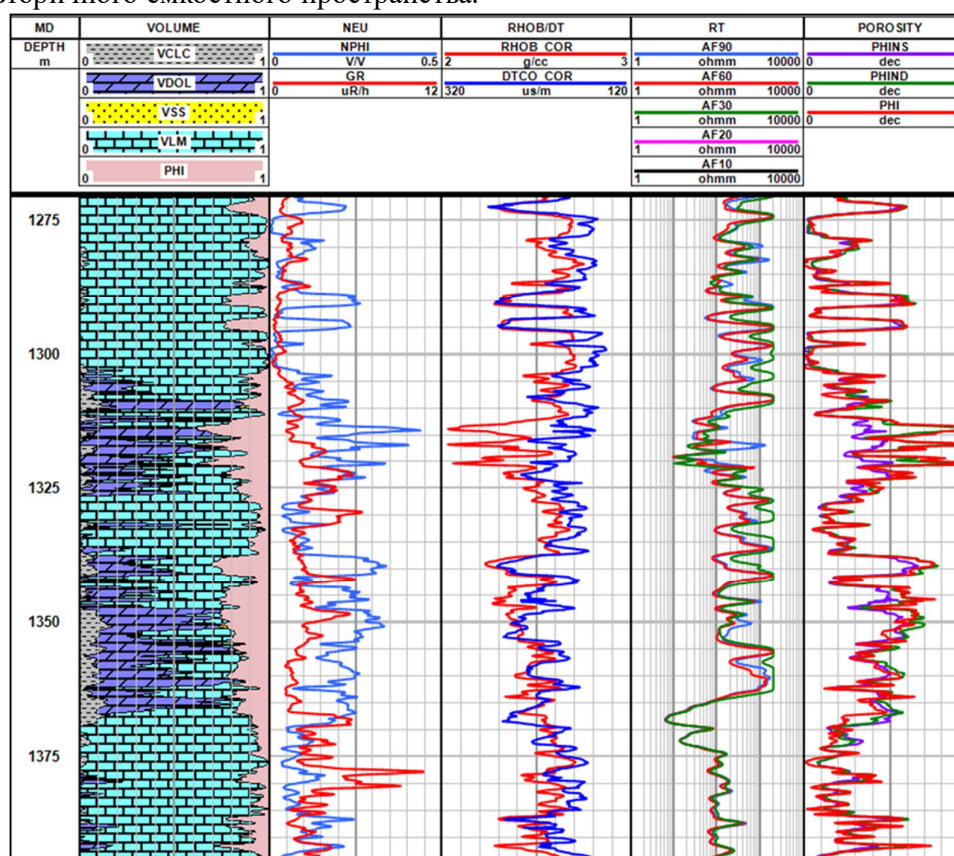


Рис 1. Геофизическая характеристика изучаемого разреза.

Зачастую, при моделировании скоростей распространения Р- и S-волн по данным ГИС не учитывается наличие трещиноватости и кавернозности горных пород – для описания геометрии пустотного пространства, используется постоянное значение аспектного отношения. Для изучаемых карбонатных отложений со сложной структурой емкостного пространства, это является весьма упрощенным допущением и может приводить к



значительным погрешностям при дальнейшем анализе и использовании полученных результатов петроупругого моделирования для прогноза свойств изучаемых отложений в межскважинном пространстве.

На примере изучаемых карбонатных отложений была опробована новая функция программного модуля RPM – Pore Type Fraction Modeling, которая позволяет оценивать объемы пустотного пространства различного типа. Полученные в результате использования данной функции параметры пустотного пространства, были затем использованы в ходе петроупругого моделирования. Новая теоретическая модель библиотеки RPM, Xu and Payne, была разработана для карбонатных отложений сложного типа и позволяет учитывать наличие пустотного пространства различного типа: трещины, каверны и межзерновые поры. Результаты петроупругого моделирования, полученные на основании использования новых функций RPM, приведены на рисунке 2.

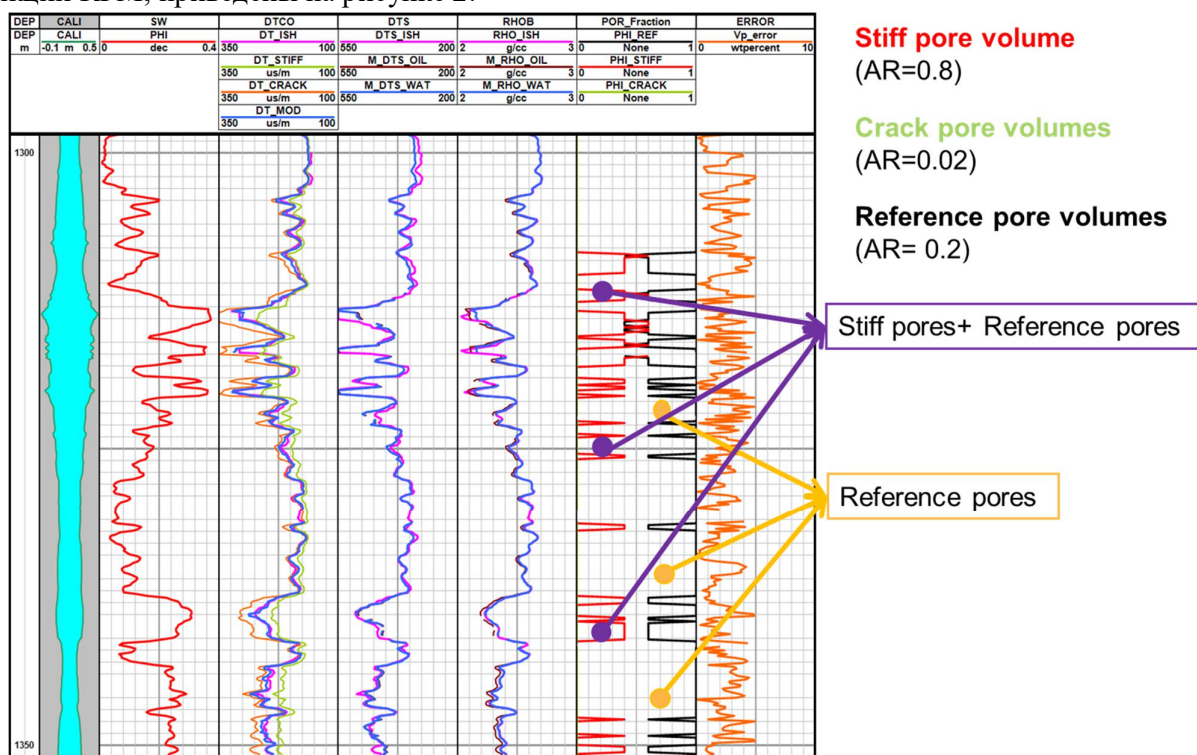


Рис 2. Результаты петроупругого моделирования.

Таким образом, в работе рассмотрен способ оценки вторичной емкости различного типа и ее дальнейшего учета при моделировании упругих свойств горных пород. Использование новых функций программного модуля RPM позволило выполнить петроупругое моделирование сложных карбонатных отложений в рамках теоретической модели, адекватной изучаемому разрезу.

## **The elastic properties modeling aspects in carbonate sediments with a complex void space structure**

**Sinyakina Yulia, Piskun Daria, Abukarova Alina (CGG Vostok)**

The presence of different porosity types in carbonate sediments has a significant effect on the elastic waves propagation. It should be taken into account both in the Log data analysis and in the elastic properties modeling. Fractured and vuggy pore types aren't taken into account while propagation of P- and S-waves velocities modeling – the constant value of the aspect ratio is often used to describe the geometry of the rock pore space. This oversimplified assumption can lead to significant errors in the further analysis of the petroelastic modeling results and prediction of the properties of carbonate sediments with a complex structure of pore space based on these results in the inter-well space. The report explains a method for different pore types volumes estimating and their further use while rocks elastic properties modeling on the example of carbonate sediments. The results of rocks elastic properties modeling (P-waves, S-waves and densities) with taking into account of different pore types the will be also presented.



## Физическое моделирование распространения упругих колебаний в анизотропных средах.

Попов Д.А.<sup>1</sup>, Чичина Т.И.<sup>2</sup>, Половков В.В.<sup>1</sup>, Корсакова И.О.<sup>1</sup>, Pinbo Ding<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский государственный университет

<sup>2</sup>Instituto Mexicano del Petroleo

<sup>3</sup>China University of Petroleum

### Введение

Целью работы является верификация результатов теоретических исследований анизотропных сред, в частности ограничений модели линейного проскальзывания (Linear Slip, модель Шонберга) по данным физического моделирования, полученных на искусственных образцах поперечно-изотропной (ТИ) модели.

Модель линейного проскальзывания Шонберга (Schoenberg 1980; Schoenberg 1983) является одной из самых простых моделей эффективной среды с одним набором параллельных трещин (Schoenberg & Sayers, 1995). Преимущество модели в том, что в ней количество независимых элементов матрицы жесткости уменьшено с пяти до четырех. Однако ряд исследователей (Чичина и др.) считают, что данное упрощение корректно лишь для углов  $0^\circ$  и  $90^\circ$  между лучом и осью симметрии модели.

Для полноценного анализа теоретической модели необходимо путем измерений для известной среды получить ее полный тензор жесткости. Наиболее неуловимым элементом этого тензора является  $C_{13}$ , который необходим для надежных оценок параметра анизотропии Томсена  $\delta$  (Thomsen, 1986). Точность расчетного параметра  $C_{13}$  зависит от точности измерений фазовой скорости Р-волны, распространяющейся под наклонным углом к оси симметрии пласта, который отличается от  $0^\circ$  или  $90^\circ$ . Изучение  $C_{13}$  и  $\delta$  является основным мотивирующим фактором для разработки ультразвуковой измерительной системы с конечной целью получения количественной и достоверной информации о скоростях, измеренных в более широком диапазоне углов, что позволяет сделать более надежную оценку  $C_{13}$  и, следовательно, параметр  $\delta$ .

В качестве тестовой среды в настоящее время используется модель из пластин плексигласа толщиной 1мм, помещенная в гидравлический пресс для создания статического давления по направлению оси симметрии; моделируются только записи продольных волн. В ближайшем будущем, после решения ряда технических проблем, будут получены записи для поперечных волн различной поляризации.

### Методология

Основу используемой в эксперименте установки (рис.1(а)) представляет гидравлический пресс с ручным насосом, имеющий максимальное усилие сжатия 50 тонн. Контроль давления в гидросистеме осуществляется при помощи сертифицированного манометра с ценой деления 2 МПа. Соотношение площадей основания штока прессы и верхней плоскости модели составляет порядка 10/6.5; точность поддержания постоянного давления при работе – около 0.25МПа, таким образом минимальный шаг изменения сдавливающего усилия составляет  $1.3 \pm 0.16$ МПа. На плотно зафиксированную раму основания установлена плита из 40 миллиметровой стали (С). Аналогичная плита меньшего размера помещена непосредственно под штоком прессы (Б). Основание системы, сделанное из 16

миллиметрового алюминия (И), зафиксировано на нижней плите. Две независимые системы позиционирования закреплены на боковых сторонах двух вертикальных элементов из конструкционного алюминиевого профиля (Г), которые прикручены к основанию.

Каждая из систем позиционирования состоит из рамы (Д), шагового двигателя (Е), соединенного при помощи зубчатой ременной передачи с главной осью вращения (П), оптического датчика нулевого положения (З) и движущегося оптического флага (О), плеча с регулируемым радиусом вращения (М) и блока прижима преобразователя (Л), а также источника и приемника колебаний (К). Каждая система позиционирования подключается к управляющей аппаратуре при помощи пары разъемов (Ж).

Используемая в эксперименте пластинчатая модель (Н) имеет размеры 200x50x200мм и собрана из листового плексигласа; толщина каждого листа 1 мм. Модель помещена между двух алюминиевых блоков (Р) толщиной 20 мм, которые служат для распределения сдвигающего усилия. Алюминиевые блоки имеют профрезерованные полости, предназначенные для двух пар (Р и S-волны) ультразвуковых преобразователей, позволяющих проводить измерения вдоль оси симметрии модели (пара преобразователей №1). Фиксацию положения модели обеспечивают вертикальные стержни (В).

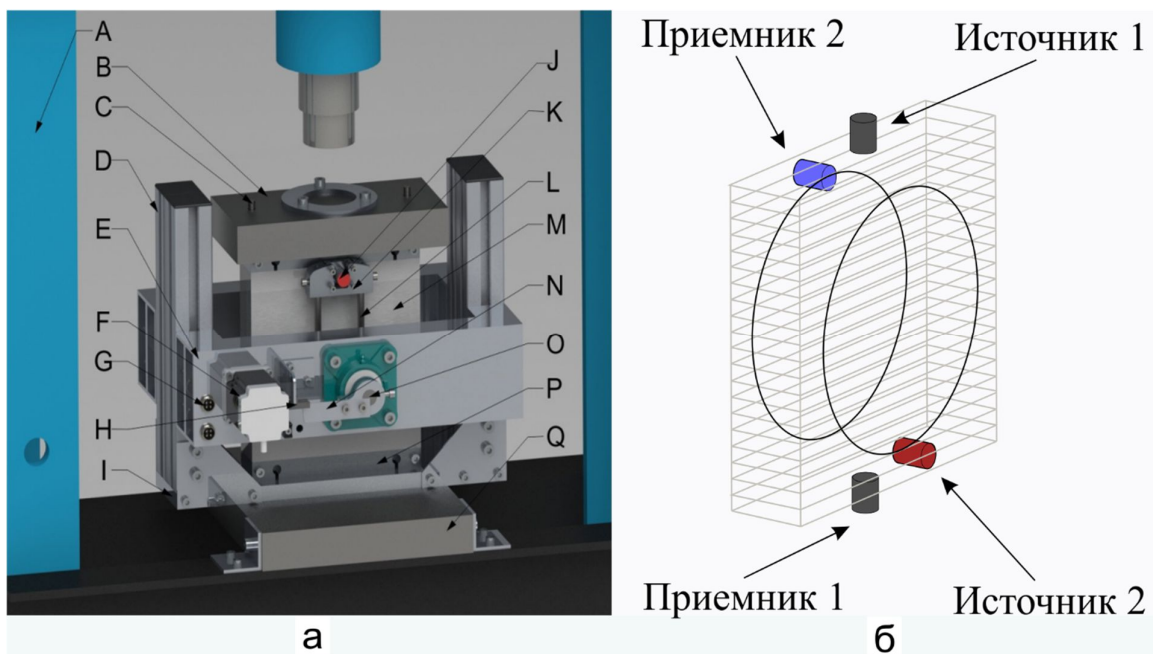


Рис. 1. (а) Конструкция измерительной установки и ее внешний вид; (б) размещение пар преобразователей №1 и №2 относительно пластинчатой модели. Положение пары преобразователей №1 постоянно,  $\varphi = 0^\circ$ .

На данный момент система укомплектована двумя парами пьезокерамических преобразователей Р-волн (рис. 1(б)) в будущем она будет дополнена многокомпонентными преобразователями, аналогичными описанным в (Chichinina T. et.al., 2009), что позволит регистрировать Р, Sv и Sh волны в каждой точке измерения.

Каждый преобразователь из пары №1 представляет собой пьезокерамические диски диаметром 10 мм и толщиной 3 мм, в качестве демпфера используется эпоксидная композиция с окисью железа. Преобразователи второй пары имеют такие же размеры, но демпфером служат конические латунные концентраты с пятном контакта около 3 мм.

Данные преобразователи обеспечивают достаточное соотношение сигнал/шум при удовлетворительной форме сигнала.

Минимальный дискрет перемещения преобразователей второй пары составляет 8.1', таким образом диапазон азимутов источника 2 от 0° до 90° может быть разбит более, чем на 650 отдельных измерений, что обеспечивает накопление необходимого статистического объема данных. Также возможно измерение в 4 квадрантах (диапазонах 0-90, 90-180, 180-270 и 270-360 градусов), что позволяет оценить возможную неоднородность используемой модели. Исходя из размеров модели и радиуса окружности, равного 87.5 мм (выбранного исходя из минимизации влияния боковых отражений), диапазон значений истинных углов составляет 15-90°.

Схема установки вместе с аппаратурой для управления перемещением преобразователей, генерации и регистрации сейсмического сигнала представлена на рис. 3. Большая часть используемых устройств аналогична описанным в (Попов Д.А. и др., 2015; Половков В.В. и др., 2015).

Основу составляет персональный компьютер с установленным программным обеспечением, написанным в среде C++ и подключенной многофункциональной платой ввода-вывода ADLink DAQ-2010. Цифровые входы и выходы платы используются для подачи сигнала на драйверы шаговых двигателей при перемещении пары преобразователей №2, а также контроля состояния оптических датчиков. К входам АЦП платы через усилитель заряда с коэффициентом усиления 25-1200 и частотным диапазоном 20кГц-3МГц подключены ультразвуковые приемники. Для выбора одного из двух приемников используется блок переключателя; в будущем данное устройство будет оснащено цифровым управлением для автоматического выбора регистрирующего канала.

Для возбуждения сигнала преобразователем-источником используется генератор импульсного сигнала малой длительностью (от 0.2 до 8 мкс) и высоковольтный усилитель, обеспечивающий амплитуду сигнала до 300 вольт на выходе. Подача сигнала также производится через блок переключателя. Визуальный контроль работы сигнального тракта производится при помощи цифрового осциллографа Tectronics DPO2024.

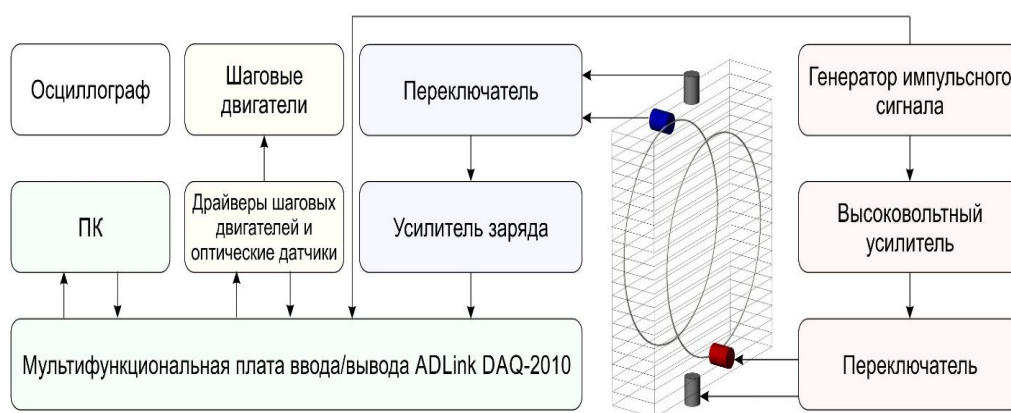


Рис.3. Блок-схема измерительной установки

Запись измерений происходит под контролем управляющей программы, которая реализует полностью автоматический цикл. Результаты записываются в стандартном сейсмическом формате SGY после масштабирования сигнала (коэффициент

масштабирования 1:20 000) и заполнением всех необходимых заголовков трасс. Реализована возможность гибкого задания параметров съемки- возможно варьирование диапазоном, шагом перемещений, разницей азимутов приемника – источника и накоплений сигнала при регистрации.

### Измерение параметров анизотропии пластинчатой модели

На рис. 4 приведены результаты эксперимента по измерению скорости  $V_p(\varphi)$  в зависимости от угла  $\varphi$ . Угол  $\varphi$  измеряется относительно вертикальной оси z (последняя является осью симметрии среды VTII), то есть  $\varphi = 0^\circ$  показывает направление, перпендикулярное плоскости слоя пластин в образце. Согласно теории среды TI (Thomsen, 2002), скорость  $V_p$  в зависимости от угла  $\varphi$  можно оценить следующим образом:

$$V_p(\varphi) = V_{p0} [(\varepsilon - \delta) \sin^4 \varphi + \delta \sin^2 \varphi + 1] \quad (1)$$

где  $V_{p0}$  - вертикальная скорость под углом  $\varphi = 0^\circ$ ; угол  $\varphi$  измеряется относительно оси z (последняя является вертикальной осью симметрии среды VTII);  $\varepsilon$  и  $\delta$  - параметры анизотропии (Thomsen, 1986):  $\varepsilon = \frac{C_{11} - C_{33}}{2C_{33}}$  и  $\delta = \frac{(C_{13} + C_{44})^2 - (C_{33} - C_{44})^2}{2C_{33}(C_{33} - C_{44})}$

Формулу (1) для скорости  $V_p(\varphi)$  можно записать в виде:

$$V_p(\varphi) = ax^2 + bx + c, \quad (2)$$

где  $x = \sin^2 \varphi$ ,  $a = V_{p0}(\varepsilon - \delta)$ ,  $b = V_{p0}\delta$  и  $c = V_{p0}$ .

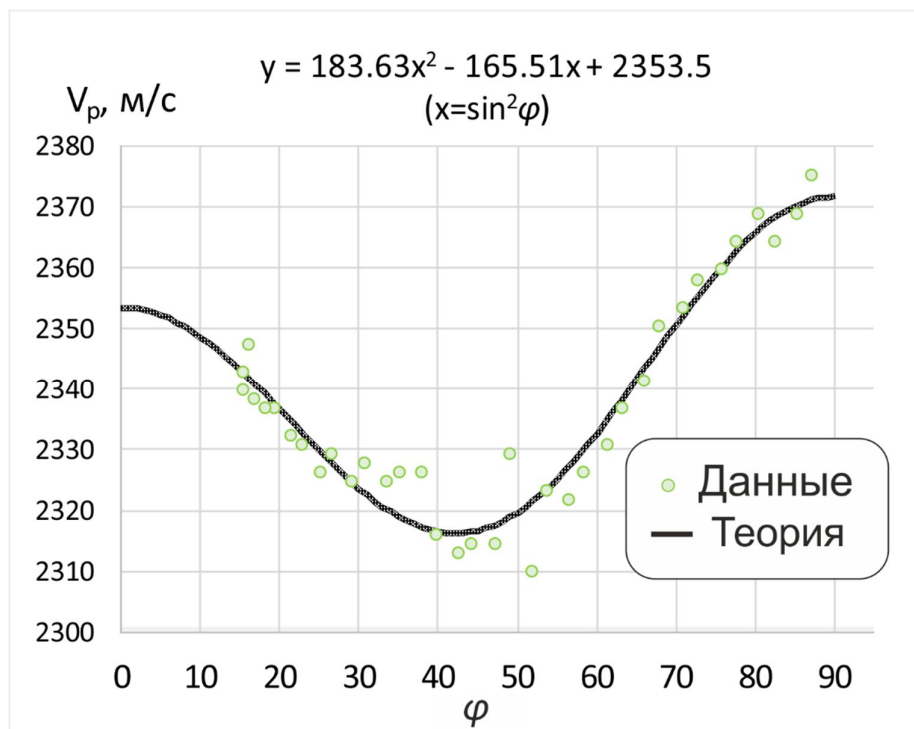


Рис. 4. Скорость по отношению к углу между траекторией волны и вертикальной осью симметрии образца VTII. Экспериментальные данные, показанные кружками;  $V_p(\varphi)$ ,

вычисленная из уравнения (4), показана сплошной линией. (Приложенное вертикальное давление составляет 7 МПа.)

По формуле (2) и на основании полученных экспериментальных данных, используя метод наименьших квадратов вычислены коэффициенты  $a$ ,  $b$  и  $c$ :  $V_p(\varphi) = 183.63 \sin^4 \varphi - 165.51 \sin^2 \varphi + 2353.5$ . По следующим формулам высчитываются параметры анизотропии  $\varepsilon$  и  $\delta$ :

$$\varepsilon = (a + b) / c, \quad \delta = b / c, \quad (3)$$

что дает  $V_{p0} = 2353.5$  м / с,  $\varepsilon = 0.01$ ,  $\delta = -0.07$  и  $V_{p0} = 2353.5$  м / с. На рисунке 5 показана кривая скорости  $V_p(\varphi)$ , которая наилучшим образом соответствует точкам данных. Вычисленный  $V_p(\varphi)$  хорошо повторяет общую тенденцию, полученную в эксперименте. Достаточная плотность выборки точек данных в диапазоне углов от  $0^\circ$  до  $90^\circ$  позволяет с высокой точностью оценить параметр Томсена  $\delta$ : это лучший способ (например, Sarout, 2015) по сравнению с обычным способом  $\delta$ -оценки на единичную опорную скорость  $V_{p45}$ .

### **Заключение**

Изготовлена и опробирована установка, предназначенная для проведения измерений на синтетических моделях вертикально-анизотропных сред (VTI). Она позволяет производить измерения высокой точности и повторяемости в широком диапазоне углов и значений вертикального сдвигающего усилия. Для используемой на данный момент модели размером 200x50x200 мм эти значения составляют 0, 15-90° и 40МПа соответственно.

Проведение исследований на созданном экспериментальном оборудовании для моделей различного состава позволит получить большой объем высококачественных данных, необходимый для критического анализа имеющихся теоретических моделей анизотропных сред.

### **Благодарность**

Исследования производятся в рамках совместного Российско-Китайского гранта РФФИ-ГФЕН №18-55-53060. Основания систем позиционирования изготовлены при участии ресурсного центра СПбГУ «Центр прикладной аэродинамики».

### **Список литературы**

*Половков В.В., Попов Д.А., Мусин М.В., Жемчужников Е.Г.* Физическое моделирование в сейсморазведке: целесообразность, ограничения и перспективы метода//Geomodel 2015-17th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. – 2015.

*Попов Д.А., Половков В.В., Мусин М.В., Молодцов Д.М.* Аппаратно-программный комплекс для физического сейсмического ультразвукового моделирования, Технологии сейсморазведки, № 2, 2015, с. 113–118. <http://dx.doi.org/10.18303/1813-4254-2015-2-113-118>.

*Chichinina, T. I., I. R. Obolentseva, L. D. Gik, B. A. Bobrov, and G. Ronquillo-Jarillo,* 2009, Attenuation anisotropy in the linear-slip model: Interpretation of physical modeling data: Geophysics, 74, no. 5, WB165–WB176, <https://doi.org/10.1190/1.3173806>.

*Sarout, J., C. Delle-Piane, D. Nadri, L. Esteban, and D. N. Dewhurst, 2015, A robust experimental determination of Thomsen's  $\delta$  parameter: Geophysics, 80, no. 1, A19–A24, <https://doi.org/10.1190/geo2014-0391.1>.*

*Schoenberg, M., 1980, Elastic wave behavior across linear slip interfaces: Journal of Acoustical Society of America, 68, 1516–1521, <https://doi.org/10.1121/1.385077>.*

*Schoenberg, M., 1983, Reflection of elastic waves from periodically stratified media with interfacial slip: Geophysical Prospecting, 31, 265–292, <https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.1983.tb01054.x>.*

*Schoenberg, M., and C. M. Sayers, 1995, Seismic anisotropy of fractured rock: Geophysics, 60, 204–211, <https://doi.org/10.1190/1.1443748>.*

*Thomsen, L., 1986, Weak elastic anisotropy: Geophysics, 51, 1954–1966, <https://doi.org/10.1190/1.1442051>.*

*Thomsen, L., 2002, Understanding seismic anisotropy in exploration and exploitation: SEG and EAGE, 2002 Distinguished Instructor Short Course, Distinguished Instructor Series, No. 5.*

## Physical modeling of the wave propagation in anisotropic media

Popov D.A.<sup>1</sup>, Chichinina T.I.<sup>2</sup>, Polovkov V.V.<sup>1</sup>, Korsakova I.O.<sup>1</sup>, Pinbo Ding<sup>3</sup>

<sup>1</sup>*Saint Petersburg State University*

<sup>2</sup>*Instituto Mexicano del Petroleo*

<sup>3</sup>*China University of Petroleum*

### Abstract

The aim of the work is the verification of the results of theoretical studies of anisotropy, in particular the limitations of the linear slip model (Linear Slip, the Schoenberg model) and the QVOA (Q versus offset and azimuth). For this purpose, we performed physical modeling of wave propagation in artificial sample of transversely isotropic (TI) symmetry. Special automated equipment is constructed for ultrasonic velocity measurements at various incidence angles of waves that is necessary for estimation of anisotropy parameters of rocks. We acquire P-wave velocity data for plate-stack model formed by acrylic 1 mm thick sheet plates placed in a hydraulic press to create a static pressure along the direction of the axis of symmetry. In the near future, after solving a number of technical problems, records for S-waves of different polarization will be obtained.

Effective-medium theories developed by Hudson (1980) and Schoenberg (1980, 1983) mark the beginning of investigation on fractures'- induced anisotropy of rocks due to aligned cracks and fractures. Schoenberg's Linear-Slip (LS) model of TI-symmetry is the most simple effective-medium model of rocks with one set of parallel fractures (Schoenberg & Sayers, 1995). Due to the simplicity and clarity of the LS model, it has found wide application in seismic exploration. In reservoir characterization and production development, it is important to obtain the full stiffness tensor of rocks' formations by means of ultrasonic velocity measurements in rock cores. The most elusive element of this tensor is  $C_{13}$ , which is necessary for reliable estimates of the Thomsen (1986) anisotropy parameter  $\delta$  used in many seismic and geomechanics applications. One of the objectives of this paper is to increase accuracy of  $\delta$ -estimation by constructing special Ultrasonic Measurement System.

Study on  $C_{13}$  and  $\delta$  is the main motivating factor for development of our upgraded device of Ultrasonic Measurement System with a final goal of obtaining quantitative and reliable information on the velocities measured at wider angle range that allow us to make a more reliable estimation of  $C_{13}$  and hence parameter  $\delta$ .



## *Многомасштабное петроупругое моделирование анизотропных карбонатных коллекторов.*

**Харитонов Николай Вадимович<sup>1</sup>, Баюк Ирина Олеговна<sup>2</sup>,  
Тихоцкий Сергей Андреевич<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

<sup>2</sup> *Институт Физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Москва*

### **Введение**

При оптимизации решения производственных задач в сфере поиска и оценки углеводородного потенциала продуктивных пластов залежей нефти и газа, большой интерес представляют задачи даунскейлинга (англ. downscaling), идея которых заключается в извлечении количественной информации о строении и составе изучаемой среды в микромасштабе, располагая данными сейсморазведки, имеющей для таких задач низкую разрешающую способность. Данная работа иллюстрирует решение прямой задачи по определению влияния ориентированных систем трещин на скорости вертикально падающих сейсмических волн.

В настоящей работе, на основе петрофизического моделирования, исследуется вопрос о возможности реконструкции параметров систем трещин различного масштаба по сейсмическим данным. Для этого строится реалистичная петроупругая модель, содержащая неоднородности различных масштабов, начиная с микронеоднородностей матрицы породы и включая две разноориентированные системы трещин. Выполнено исследование чувствительности прогнозных значений измеряемых параметров (скоростей сейсмических волн) по отношению к возможным вариациям параметров модели, включая значения трещинной пористости.

### **Данные и методы**

Карбонатный коллектор представляет собой многокомпонентную, микронеоднородную, разномасштабную среду сложного строения. За модель карбонатного коллектора можно принять среду, сложенную минеральным веществом (преимущественно известняком и/или доломитом), содержащим хаотически ориентированные поры квазиизометричной формы и системы направленных трещин различного характерного размера [Баюк и др., 2012]. Таким образом, карбонатный коллектор можно представить в виде совокупности следующих составных компонентов, взаимодействующих между собой: матрица (жесткий скелет породы, состоящий из твердого вещества); поры и микротрещины (с характерным размером  $< 0,1$  мм), представляющие первичное пустотное пространство карбонатной породы; мезо- и макротрещины ( $> 0,1$  мм), представляющие вторичное пустотное пространство; флюид, заполняющий первичное и вторичное пустотное пространство коллектора [Баюк и др., 2018].

Для математического описания среды такого строения и нахождения ее эффективных упругих свойств применяется аппарат теории эффективных сред, позволяющий учитывать неоднородности среды и взаимодействие компонентов в разных масштабах.

Согласно принципу моделирования, описанному в статье И.О. Баюк [2011], расчет эффективных упругих свойств среды производится по принципу «от меньшего к большему». Модель последовательно строится начиная с масштаба поликристалла - до масштаба

целевого пласта-коллектора, соответствующего разрешающей способности сейсморазведочных работ.

Чтобы микронеоднородная среда не порождала рассеяния упругих волн необходимо, чтобы выполнялось условие  $2\pi a/\lambda \leq 0,01$ , где  $a$  - характерный размер неоднородности,  $\lambda$  - длина упругой волны [Wu, 1989]. Следовательно, размеры неоднородностей в микромасштабе, соответствующем ультразвуковым исследованиям, с длиной волны первые миллиметры – сантиметры, составляют 0,01 – 0,1 мм. Модель в данном масштабе формируется из минеральными зерен, пор и микротрещин – это модель 1 уровня.

Затем строят модель 2 уровня, соответствующую масштабу ГИС. В качестве тензора упругости твердой матрицы используется эффективный тензор упругости модели 1 уровня. Размеры неоднородностей задаются в диапазоне первые миллиметры – сантиметры, что отвечает частотному составу и длинам волн, применяемым в акустических методах исследования скважин. На данном этапе в модель включаются системы мезотрещин. Параметры таких трещин можно получить из данных томографии керна.

Финальным масштабом построения модели является масштаб сейсмических частот. Модельная среда, соответствующая ему, носит название модели 3 уровня. Характерный размер неоднородностей составляет десятки сантиметров – метры. Параметры трещин такого размера (далее макротрещин) можно получить из данных скважинных микроимиджеров. На данном этапе помимо включаемых в модель систем трещин необходимо учитывать слоистость среды. Однако, если при внесении в модель случайным образом расположенных неоднородностей масштаб осреднения методами ТЭС выбирается неявно, то при расчёте эффективных свойств слоистой пачки длину интервала осреднения необходимо задавать в явном виде. Моделирование построено таким образом, что в среду с эффективными упругими свойствами, полученную из тонкослоистой пачки, включаются системы макротрещин. Необходимо учитывать, что при включении в модель ориентированных систем неоднородностей – в среде возникает анизотропия упругих свойств. Таким образом, анизотропия тонкослоистой среды, имеющей симметрию  $VTI$ , может дополнительно измениться при добавлении систем макротрещин.

#### **Модельное исследование чувствительности эффективных свойств карбонатного коллектора к параметрам систем трещин в различных масштабах.**

Описанная выше методика была применена для построения петроупругой модели карбонатного коллектора и исследования чувствительности такой модели к ее параметрам. В частности, исследовалась чувствительность скоростей упругих волн к изменению параметров систем трещин.

Для расчета эффективного тензора упругости моделей всех уровней использовался метод самосогласования, основанный на решении Эшелби для эллипсоидального включения [Willis, 1977; Шермергор, 1977]. Тензор эффективных упругих свойств среды  $C^*$  в методе самосогласования представляется следующим выражением [Баяк, 2013]:

$$C^* = \langle C(I - gC')^{-1} \rangle \langle (I - gC')^{-1} \rangle^{-1},$$

где  $C' = C - C^*$ ,  $I$  – единичный тензор 4-го ранга.

Модель 1-ого уровня представляет собой матрицу, сложенную кальцитовым цементом ( $V_p = 5800$  м/с,  $V_s = 3200$  м/с и плотность  $\rho = 2700$  кг/м<sup>3</sup>), пустотное пространство которой представлено порами (пористость = 10% - распространенная величина для коллекторов

такого типа), поры заполнены смесью вода-нефть в соотношении 3:2. Эффективные упругие свойства флюида рассчитываются по формуле Вуда [Wood, 1955; Mavko et al., 2011].

Внесение в модель ориентированных систем трещин влечет за собой анизотропию упругих свойств, а также приводит к расщеплению поперечной волны на «быструю» -  $S_1$  и «медленную»  $S_2$ . Таким образом модель 2 уровня имеет симметрию НТІ, модель третьего уровня орторомбический тип симметрии. Ограничением на диапазоны параметров мезо- и макротрещин служит предел параметра анизотропии  $S_p < 10\%$  и  $S_p < 25\%$  соответственно.

$$S_p = 100\% \frac{|V_{S_1} - V_{S_2}|}{\bar{V}_s} < 10\%, \text{ где } \bar{V}_s = \frac{|V_{S_1} + V_{S_2}|}{2}.$$

Для исследования чувствительности модели 2 уровня к ее параметрам были выбраны следующие значения параметров мезотрещин: трещинная пористость 0 – 0.35%, аспектное отношение 0.001 - 0.008. По результатам расчетов, приведенных на рис.1, следует что из трех типов скоростей, скорость медленной поперечной волны имеет выраженную зависимость от параметров трещин.

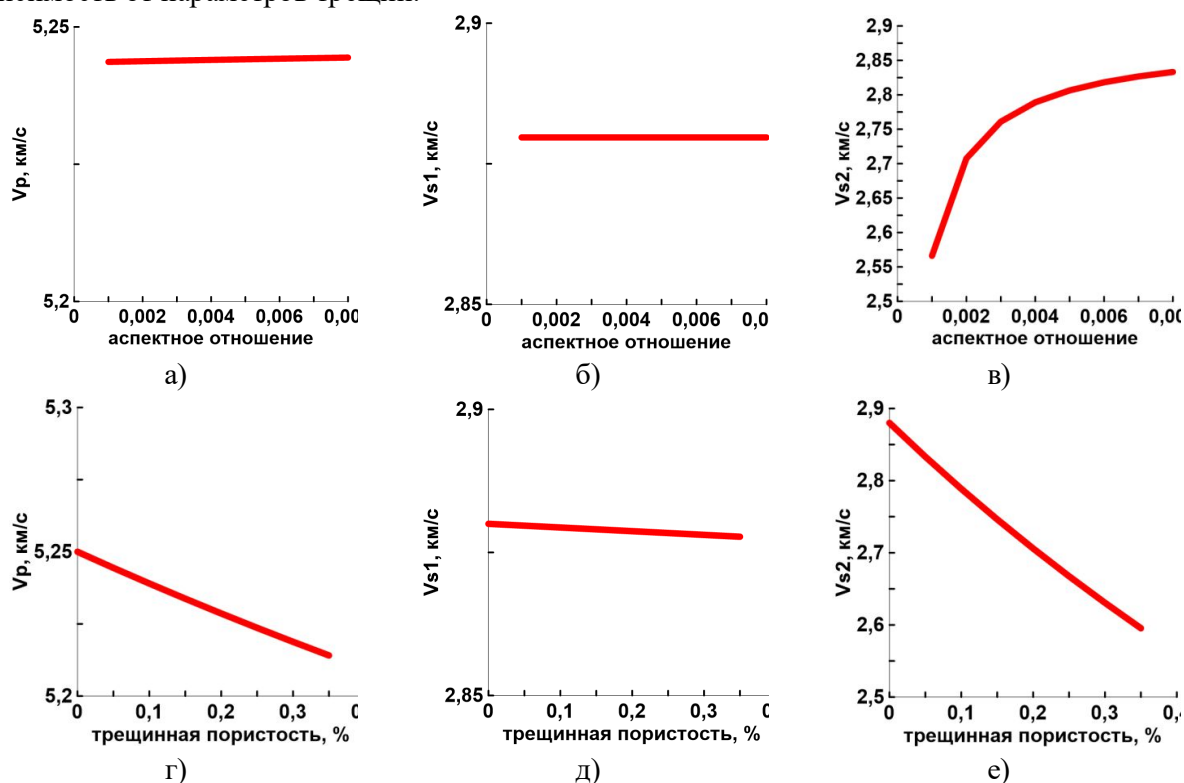


Рисунок 10. Зависимость эффективных скоростей упругих волн для модели 2-го уровня (масштаб ГИС) от параметров системы микротрещин. а-в - при постоянной трещинной пористости 0,05%; г-е - при постоянном аспектном отношении трещин 0,008. [По Баюк и др., 2018]

Чтобы перейти от масштаба ГИС к масштабу сейсмических исследований была построена стохастическая модель карбонатного коллектора. Она представляет собой пачку прослоев, толщины разрешающей способности АК (10 см), Трещинная пористость по слоям менялась гладко, а аспектное отношение выбиралось случайным образом. Для расчета эффективных упругих свойств тонкослоистой модели был использован анизотропный метод Бейкуса [Bakus, 1962; Шермергор, 1977], с окном осреднения равным половине длины волн сейсмического импульса [Баюк и др., 2018].

Для оценки влияния параметров макротрещин на скорости упругих волн, были выбраны следующие диапазоны параметров: для трещинной пористости 0.3 – 0.8%, для аспектного отношения 0.003 – 0.01. Зависимости для модели 3-го уровня качественно аналогичны зависимостям для модели 2 уровня.

### **Заключение**

Из результатов исследования чувствительности модели к изменению ее параметров следует, что наиболее чувствительным параметром является скорость «медленной» S волны. Из параметров трещин большее влияние на скорости оказывает трещинная пористость нежели аспектное отношение.

Таким образом для построения петроупругой модели среды можно использовать подход, описанный в методологии данной работы. Теория эффективных сред при моделировании позволяет оценивать эффективные упругие свойства в масштабах образца, ГИС и сейсмических исследований.

Принцип моделирования, рассмотренный в данной работе, целесообразно применять для получения дополнительной информации о строении и характеристиках среды, повышающей эффективность разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

### **Список литературы**

*Баяк И.О., Дубиня Н.В., Русина О.А., Тихоцкий С.А.* Определение параметров трещиноватости карбонатных коллекторов трещинного типа на основании результатов геомеханического и петроупругого моделирования. // ГЕОЕВРАЗИЯ 2018. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕДР ЕВРАЗИИ Труды Международной геолого-геофизической конференции. 2018. Издательство: ООО "ПолиПРЕСС". С. 439-442.

*Баяк И.О.* Междисциплинарный подход к определению эффективных физических свойств коллекторов углеводородов. // Технологии сейсморазведки, №4, 2011, с. 75-82

*Баяк И.О., Постникова О.В., Рыжков В.И., Иванов И.С.* Математическое моделирование анизотропных эффективных упругих свойств карбонатных коллекторов сложного строения. // Технологии сейсморазведки, №3, 2012, с. 42-55

*Баяк И.О., Тихоцкий С.А., Харитонов Н.В., Токарев М.Ю., Мятчин К.М.* Разномасштабное моделирование эффективных упругих свойств порово-трещинных карбонатных коллекторов углеводородов // Нефтяное хозяйство, принята к печати 2018

*Дубиня Н.В., Баяк И.О., Тихоцкий С.А., Русина О.В.* Определение параметров трещиноватости карбонатных коллекторов трещинного типа на основании результатов геомеханического и петроупругого моделирования // Тезисы доклада конференции ГЕОЕВРАЗИЯ – 2018. Москва 5 – 8 февраля 2018.

*Шермергор Т.Д.* Теория упругости микронеоднородных сред. // М.: Наука, 1977, 400 с.

*Backus G.E.* Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering. // J.Geophys. Res. 1962. V. 67. P. 4427-4440

*Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J.* The Rock Physics Handbook. 2<sup>nd</sup> Edition. // Cambridge Univ. Press., 2011. 511 p.

*Willis J.* Bounds and self-consistent estimates for the overall properties of anisotropic composites // J. Mech. Phys. Sol. 1977. Vol. 25. P. 185–202.

*Wood A.W.* A Textbook of Sound //New York: McMillan Co., 1955

*Wu R.S.* Seismic wave scattering. // In D. James, ed., *The Encyclopedia of Solid Earth Geophysics*, pages 1166–1187. Van Nostrand, New York, 1989.

## **Multi-scale rock-physics modeling anisotropy carbonate reservoirs.**

**Kharitonov Nikolai Vadimovich<sup>1</sup>, Bayuk Irina Olegovna<sup>2</sup>,  
Tikhotsky Sergey Andreevich<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Lomonosov Moscow State University*

<sup>2</sup>*Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS*

### **Abstract**

The objective of this work is a multi-scale, parametric, rock physics model development of an anisotropic carbonate reservoir, which contains cracks of different scales: from core to seismic. The modeling was carried out using methods of Effective media theory. An analysis of model parameters influence on the velocity of elastic waves was performed. In addition, a possibility of allocation a system of oriented (subvertical) cracks by the elastic waves velocities in seismic frequency range. In fulfillment of the need of various scale data comparison, a methodology of choosing an optimal averaging window in the process of elastic properties upscaling from logging to seismic scale is suggested. This methodology is based on the analysis of seismic velocities spatial spectra, which were obtained experimentally, and theoretical velocities spectra, obtained as a result of upscaling.

The main result of the work is a method of constructing a multiscale parametric, rock physics model of a carbonate reservoir with various systems of cracks, including subvertical cracks in seismic scale. This principle of modelling makes it possible/allows to take into consideration the variability of rock structure.

## *Решение эволюционной обратной задачи для реконструкции истории формирования и актуальной структуры соляных куполов*

**Лунёв Борис Валентинович, Лапковский Владимир Валентинович**

*ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск*

Высокая перспективность подсоловых отложений Каспийского бассейна в отношении нефтегазоносности, в значительной мере связана с исключительными флюидоупорными свойствами каменной соли, делающими из нее идеальную покрывку. Вместе с тем, сложность и контрастность солянокупольных структур в сочетании с аномальными физическими свойствами соли сильно затрудняют применение традиционных геофизических методов исследования. Обычной сейсморазведкой надежно устанавливается только положение границ слоев в надсоловом комплексе, да и то только там, где их положение субгоризонтально – над вершинами соляных диапиров и днищами разделяющих их синклиналей. Для установления границ слоев на крутопадающих (а иногда и опрокинутых) крыльях диапиров и повсюду в подсоловом комплексе, приходится прибегать к дорогостоящим (и не всегда реализуемым) широкоазимутальным системам регистрации и специальным методам обработки данных. Однако, получаемые таким путем результаты зависят от модели среды и не свободны от неоднозначности. А между тем, высокая стоимость бурения на большие глубины требует обоснованного прогноза геологической структуры исследуемых объектов.

Задача прогноза структуры относится к классу обратных – требуется по неполным данным (положение границ там, где они надежно установлены сейсморазведкой) восстановить структуру всего исследуемого объема. Как известно, решение таких задач требует привлечения дополнительной информации. В случае структур соляной тектоники, есть прекрасная возможность использовать для этого модель механизма их формирования, благодаря тому, что за полтора века исследований он основательно изучен. Принципиальная возможность и единственность реконструкции истории формирования солянокупольных структур, как развития неустойчивости Рэлея-Тейлора, описываемой уравнением Стокса, была показана в работах Наймарка и Исмаила-Заде с соавторами. Реальные задачи, при неполноте и неточности данных, можно решать путем расчета различных вариантов эволюции, с начальными условиями и параметрами, варьируемыми в рамках имеющихся данных о геологическом строении исследуемого участка, и подбора такого варианта, который дает актуальное положение геологических границ, совпадающее с данными бурения, там, где они есть, и с данными сейсморазведки там, где они надежны. Это классический метод подбора, успешно используемый для решения обратных задач геофизики. Возможность его практического применения определяется наличием достаточно эффективных вычислительных средств, позволяющих оперативно решать большое количество (многие десятки) прямых задач на компьютерах доступных классов. На основе оригинального аналитического решения соответствующей краевой задачи, нам удалось разработать высокоэффективные программы расчета эволюции неустойчивости Рэлея-Тейлора, позволяющие реализовать подбор для восстановления истории формирования конкретных реальных объектов соляной тектоники.

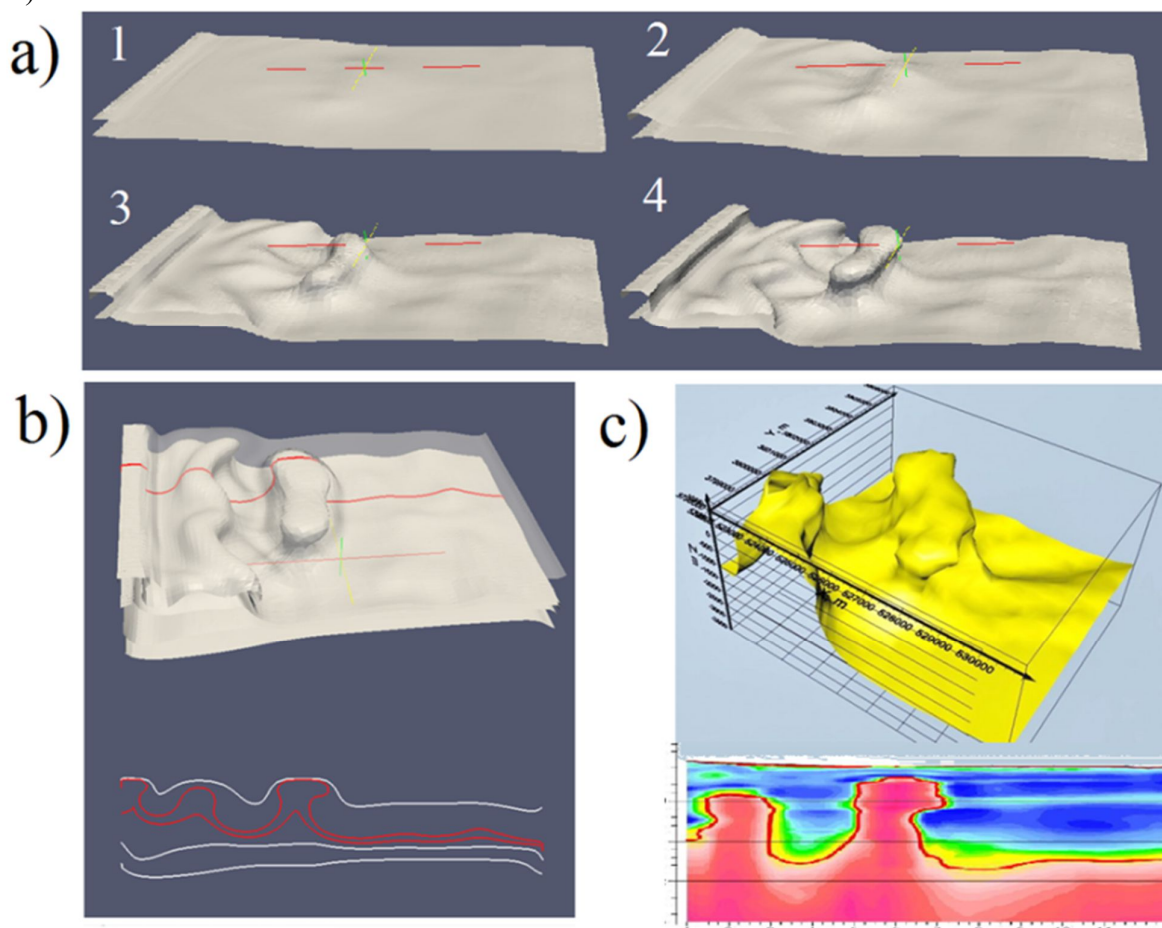
Используя созданные программы удается оперативно рассчитывать различные варианты эволюции и подбирать параметры модели так, чтобы надежно установленная (сейсморазведкой и/или бурением) часть исследуемой структуры хорошо воспроизводилась. Такое соответствие позволяет полагать, что и в остальной (ранее неизвестной, или



ненадежно установленной) части, полученная модель соответствует реальности. Успешное решение структурной обратной задачи путем подбора ее истории – восстановление актуальной структуры, судя по наблюдаемым данным – очевидно, можно трактовать и как успешное решение эволюционной обратной задачи – как восстановление реальной эволюции, приведшей к формированию исследуемой структуры.

Применение метода на ряде объектов соляной тектоники показывает его результативность.

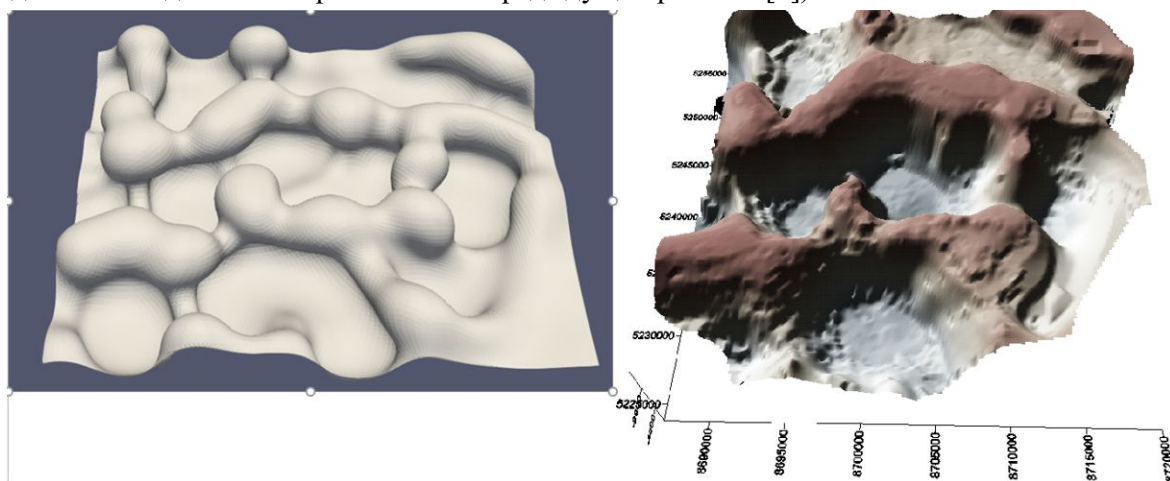
Возможность достаточно точного решения обратной задачи демонстрирует моделирование эволюции солянокупольной структуры в Центральном Иране, где – редкий случай – геометрия кровли соли детально изучена комплексом геофизических методов [1] (рис.1).



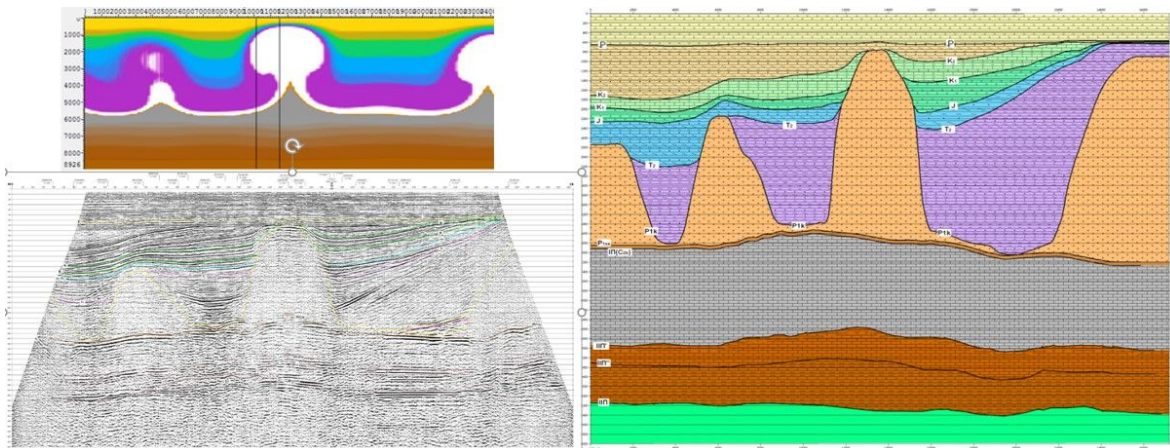
**Рис. 1.** а) Рассчитанные стадии эволюции и б) итоговое состояние модели (с разрезом), воспроизводящей солянокупольную структуру, исследованную геофизическими методами в Центральном Иране. в) 3D-модель и разрез этой структуры, построенные по данным электро- и гравиразведки.

Более типичная ситуация в Северном Прикаспии. Здесь по данным сейсморазведки и опорного бурения надежно установлено положение кровли соли и надсолевых слоев там, где их положение субгоризонтально – над вершинами соляных диапиров и днищами разделяющих их синклиналей. Нам удалось подобрать эволюцию так, что полученный

результат согласуется с данными сейсморазведки и позволяет существенно уточнить структуру слоев на крыльях куполов и в подсолевом комплексе (рис.2,3) с выделением зон, перспективных в отношении скопления углеводородов. В частности, предсказывается развитие соляных карнизов в надсолевых отложениях, а в подсолевом комплексе – засасывание в диапиры отложений, непосредственно подстилающих соль, и инверсионная складчатость в нижележащих подсолевых слоях (механизм развития инверсионной складчатости под солью вскрыт в наших предыдущих работах [2]).



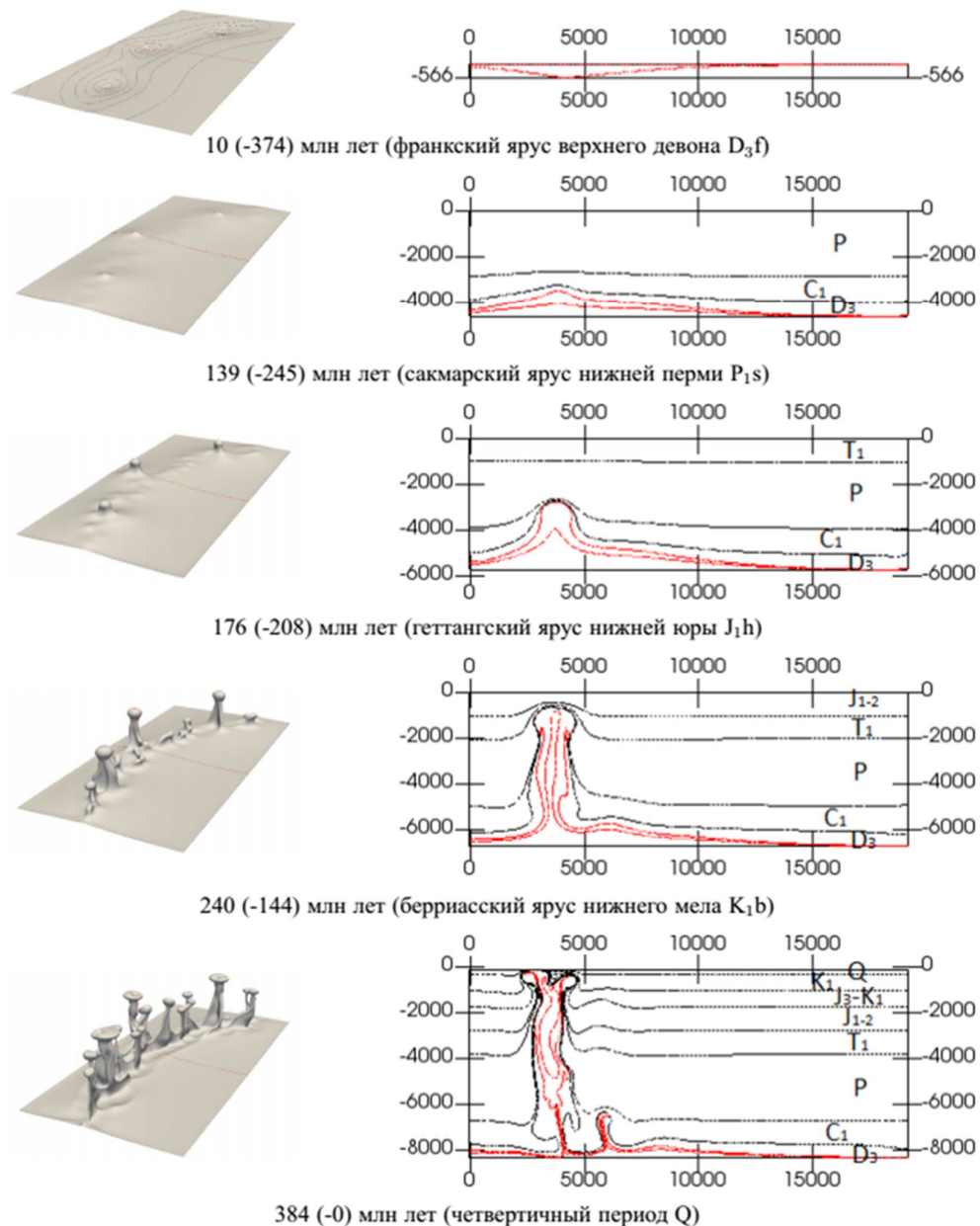
**Рис.2.** Итоговое состояние поверхности соли в рассчитанной модели (слева) и модель этой поверхности, построенная на основе геологической интерпретации данных сейсморазведки (справа).



**Рис. 3.** Разрез рассчитанной модели (слева сверху), сейсмический разрез (слева внизу) и его существующая геологическая интерпретация (справа).

Третий пример моделирования относится к Хатангскому прогибу, где известны соляные диапиры, как выходящие на поверхность, так и скрытые под толщей осадков – криптодиапиры. На сейсмических разрезах диапиры выглядят, как столбообразные зоны расфазировки и падения амплитудно-энергетических характеристик волнового поля, практически, не позволяющие выделить какие-либо структурные характеристики. Проведенное моделирование позволило воспроизвести характерные формы и этапы развития солянокупольных структур, вскрыть причины, определяющие специфику соляного тектогенеза в Хатангском бассейне и установить основные закономерности его развития

(рис.4). В частности, это относится и к криптодиapiroам, представляющим основной интерес с точки зрения поисков месторождений углеводородов, т.к. формируют над собой контрастные антиклинальные структуры, с которыми могут быть связаны ловушки. Показано, что их развитие связано с толстой пачкой высокоплотных карбонатов, непосредственно перекрывающей соленосные отложения, что обуславливает развитие локальной неустойчивости с длиной волны 3-4 км.



**Рис. 4.** Рассчитанные стадии эволюции солянокупольных структур Хатангского прогиба. Над разрезом для каждой стадии указано время эволюции модели и соответствующий геологический возраст (в скобках). Красным цветом показаны подошва и кровля соленосной пачки.

Предложенный метод может с успехом использоваться для уточнения геологической структуры объектов соляной тектоники в тех, наиболее интересных с поисковой точки зрения зонах, которые плохо определяются обычной сейсморазведкой.

Работа выполнена в рамках программы IX.131.2.2. фундаментальных научных исследований СО РАН при поддержке гранта РФФИ № 18-05-70105.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. <http://nw-geo.ru/geophysics/oil-and-gas/izuchenie-solianogo-kupola-v-irane/>
2. Лунёв Б.В., Лапковский В.В. Механизм развития инверсионной складчатости в подсоловом комплексе. // Физика Земли, 2014, № 1, С. 59-65.

## **Solving of the inverse evolutionary problem for reconstruction of the history of formation and actual structure of salt domes**

**B.V. Lunev, V.V. Lapkovsky**

The high efficiency of salt tectogenesis modeling programs developed in our laboratory makes it possible to use the selection method to solve the inverse evolutionary problem – the restoration of the history of the formation of concrete real salt tectonic objects. The principal possibility and uniqueness of the reconstruction of the history of the formation of salt-dome structures, as the development of the Rayleigh-Taylor instability described by the Stokes equation, for the case when the actual state of the system is fully known, is shown in the works of Naimark, Ismail-Zade, Tsepelev, Korotkov. Real problems, with incompleteness and inaccuracy of the data, can be solved by calculating various variants of evolution, with initial conditions and parameters varying within the available data on the geological structure of the site under study, and selecting an option that gives the actual position of the geological boundaries coinciding with the drilling data, where they exist, and with seismic data where they are reliable. Since at each instant of time the position of the boundaries is calculated, there is solving an important practical problem of determining the structure of the investigated salt tectonics objects where it is not established by conventional methods – on the wings of diapirs and in subsalt complex.

Examples of successful modeling of the evolution for real salt-dome structures are given.

## Моделирование тектонических процессов методом дискретных элементов.

**Лисица Вадим Викторович<sup>1</sup>, Чеверда Владимир Альбертович<sup>1</sup>, Решетова Галина Витальевна<sup>1</sup>, Волянская Виктория Владимировна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск

<sup>2</sup> АО «Роснефть», Москва

### Введение

В настоящее время геолого-разведочные работы находятся в так называемой «точке перегиба». Это связано с тем, что структурные ловушки, на которые были направлены классические сейсмические исследования, практически закончились. Открытые в последнее время месторождения имеют сложное геологическое строение, где не последнюю роль играют зоны распространения кавернозности и трещиноватости различного генезиса. Это ставит перед геофизикой сложную задачу вертикального и латерального зонирования продуктивных горизонтов не по литофациальному признаку (пластовые и массивные залежи), а по фильтрационным свойствам (изометрические залежи). Опыт показывает, что данная задача практически не решается путем использования отраженных или рассеянных волн, особенно при сложной конфигурации зоны тектонических деформации.

В современную эпоху стремительного развития IT-технологий одним из ключевых моментов корректного моделирования геологических объектов является научно и методически обоснованное комплексирование геологических наук, математических алгоритмов и новейших геофизических технологий. Времена, когда разломы фиксировались на сейсмических профилях как «зона потери корреляции», однозначно канули в лету. Развитие, как геофизических технологий, так и широкое применение суперкомпьютеров для решения сложных математических задач позволяют в настоящее время не только определять положение и конфигурацию собственно плоскости разломов различного генезиса, но и достаточно четко фиксировать деформацию приразломной зоны.

### Метод дискретных элементов

В методе дискретных элементов сплошная среда представляется в виде конгломерата объектов конечного размера, взаимодействующих по определенному закону. Возникающие силы могут описываться упругим, вязкоупругим, упруго-пластичным взаимодействием, то есть допускать гистерезис деформаций при нагрузке/разгрузке. При моделировании процессов на тектоническом уровне пластов, одним из основных видов взаимодействия частиц является сила трения, которая определяет угол внутреннего трения породы [Botter et al., 2014], [Hardy, Finch, 2007], [Hardy et al., 2009]. При этом, удобно разделять силы, определяющие нормальные и касательные взаимодействия.

Пусть рассматриваются две частицы с номерами  $i$  и  $j$ . Координаты центров этих частиц задаются векторами  $\vec{x}^i = (x_1^i, x_2^i, x_3^i)^T$  и  $\vec{x}^j = (x_1^j, x_2^j, x_3^j)^T$ . Для каждого элемента вводится понятие радиуса, то есть расстояния на котором он может взаимодействовать с другими элементами. Для рассматриваемых элементов с номерами  $i$  и  $j$ , их радиусы есть  $R^i$  и  $R^j$  соответственно. Для определения силы взаимодействия частиц вводится в рассмотрение вектор  $\vec{X}^{ji} = \vec{x}^j - \vec{x}^i$  направлен от центра  $j$ -ого элемента к центру  $i$ -ого элемента, а вектор  $\vec{n}^{ji} = \vec{X}^{ji} / \|\vec{X}^{ji}\|$  - единичный вектор направленный из центра  $i$ -ого элемента в центр  $j$ -ого

элемента. В этих обозначениях сила упругого взаимодействия между частицами со связью может быть записана в виде:

$$\vec{F}_n^{ji} = \begin{cases} K_r^- (R^i + R^j - |\vec{X}^{ji}|) \vec{n}^{ji}, & R^i + R^j - |\vec{X}^{ji}| > 0, & \text{отталкивание} \\ K_r^+ (R^i + R^j - |\vec{X}^{ji}|) \vec{n}^{ji} & 0 < R^i + R^j - |\vec{X}^{ji}| < r_0, & \text{активная связь} \\ 0 & r_0 < R^i + R^j - |\vec{X}^{ji}|, & \text{нет связи} \end{cases}$$

константы  $K_r^+$  и  $K_r^-$  модули упругости, определяющие интенсивность отталкивания и притяжения частиц. В общем случае они могут быть разными, однако согласно [Hardy et al., 2009] для геоматериалов они с высокой точностью совпадают. Следует отметить, что эти коэффициенты не совпадают с модулем жесткости материала на макроуровне. В этих обозначениях  $r_0$ - предельное удаление частиц, на котором происходит обрыв связи, и они перестают притягиваться.

Согласно численным экспериментам, приведенным в ряде работ по методу дискретных элементов, основным механизмом, определяющим свойства среды на макроуровне, являются касательные силы и, в частности, силы трения [Abe et al., 2011], [Gray et al., 2014]. Классической и широко распространенной моделью, описывающей внутреннее трение в модели дискретных элементов, является закон Кулона, согласно которому взаимодействие между частицами определяется трением покоя, до тех пор, пока оно не превосходит некоторого критического значения, после чего, взаимодействие регулируется силой трения скольжения, пропорциональной силе в направлении нормали. В общем случае сила трения записывается в виде:

$$\vec{F}_f^{ji} = \begin{cases} -K_s \delta_t \vec{t}^{ji}, & K_s \delta_t \leq \mu^s \|\vec{F}_n^{ji}\| \\ -\mu^d \|\vec{F}_n^{ji}\| \vec{t}^{ji}, & K_s \delta_t > \mu^s \|\vec{F}_n^{ji}\| \end{cases}$$

где  $\vec{t}^{ji}$ - единичный касательный вектор, сонаправленный вектору относительной скорости движения частицы  $j$  относительно частицы  $i$ . Параметр  $K_s$  модуль сдвигового напряжения, обычно близкий по значению к модулю объемного сжатия,  $\delta_t$  смещение в касательном направлении относительно точки покоя,  $\mu^d < \mu^s$  коэффициенты динамического и статического трения. Для большинства геоматериалов коэффициент статического трения составляет 0.8, таким он предполагается в данной работе. Коэффициент динамического трения варьируется от 0 до 0.4 и определяет угол внутреннего трения материалов.

После того как вычислены все силы, действующие на частицы, происходит расчет траекторий движения частиц согласно второму закону Ньютона.

### Численные эксперименты

Для моделирования распределения деформаций, а, как следствие, скоростей сейсмических волн в приразломной зоне, на мезомасштабе – с разрешением до 2 м, проводились серии численных экспериментов в двумерной постановке. Расчетная область выбиралась прямоугольной с размерами 500 метров по вертикали и 4000 метров в горизонтальном направлении. Смещения, задаваемые, как граничные условия, прикладывались к границам при . Конкретизированы граничные условия будут ниже. Размер элементов варьировался от 0.75 до 1.5 метра с равномерным распределением. Модуль жесткости элементов составлял 16 ГПа, вне зависимости от того, к какому слою принадлежал элемент. Для учета различия геомеханических свойств пластов в них варьировался коэффициент динамического трения, определяющий интенсивность



касательных сил. В частности, в этой работе приводятся эксперименты для слоистой среды, с двумя типами слоев. В слоях первого типа коэффициент динамического трения равен 0.3, что соответствует доломитам, в слоях второго типа – 0.1, что характерно, например, для слабоконсолированного известняка. Объектом моделирования было выбрано синтетическое геологическое тело, созданное на основе данных по геологическому строению рифей-вендских отложений Сибирской докембрийской платформы, осложненных блоковым типом тектонических нарушений. Основанием для такого методологического решения служили следующие факторы: наличие четко фиксирующейся поверхности скольжения, геомеханическая возможность формирования зоны тектонической трещиноватости с затухающей компонентой (рифейские карбонатный комплекс обладает достаточной хрупкостью вследствие ката- и метагенетической перекристаллизации), наличие зон интенсивного кавернообразования (в верхней части исследуемого горизонта, связанного с наличием в истории геологического развития территории периода денудации в вендское время).

Эксперименты проводились для разных сценариев развития разлома, обусловленных различными смещениями. Во всех случаях моделировался сброс, но варьировалось направление смещения - угол относительно вертикали. Предельное смещение составляло 100 метров (в направлении смещения). На рисунке 1 приведено распределение относительных деформаций для сброса под углом 30 градусов относительно вертикали (для двух статистических реализаций модели. По результатам моделирования устойчиво прослеживается формирование плоскости скольжения и окаймляющей ее клинообразной зоны повышенных деформаций. Полученные распределения деформаций позволяют проводить пересчет сеймо-упругих параметров модели в окрестности разлома (рис. 1).

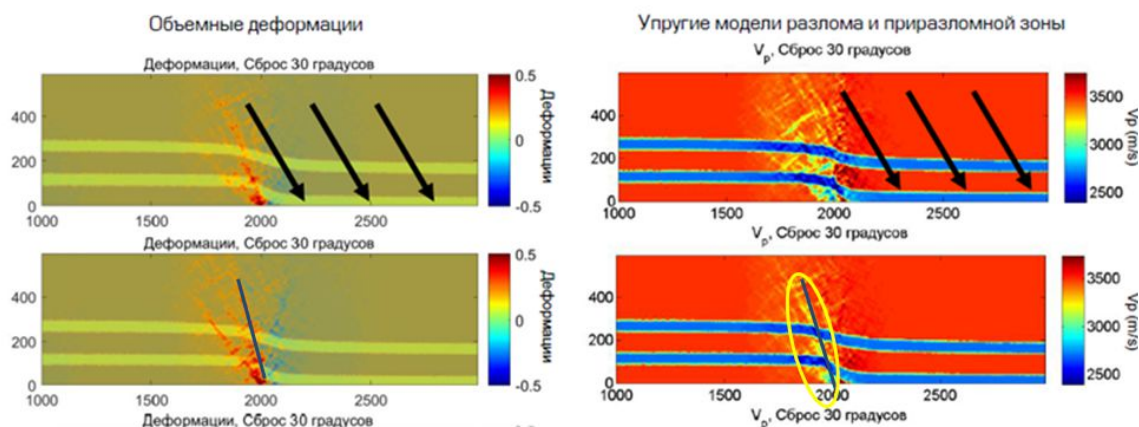


Рис. 1 Распределение деформаций в окрестности разлома (слева) и соответствующее распределение скоростей продольных волн (справа).

Полученные модели приразломных зон использовались для построения сеймо-геологических моделей, используемых для сейсмического моделирования и апробации процедур построения сейсмических изображений с использованием рассеянных волновых полей. Исходная модель содержала в себе основные отражающие горизонты и плоскости разломов. Эта модель дополнялась параметрами описывающими приразломную зону развития тектонических трещин и слой развития вторичной кавернозности (рис. 2). В



данной модели матричная пористость принята равной нулю, поскольку в реальных геологических условиях для данного типа коллекторов (слабометаморфизованные карбонатные породы) влияние порового пространства на коллекторские свойства значительно меньше, чем в зонах трещиноватости (повышенная проницаемость) и кавернзности (основной насыщенный объем).

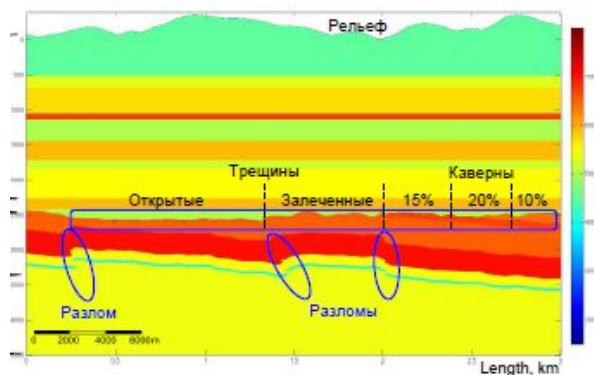


Рис. 2 Схематический профиль через синтетическую модель с различным типом порового пространства (кроме матричного).

Для полученной модели был проведен расчет сейсмических волновых полей с последующим построением сейсмических изображений по рассеянной компоненте волнового поля. В результате были получены четко фиксируемые зоны трещиноватости, связанные с разломами, латеральные области распространения «полей кавернзности», и приразломные разуплотненные зоны.

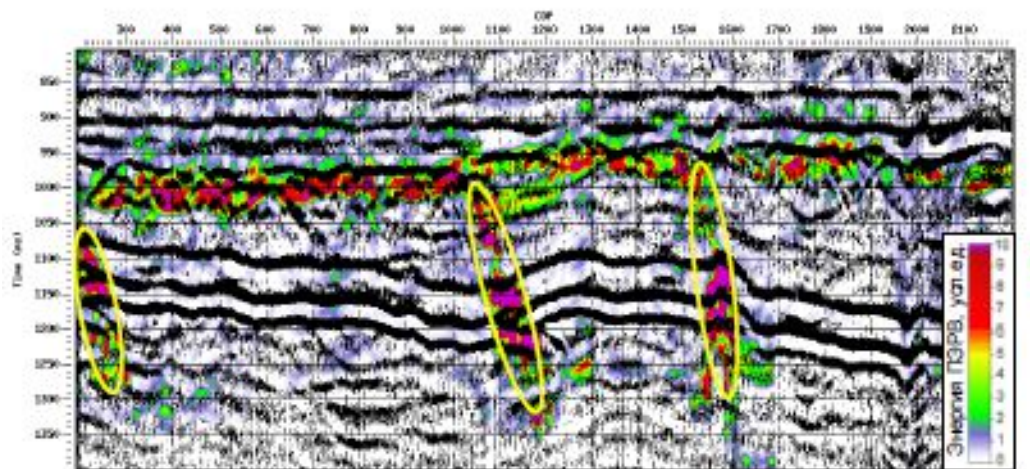


Рис. 3 Выделение зон тектонической трещиноватости и кавернзности путем математической обработки сейсмического профиля с заранее заданным геолого-геофизическими строением.

### Заключение

Применение геомеханического моделирования разломов и приразломных зон позволяет проводить построение детальных скоростных моделей среды в окрестности разлома. Использование данного подхода позволило верифицировать алгоритмы построения сейсмических изображений скоплений рассеивающих объектов и теоретически подтвердило возможность решения задачи, поиска зон тектонической трещиноватости, приуроченной к

наклонной плоскости тектонического нарушения, а также «полей» кавернозности, как основы для оконтуривания поисковых объектов со сложным геологическим строением. В. Лисица и В. Чеверда выражают благодарность РФФИ (гранты 16-05-00800, 18-05-00031, 18-01-00579, 19-01-00426) за частичное финансирование исследований. Расчеты проводились на кластере НКС-30Т+GPU сибирского суперкомпьютерного центра.

### **Список литературы**

Abe S., Gent H. v., and Urai J. L. DEM simulation of normal faults in cohesive materials // *Tectonophysics*. - 2011. - V. 512. - pp. 12-21.

Botter C., et al. From mechanical modeling to seismic imaging of faults: A synthetic workflow to study the impact of faults on seismic // *Marine and Petroleum Geology*. - 2014. - V. 57. - pp. 187-207.

Gray G. G., Morgan J. K., and Sanz P. F. Overview of continuum and particle dynamics methods for mechanical modeling of contractional geologic structures // *Journal of Structural Geology*. - 2014. - V. 59. - N. Supplement C. - pp. 19-36.

Hardy S., and Finch E. Mechanical stratigraphy and the transition from trishear to kink-band fault-propagation fold forms above blind basement thrust faults: A discrete-element study // *Marine and Petroleum Geology*. - 2007. - V. 24. - pp. 75-90.

Hardy S., McClay K., and Munozb J. A. Deformation and fault activity in space and time in high-resolution numerical models of doubly vergent thrust wedges // *Marine and Petroleum Geology*. - 2009. - V. 26. - pp. 232-248.

## **Discrete Elements Modelling of the Tectonic Movements**

**Vadim Lisitsa** – *Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS*

**Vladimir Tcheverda** – *Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS*

**Victoria Volianskaia** - *RosNeft*

A classical definition of the geological faults is a discontinuity of the rock bodies. Thus, no physical properties are assigned to a fault; however, real geological faults have a complex structure which includes main fault body and

fractured or damage zones around it. The properties of the fault and near-fault damage zone may significantly differ from the intact rocks and can be a fluid nature active flow channel even in tight formations. Field observations and laboratory studies of the real fault is troublesome. Thus, numerical simulation is a reliable and efficient way to investigate the peculiarities of the structure's forming and tectonic movement process.

We present an algorithm based on the Discrete Elements Method (DEM). This approach represents the media by a set of discrete particles. These particles interact as stiff elastic bodies according to the mechanical rules which leads to the particle movement according to the Newton mechanics. We implemented the algorithm using GPU-based cluster architecture which made it possible to use it for routine simulations in geological and geomechanical modelling.

We present the results of fault formation simulation where we considered several scenarios of tectonic movements, illustrating formation of the V-shaped deformation zones around the fault cores.

## Исследование информативности скважинных данных при построении объемных петрофизических моделей методом «Двойного Крайгинга»

**Шестаков Валерий Владимирович<sup>1</sup>, Степанов Дмитрий Юрьевич<sup>2</sup>,**

<sup>1</sup> Томский политехнический университет

<sup>2</sup> ООО Научно аналитический центр «Недра»

### **Введение**

На сегодняшний день методы сейсморазведки являются наиболее эффективными и часто применяемыми при разведке углеводородных месторождений. В процессе проведения сейсморазведочных работ формируются 2D или 3D сейсмические поля. Эти поля используются для расчета различных *сейсмических атрибутов*, необходимых для решения обратных сейсморазведочных задач, таких как: оценка строения земной коры, картирование ловушек нефти и газа и т.д. К числу этих задач также можно отнести задачу построения объемных моделей петрофизических параметров, несущих информацию о наличии или отсутствии коллекторов в геологической среде.

Первичную информацию об петрофизических параметрах получают с помощью методов *геофизических исследований скважин (ГИС)*, позволяющих с высокой детальностью измерять физические свойства земных пород (например радиоактивность и удельное электрическое сопротивление). Построение объемных моделей может быть осуществлено с помощью известных методов, условно делящихся на две группы: использующие только данные ГИС и совместно использующие сейсмические атрибуты и данные ГИС. Первая группа методов эффективно применяется при наличии густой сети скважин, вторая группа – при наличии более густой сети наземных сейсмических наблюдений. При этом вопрос информативности скважинных данных для методов второй группы однозначно не решен.

В данной работе на примере метода «Двойного Крайгинга», относящегося ко второй группе методов, показано, что в качестве количественного критерия информативности скважинных данных может быть использован множитель Лагранжа. Аналитически доказано, что при наличии репрезентативной выборки скважин, в условиях отсутствия помех, ошибка моделирования равна нулю; продемонстрированы результаты моделирования на данных месторождений Томской области.

### **Метод «Двойного Крайгинга»**

Для построения объемных петрофизических моделей в рассматриваемой работе используется метод «Двойного Крайгинга», в котором, как и в случае «Обычного Крайгинга», прогнозируемое значение параметра ГИС представляется в виде следующей взвешенной суммы [1,2]:

$$\hat{F}(x, y, h) = \sum_{i=1}^N v_i(x, y, h) f_i(h), \quad \sum_{i=1}^N v_i = 1, \quad (1)$$

где  $\hat{F}(x, y, h)$  - искомое значение параметра ГИС в точке прогноза с координатами  $(x, y, h)$ ;  $f_i(h)$  - значения параметра ГИС, измеренные в стволе  $i$ -ой скважины;  $N$  – количество скважин;  $v_i(x, y, h)$  - весовая функция (ВФ)  $i$ -ой скважины.

Одной из отличительных особенностей метода является то, что аналогичная модель дополнительно записывается для некоторого сейсмического атрибута:

$$\hat{S}(x, y, h) = \sum_{i=1}^N w_i(x, y, h) s_i(h), \quad \sum_{i=1}^N w_i = 1, \quad (2)$$

где  $\hat{S}(x, y, h)$  - значение сейсмического атрибута в точке прогноза;  $s_i(h) = S(x_i, y_i, h)$  - значение сейсмического атрибута вблизи  $i$ -ой скважины;  $w_i(x, y, h)$  - ВФ сейсмических данных вблизи  $i$ -ой скважины. Так как значение  $\hat{S}(x, y, h)$  в прогнозируемой точке известно,  $w_i$  в точке  $(x, y, h)$  могут быть вычислены путем решения системы линейных алгебраических уравнений следующего вида [1]:

$$C(h) \cdot W(x, y, h) = C_0(x, y, h), \quad (3)$$

где  $C(h)$  - матрица, коэффициенты которой представляют собой попарную ковариацию сейсмического атрибута в точках скважин;  $W(x, y, h)$  - матрица весовых функций;  $C_0(x, y, h)$  - матрица ковариации сейсмического атрибута в точках скважин и в точке прогноза;  $\mu(x, y, h)$  - множитель Лагранжа.

Опираясь на то, что сейсмические атрибуты и параметры ГИС измерены в пределах одной и той же площади, можно предположить, что их ковариационные свойства, как свойства изменчивости среды, одинаковы или близки. Следовательно, функции  $w_i$ , вычисляемые в соответствии с выражением (3), должны быть схожими с весовыми функциями  $v_i$  и выражение (1) будет эквивалентно выражению [2]:

$$\hat{F}(x, y, h) = \sum_{i=1}^N w_i(x, y, h) f_i(h). \quad (4)$$

Выражения (2) и (4) – уравнения «Двойного Крайгинга», в соответствии с которыми искомое значение параметра ГИС  $\hat{F}(x, y, h)$  может быть найдено с использованием  $w_i$ , рассчитываемых по сейсмическим атрибутам.

### Оценка информативности скважинных данных

Для анализа ошибок алгоритма «Двойного Крайгинга» рассмотрим решение системы (3) в фиксированной точке  $(x, y, h)$ , и примем общую статистическую модель прогнозируемого параметра в виде линейной комбинации известных значений ( $I$ ), некоторой неизвестной составляющей ( $Q$ ) и случайного шума ( $\eta$ ):

$$F_0 = I + Q + \eta = \sum_{i=1}^N \hat{w}_i f_i + \hat{w}_{N+1} f_{N+1} + \eta. \quad (5)$$

Для такой модели элементы правой части системы (3) запишутся в следующем виде:

$$c_{i0} = M[f_i F_0] = \hat{w}_1 c_{i1} + \hat{w}_2 c_{i2} + \dots + \hat{w}_{N+1} c_{iN+1} + c_{i\eta}; \quad i = \overline{1, N}, \quad (6)$$

где  $c_{i\eta}$  - ковариация сейсмического атрибута  $i$ -й скважины с шумом.

Наиболее удобным методом решения системы в рассматриваемом случае является метод Крамера, в соответствии с которым  $w_i = \frac{\det(C_i)}{\det(C)}$  и  $\mu = \frac{\det(C_{N+1})}{\det(C)}$ ; где матрица  $C_i$  получена путем замены в матрице  $C$  коэффициентов  $i$ -го столбца на соответствующие коэффициенты правой части. Учитывая, что определитель матрицы – это полилинейная функция строк или столбцов, определитель матрицы  $C_i$  можно разложить в виде суммы взвешенных определителей матриц  $U_k^i$ , полученных из матрицы  $C$  путем замены элементов  $i$ -ого столбца

соответствующими ковариациями  $c_{jk}$  и 1, и определителя матрицы  $P_i$ , полученного из матрицы  $C$  путем замены элементов  $i$ -ого столбца ковариациями  $c_{jn}$  и 0 [3]:

$$\begin{aligned} \det(C_i) &= \hat{w}_1 \cdot \det(U_1^i) + \dots + \hat{w}_i \det(U_i^i) + \dots + \hat{w}_{N+1} \cdot \det(U_{N+1}^i) + \det(P_i) = \\ &= \hat{w}_i \det(C) + \hat{w}_{N+1} \cdot \det(U_{N+1}^i) + \det(P_i). \end{aligned} \quad (7)$$

В итоге, решение системы (3) для модели (5) примет вид:

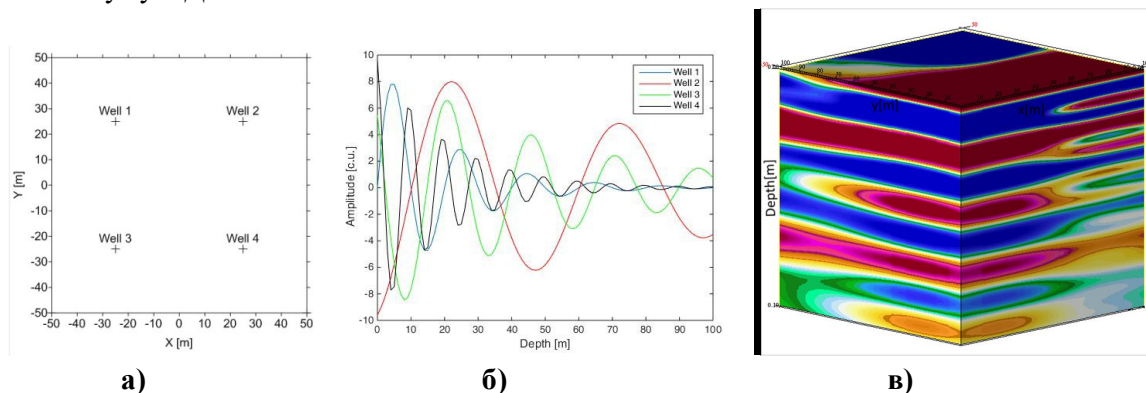
$$w_i = \frac{\det(C_i)}{\det(C)} = \hat{w}_i + \hat{w}_{N+1} \frac{\det(U_{N+1}^i)}{\det(C)} + \frac{\det(P_i)}{\det(C)}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (8)$$

$$\mu = \hat{w}_{N+1} \frac{\det(U_{N+1}^{N+1})}{\det(C)} + \frac{\det(P_{N+1})}{\det(C)}. \quad (9)$$

Как видно из выражения (8), полученное значение  $w_i$  представляет собой сумму трех компонент: истинного значения ВФ  $i$ -й скважины, отклонения от истинного значения, обусловленного наличием неизвестной составляющей и отклонения, вызванного наличием помех, соответственно. Множитель Лагранжа (9) определяется только неизвестной составляющей и помехами. Если в прогнозной точке шум является некоррелированным, а выборка скважин является репрезентативной ( $\hat{w}_{N+1} = 0$ ), среднеквадратическое отклонение оценки (4) становится равным нулю: весовые функции принимают истинные значения ВФ соответствующих скважин  $w_i = \hat{w}_i$ , а множитель Лагранжа обращается в ноль. В противном случае, когда выборка нерепрезентативна, множитель Лагранжа становится отличным от нуля и тем больше, чем больший вклад в прогнозируемую точку вносит неизвестная составляющая. Следовательно, множитель Лагранжа может быть использован в качестве меры информативности известной выборки в точке прогноза.

### Исследования на модельных и реальных материалах

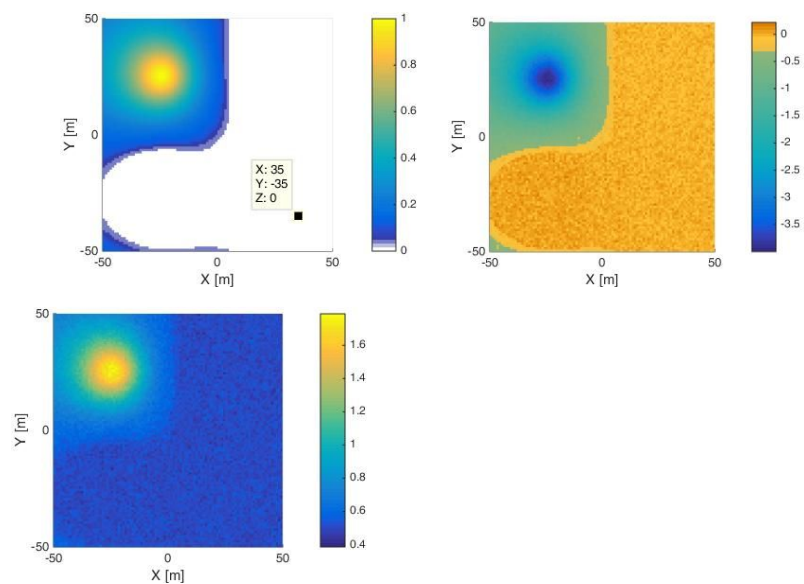
Выдвинутые утверждения были проверены путем численных исследований на экспериментальной модели. Модель получена путем весового суммирования данных четырех скважин, в пределах объема 100x100x100 м (рис. 1). На экспериментальную модель был наложен Гауссовский шум, с нулевым математическим ожиданием и соотношением сигнала к шуму 9 Дб.



**Рис.1.** Расположение модельных скважин на плоскости (а), скважинные данные (б), экспериментальная модель без шума (в)

Решение обратной задачи опиралось на предположение о наличии только трех скважин: №2, №3 и №4. Скважина 1 была исключена из выборки, следовательно, её данные остались

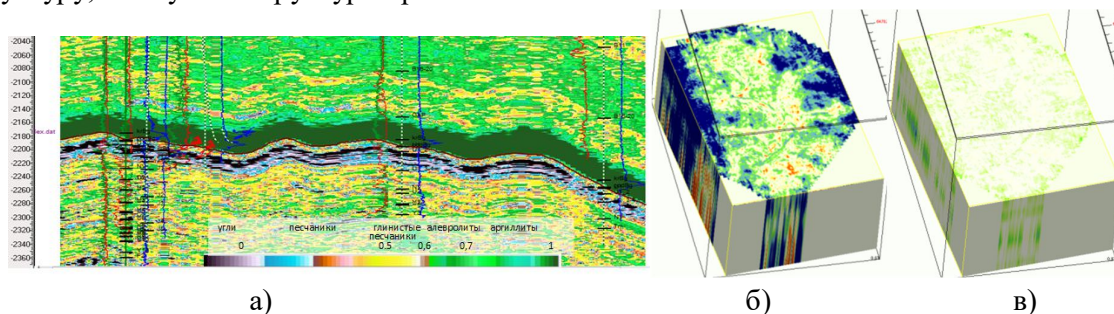
неизвестными для алгоритма. Для каждой точки пространства решалась система (3). Результаты расчетов в установленных условиях представлены на рисунке 2.



**Рис.2.** Истинное значение ВФ первой скважины  $\hat{w}_1$  (а); множитель Лагранжа (б); среднеквадратическое отклонение результата от экспериментальной модели (в).

На рисунке 2 видно, что в области, где ВФ исключенной первой скважины отлична от нуля (выборка нерепрезентативна), множитель Лагранжа и среднеквадратическое принимают свои максимальные значения. В области, где ВФ равна нулю (выборка репрезентативна), множитель Лагранжа и среднеквадратическое близки к нулю. Как и следовало ожидать, незначительное отклонение обусловлено наличием шума в экспериментальной модели.

Разработанный метод апробирован на материалах ряда месторождений углеводородов Томской области [4]. В качестве примера, на рисунке 3а приведен композитный вертикальный срез куба параметра  $A_{gk}$ , полученного по материалам 3D МОГТ Конторовичского месторождения Томской области, на территории которого пробурено 6 скважин. На данном срезе отчетливо прослеживаются структурные особенности пласта, относительно которого осуществлялось моделирование; выделяются угли, песчаники, алевролиты, аргиллиты. Немаловажным также является, что модель имеет неоднородную структуру, схожую со структурой реального геологического объекта.



**Рис. 3.** Композитный вертикальный срез куба параметра  $A_{gk}$  (а); множитель Лагранжа, рассчитанный по данным трех скважин (б); множитель Лагранжа, рассчитанный по данным шести скважин (в).



Решение системы (3) искалось два раза. Результат, представленный на рисунке 3б, был получен с использованием данных трех скважин. Множитель Лагранжа на больших удалениях от использованных скважин оказался близок к дисперсии исходных данных. При увеличении выборки скважин до шести, множитель Лагранжа по модулю существенно приблизился к нулевой отметке, что говорит о репрезентативности новой выборки скважин.

### **Заключение**

В данной работе продемонстрировано, что в зонах, где исходные данные являются репрезентативными, ошибка моделирования методом «Двойного Крайгинга» будет близка к нулю вне зависимости от удаления от скважин. Неинтересный в теории геостатистики множитель Лагранжа пропорционален весу неизвестных данных и может быть использован в качестве меры оценки репрезентативности исходных данных.

Полученные выводы проверены на синтезированной модели сейсмического атрибута и материалах 3D МОГТ Конторовичского месторождения Томской области. Показано, что точность моделирования алгоритмом «Двойного Крайгинга» будет определяться не столько плотностью и объемом исходных данных, сколько их репрезентативностью.

### **Список литературы**

- [1] Three-dimensional models of geoenvironmental parameters [electronic resource] / V. V. Shestakov, G. A. Sysolyatina, D. Ju. Stepanov // Advances in computer science research. — 2016. — Vol. 51 : Information technologies in science, management, social sphere and medicine (ITSMSSM 2016). — P. 126-129.
- [2] Матерон Ж. Основы прикладной геостатистики. – М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2009 - 460 с.
- [3] В.А. Ильин, Э.Г. Позняк. Линейная алгебра — Москва, Наука, 1999 г. – 297 с.
- [4] Шестаков В.В., Степанов Д.Ю., Сысолятина Г. А., Марк Аmani. The Application of the "Double Kriging" Method in the Construction of Volumetric Petrophysical Models // EarthDoc. 11 August 2018.



**Well data informativeness case study when building volumetric petrophysical models  
using the Double Kriging method**

**Shestakov V.V.<sup>1</sup>, Stepanov D. Ju.<sup>2</sup>,**

<sup>1</sup> *Tomsk Polytechnic University*

<sup>2</sup> *OOO Scientific Analytic Center "Nedra"*

When solving reverse geophysical problems, an important position is occupied by the construction of volumetric petrophysical parameters (porosity, permeability, etc.) models. When developing methods for solving this problem, it is necessary to take into account the heterogeneity of the geological environment. The accuracy of the known methods, based only on the geophysical well logging data, is primarily associated with the density of the borehole observations grid. In this paper we present a new geostatistical Double Kriging method, which is based on a heterogeneous geological model and uses together seismic and GWL data. Method uses the assumption that measured within a single geological object seismic and borehole data can have similar covariance properties. The well network density in these assumptions no longer plays a role. One of the first questions here is to assess the informativeness / representativeness of the input data and its effect on the petrophysical model construction accuracy.

It is analytically proved that if there is a representative sample of data, the simulation error is zero. It is analytically and numerically proved that in the presence of a nonrepresentative sample, the simulation error and the Lagrange multiplier are directly proportional to the weighting coefficient of the data missing for sample representativeness. Based on this fact, it was suggested that the "uninteresting" Lagrange multiplier in the theory of geostatistics can be used as a measure of the sample used informativeness. This assumption was verified and confirmed on real materials of the Tomsk region deposits.

*Разработка оптимального комплекса мероприятий с учетом особенностей тонкодисперсной составляющей пород продуктивного пласта Ю<sub>1</sub> группы месторождений Когалымского региона*

**Жолудева Виктория Александровна, Колпаков Виталий Викторович,  
Саетгалеев Ягфар Халитович,**

*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень*

На современных этапах развития нефтегазовой отрасли все более актуальным становится вопрос разработки более глубокозалегающих горизонтов, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, повышенной глинистостью и, как следствие, низкой нефтеотдачей, которую возможно повысить путем применения различных методов воздействия на пласт. Вид и комплекс данных методов зависит от физико-геологических особенностей пород-коллекторов и от физико-химических параметров нефти, газа или воды. На месторождениях Западной-Сибири применяются различные методы повышения нефтеотдачи пласта, в том числе и различные системы заводнения. Эффективность мероприятий, проводимых на скважинах с целью повышения фильтрации флюида, как показана многими исследователями [1, 2], основывается на учете особенностей вещественного состава пород-коллекторов, в частности, учете структурных, кристаллохимических, морфолого-генетических особенностей глинистого цемента.

В данной работе объектом исследований являются алеврито-песчаные породы васюганской свиты (пласт Ю<sub>1</sub>) группы месторождений Когалымского региона ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». В литологическом плане породы представлены граувакковыми аркозами, полевошпатово-кварцевыми и кварцево-полевошпатовыми граувакками. Преобладают песчаники мелкозернистые, реже – средне-мелкозернистые алевритовые, алевритистые и алевролиты мелко-крупнозернистые, глинистые, неравномерно карбонатистые, относящиеся по классификации А.А. Ханина к коллекторам 3-6 классов. Цемент – кварцево-регенерационный, порово-пленочный. По составу – преимущественно глинистый, участками карбонатный. Глинистый цемент представлен типичными для Западно-Сибирского региона каолинитом, хлоритом, группой гидрослюдистых (совокупность иллита и смешанослойных образований состава иллит-монтмориллонит) минералов.

Известно, что различные глинистые минералы по-разному влияют на поведение коллекторов в процессе их эксплуатации, что во многом обусловлено их кристаллохимическими особенностями [3-5]. По В.Н. Соколову, такие минералы, как каолинит, хлорит и слюда, относятся к минералам с «жесткой» кристаллической структурой, неспособной к набуханию, тогда как монтмориллониты (сметиты) – к минералам с лабильной кристаллической решеткой. Смешанослойные минералы, по особенностям строения кристаллической решетки и взаимодействию с водой, выделяются как промежуточная группа, которая представляет собой упорядоченное или неупорядоченное чередование набухающих и ненабухающих слоев.

В предыдущих работах авторами, принимая во внимание различную способность глинистых минералов к набуханию, их количественное соотношение в цементе, предположена литолого-технологическая типизация пород, на основе которой установлена относительная степень минерализации воды, применяемой при вытеснении нефти, исключающая возникновение риска ухудшения свойств коллектора, связанного с эффектом набухания глинистых минералов [6].

В настоящее время широко применяются различные реагенты (ПАВ, щелочные растворы, полимеры и т.д.), которые внедряются как в буровой раствор, используемый при вскрытии, так и в закачиваемую воду при заводнении пласта. При этом происходит взаимодействие различных химических продуктов и с нефтью, и с породой, и с поверхностью содержащегося глинистого цемента. Основой данного взаимодействия является процесс адсорбции различных химических добавок, в том числе и ПАВ, из их водных растворов на поверхности как минералов каркаса породы (кварц, обломочные породы, слюды, полевые шпаты), так и цемента (каолинит, хлорит, гидрослюдистые минералы), который приводит к увеличению поверхностного натяжения углеводородов на границе твердой и жидкой фаз, что способствует увеличению подвижности углеводородов.

Для месторождений, расположенных в Когалымском регионе, характерна относительно высокая минерализация пластовых вод 22-24 г/л. Согласно рекомендациям Кравченко И.И. [7], при вскрытии данных горизонтов необходимо применять неионогенные ПАВ, при использовании которого выявлена зависимость от минералогического состава породы и величины адсорбции ПАВ из растворов различной концентрации. При использовании данного типа ПАВ выявлена зависимость от минералогического состава породы и величины адсорбции ПАВ из растворов различной концентрации. Наименьшая адсорбция наблюдается на кварцевом песке, наибольшая – на породах с повышенным содержанием карбонатного материала [1]. Таким образом, для рационального использования ПАВ так же, как и при подборе оптимальной допустимой минерализации воды, закачиваемой в пласт, необходимо детально изучать составляющие породы, на которые он воздействует, а именно кристаллохимические особенности, адсорбционные и обменные способности глинистой составляющей.

Известно, что глинистые минералы в силу своих небольших размеров обладают большой адсорбционной поверхностью, на которой может происходить удержание молекул воды и обменных катионов. Известно и доказано [1, 5, 7], что наибольшую поверхность имеют минералы, способные к расщеплению, то есть наиболее высокой она будет у монтмориллонита (смектитов), далее – гидрослюдистых минералов, далее – хлорита, наименьшей способностью к расщеплению характеризуются каолиниты.

В результате сравнительного статистического анализа лабораторных данных по определению емкости катионного обмена (ЕКО) и данных по рентгенографическому анализу, зафиксирована следующая характерная особенность для терригенных пород пласта Ю<sub>1</sub>: с увеличением в составе цемента глинистых минералов, таких как хлорит и гидрослюдистые минералы, фиксируется возрастание значений ЕКО до 28 мг·экв/100 г, а при увеличении содержания каолинита – снижение значений ЕКО до 4 мг·экв/100 г, что

подтверждает влияние минерального и количественного состава глинистого цемента на размер удельной поверхности и, как следствие, на адсорбционную и катионно-обменную способности.

Учитывая выше описанные особенности различных глинистых минералов, а также результаты ранее проведенных авторами работ – литолого-технологической типизации пород продуктивного пласта Ю<sub>1</sub> группы месторождений Когалымского региона с учетом различной набухающей способности, представляется возможным ее детализация (табл. 1).

Согласно детализированной литолого-технологической типизации пород пласта Ю<sub>1</sub>, с учетом предыдущего картирования данной территории, можно предположить, что выделенные области возможно различать не только по степени минерализации воды, с целью блокирования процесса набухания породы, но и по типу химической обработки различными реагентами (к примеру: ПАВ, СО<sub>2</sub>, полимерами, кислотами).

Таблица 1 – Детализированная литолого-технологическая типизация пород пласта Ю<sub>1</sub> группы месторождений Когалымского региона

Минеральный состав цемента пород продуктивного пласта Ю <sub>1</sub>	Состав цемента на объем породы, %	Набухаемость глинистых минералов в водных растворах	Предполагаемая минерализация используемых вод при выполнении технологических операций	Площадь удельной поверхности	Емкость катионного обмена (ЕКО)
I	Повышенное содержание гидрослюдистых минералов	К – <u>1,5-9,0</u> 4,8	↑ УВЕЛИЧЕНИЕ НАБУХАЕМОСТИ	↑ УВЕЛИЧЕНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ	↑ УВЕЛИЧЕНИЕ ПЛОЩАДИ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ
		Хл – <u>0,3-4,3</u> 1,4			
		ГС – <u>0,8-7,7</u> 3,4			
	Содержание каолинита промежуточное	К – <u>2,1-10,1</u> 5,0			
		Хл – <u>0,3-2,4</u> 0,9			
		ГС – <u>0,7-4,1</u> 1,7			
II	Повышенное содержание каолинита	К – <u>2,5-10,4</u> 5,5	↑ УВЕЛИЧЕНИЕ ЕМКОСТИ КАТИОННОГО ОБМЕНА		
		Хл – <u>0,2-1,8</u> 0,7			
		ГС – <u>0,5-2,3</u> 1,0			

Примечание – К – каолинит; Хл – хлорит; ГС – группа гидрослюдистых минералов

Таким образом, зоны развития пород литолого-технологического типа I, характеризующихся повышенным содержанием гидрослюдистых минералов, наиболее высокой вероятностью к набуханию, наибольшей удельной поверхностью и, как следствие, наибольшей способностью к катионному обмену, являются областями, на которых, с целью повышения нефтеотдачи, эффективно проводить мероприятия с использованием добавок различных ПАВ либо углекислого газа.

Области распространения пород литолого-технологического типа II и по количественным и по физико-химическим характеристикам являются переходными, предположительно, при возникновении задачи по увеличению нефтеотдачи пласта в данных областях будут эффективны все существующие виды геолого-технологических мероприятий, приоритетность которых определяется экономической целесообразностью.

В областях распространения пород литолого-технологического типа III, характеризующихся повышенным содержанием слабо разбухающего каолинита, относительно небольшой удельной поверхностью и низкой способностью к емкостно-катионному обмену, с целью повышения нефтеотдачи, использование геолого-технологических мероприятий, основанных на добавках различных ПАВ, полимеров будут неэффективными. На данных территориях возможно применение химических методов интенсификации добычи нефти, а именно обработка пласта смесью соляной и плавиковой кислот.

Результаты представленного варианта интерпретации лабораторных анализов можно применять при планировании и подборе оптимального комплекса геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пласта.

Авторами рекомендуется учитывать особенности тонкодисперсной составляющей терригенных пород продуктивных пластов с целью повышения эффективности и дальнейшего совершенствования различных методов интенсификации добычи нефти.

### **Список литературы**

1. Саркисян, С.Г. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии / С.Г. Саркисян, Д.Д. Котельников. – М.: Недра, 1980. – 232 с.
2. Табакаева, Л.С. Экспериментальные исследования особенностей воздействия на низкопроницаемые глиносодержащие нефтяные пласты растворами полиэлектролитов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Табакаева Лариса Сергеевна. – М., 2007. – 174 с.
3. Соколов, В.Н. Микромир глинистых пород / В.Н. Соколов / Соросовский образовательный журнал. – 1996. – № 3. – С. 56-64.
4. Овчаренко, Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов / Ф.Д. Овчаренко. – Киев: Изд-во АН УССР, 1961. – 292 с.
5. Брегг, В.Г. О структуре и свойствах глин / В.Г. Брегг // Усп. физ. н. – 1939. – № 26. – С. 1-20.
6. Колпаков, В.В. Повышение эффективности геолого-разведочных работ и снижение рисков разработки на основе литолого-технологического моделирования глинистых коллекторов пласта Ю<sub>1</sub> Когалымского района / В.В. Колпаков, В.А. Жолудева, Я.Х. Саэтгалеев // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 10. – С. 9-13.

7. Кравченко, И.И. Адсорбция ПАВ в процессе добычи нефти / И.И. Кравченко, Г.А. Бабалян. – М: Недра, 1971. – 159 с.

**Development of an optimal set of measures taking into account the characteristics of the fine component of the rocks of the Y<sub>1</sub> reservoir of the group of fields in the Kogalym region.**

**Zholudeva Victoria Alexandrovna, Kolpakov Vitaly Viktorovich, Kolpakov Vitaly Viktorovich**

*KogalymNIPIneft, a branch of LLC LUKOIL-Engineering in Tyumen*

The article shows the influence of the finely dispersed component on the choice of the optimal set of measures aimed at enhancing oil recovery. Consideration of the mineral and quantitative composition of clay cement, its structural (different swelling capacity, different specific surface area), crystal chemical (different adsorption capacity and, as a consequence, different cation exchange capacity) features made it possible to carry out detailed lithological-technological typification of reservoir rocks.

In the course of lithological technological mapping, it was established that the selected types were unevenly distributed across the study area, which allows us to identify areas that differ in the set of optimal methods aimed at increasing oil recovery. The areas of development of rocks characterized by a high content of hydromicas minerals, the highest probability of swelling, the highest specific surface area, and as a result, the greatest ability to cation exchange, are areas where, with the aim of enhanced oil recovery, it is effective to carry out activities using additives of various surfactants or carbon dioxide gas. In the areas of development of rocks characterized by a high content of weakly swelling kaolinite, a relatively small specific surface area and low capacity for capacitive-cation exchange, it is possible to use chemical methods to intensify oil production, namely, formation treatment with a mixture of hydrochloric and hydrofluoric acids.

The results of these studies may be used in planning and selecting the optimal set of geologi-technological measures aimed at increasing oil recovery. It is recommended to take into account the features of the finely dispersed component of terrigenous rocks of productive strata in order to increase efficiency and further improve various methods of intensifying oil production.

## *Моделирование насыщенности с использованием функции капиллярной пропитки на примере одного из газоконденсатных месторождений Западной Сибири.*

**Исаков Д.В., Самоторова Г.С.**

*Total E&P Russia*

Работа основана на результатах работ группы специалистов, принимавших участие в 3Д моделировании одного из газо-конденсатных месторождений западной Сибири. Добыча газоконденсатной смеси ведется из низкопроницаемых пластов верхней юры с помощью горизонтальных скважин. Месторождение введено в разработку в 2015 году, что позволило к 2018 году накопить большой объем данных истории работы скважин, который необходимо учитывать при адаптации модели с целью более правильного прогноза добычи.

Первая версии модели была построена в 2011 году по классическим методикам и основывалась на результатах бурения поисково-разведочных и оценочных скважин. Основной целью этой модели была размещение фонда эксплуатационного бурения. Вторая версия модели, целью которой было уточнение запасов и прогноза добычи, была построена после окончания эксплуатационного бурения, но до запуска месторождения в 2015г году и включала в себя всю имеющуюся на тот момент статическую и динамическую информации. Уже после первых 2-х лет эксплуатации были отмечены трудности с адаптацией модели на историю добычи практически по всем скважинам. История добычи показывала большие дренируемые объемы, нежели имеющиеся в модели. Это привело к необходимости обновления модели с целью обоснования дополнительных объемов, что и было выполнено в 2018 г.

Анализ неопределённостей, проводимый регулярно для всех версий моделей показал, что основные подсчетные параметры, такие как общий объём горных пород (GRV) и газо-водяной контакт (GWC), пористость (PHI), песчаность (NTG) достаточно хорошо контролируются имеющимся набором скважинных и сейсмических данных. Однако коэффициент газонасыщенности (Sg) всегда имел значительную долю неопределённости, особенно, учитывая тот факт, что высота залежи сравнительно мала и основные запасы связаны с переходной зоной. Стоит отметить, что для построения первых двух версий моделей использовалась капиллярная функция дренирования, описывающая первичный процесс миграции несмачиваемой фазы (газ) с вытеснением смачиваемой фазы (вода).

При анализе скважинных данных было отмечено, что кривая насыщенности, рассчитанная по резистивной методике, показывает наличие остаточного (защемленного) газа ниже текущего уровня зеркала свободной воды (ЗСВ) практически во всех скважинах. Однако, этот феномен в первых версиях модели не учитывался и куб газонасыщенности (Sg) обрезался по уровню принятого ЗСВ. Также было отмечено, что залежи не заполнены полностью до точки перелива структуры. Существует несколько причин, которые могут объяснить эти факты: 1) материнская порода имеет недостаточный потенциал для генерации нужного объема углеводородов, 2) тектонические перестроения регионального масштаба (например, инверсия части бассейна) 3) изменение мощности зоны многолетне-мёрзлых пород (ММП) в течении геологической истории развития региона, что могло привести к однократному или многократным циклам заполнения ловушки с последующей ремиграцией УВ из ловушки, и как следствие к подъему уровня ЗСВ. Таким образом, залежь могла подвергаться процессу обратной пропитки (повторная фильтрация воды в пласт в результате подъема уровня межфлюидного контакта).



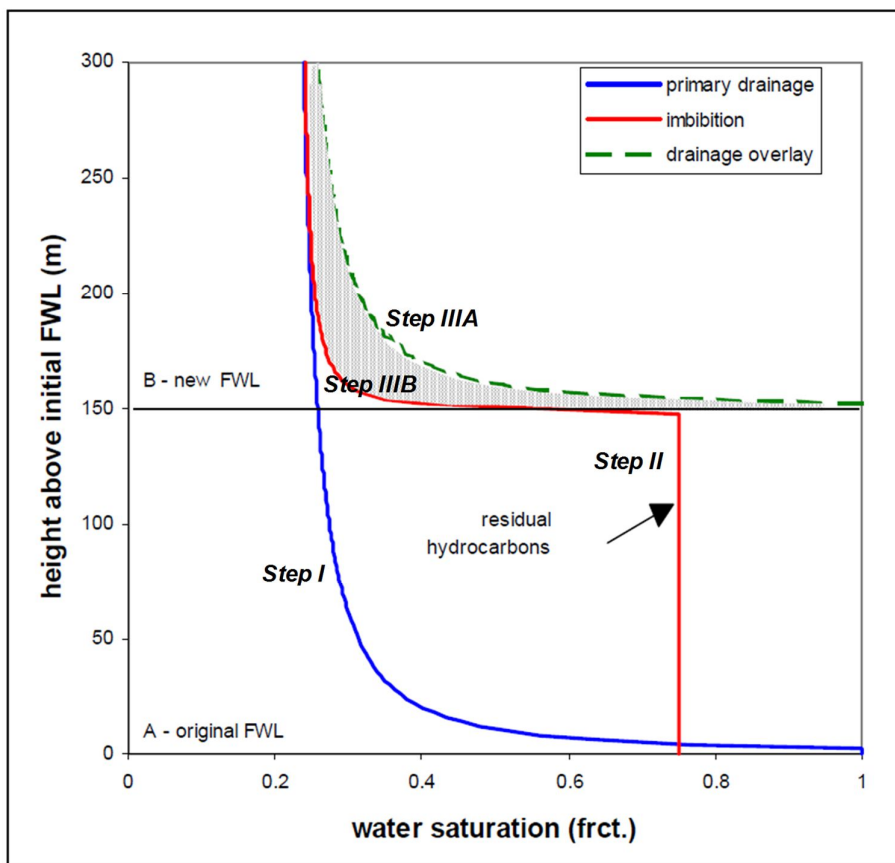
Основываясь на вышеприведённых фактах существующая модель насыщенности, основанная на капиллярных кривых дренажа, была радикально пересмотрена с использованием функции капиллярной пропитки. Это позволило пересмотреть в сторону увеличения запасы газа, находящиеся выше текущего уровня ЗСВ, в частности в переходной зоне, что позволило значительно улучшить адаптацию гидродинамической модели с историей добычи по скважинам.

Стоит отметить, что остаточный газ ниже текущего ЗСВ на данном этапе не моделировался, однако его правильный учет может также оказать значительное влияние на правильный прогноз добычи вследствие: 1) дополнительной энергии системы за счет расширения заземлённого газа и снижения пластового давления в ходе разработки; 2) уменьшение подвижность воды в присутствии заземленного газа за счет ОФПЗ) дополнительной добычи за счет мобилизации заземлённого газа при снижении давления в пласте до критических значений (J.M. Babadimas, 2017, SPE-186272-MS).

### **Методика моделирования.**

На графике ниже показаны профили насыщенности, описывающие различные геологические события (по S.Adams, 2003):

- профиль насыщенности синего цвета соответствует первичному заполнению ловушки углеводородами, или первичному дренажу, и формированию залежи над палео-уровнем ЗСВ (уровень А)
- профиль насыщенности красного цвета описывает процесс подъема палео-ЗСВ до текущего уровня (уровень В), то есть соответствует процессу первичной пропитки.
- профиль насыщенности зеленого цвета (пунктирная линия) соответствует функции первичного дренажа от текущего уровня ЗСВ (уровень В).



Анализируя данный график можно отметить, что использование функции капиллярного дренажа вместо пропитки при расчете от текущего положения ЗСВ ведет к недоучету начальных геологических запасов углеводородов (разница показана серой штриховкой).

Здесь стоит отметить сложность корректной параметризации модели капиллярной пропитки. В первую очередь, это связано со сложностью определения палео-ЗСВ и со значительными неопределенностями, связанные с этим параметром. Особенно в случае многократных циклов заполнения-ремиграции углеводородов из залежи, уровень ЗСВ мог претерпевать множественные изменения в ходе геологической истории развития.

Для моделирования насыщения с использованием функции капиллярной пропитки применялся метод IFD (Imbibition from Drainage в западной литературе), предложенный S.Adams в 2003г. В основе метода лежит расчет функции капиллярной пропитки из дренажа с последующей калибровкой результатов на данные РИГИС. Данная методика имеет ограничения, поскольку рассчитанные капиллярные кривые пропитки должны быть откалиброваны на керновые данные. К сожалению, на рассматриваемом месторождении таких замеров выполнено не было.

Используемая методика моделирования пропитки состоит из 2 основных этапов:

1. Инициализация: Расчёт насыщенности  $SW_{\text{drainageA}}$  и  $SW_{\text{drainageB}}$  используя капиллярные кривые первичного дренажа от палео- и текущего уровней ЗСВ (Уровень А и В соответственно на Рисунке)

2. Непосредственно расчет насыщенности от текущего уровня ЗСВ (Уровень В на Рисунке) по методу IFD ( S. Adams, 2003)

$$SW_{\text{imbibition}} = SW_{\text{drainageB}} - s * (SW_{\text{drainageB}} - SW_{\text{drainageA}})$$

Где  $S$  - коэффициент, определяемый эмпирическим путем и калибруемый на скважинные данные, а именно при наилучшем соответствии расчетных кривых насыщения по капиллярной методике с резистивной методикой в переходной зоне.

Далее полученные результаты были использованы для моделирования куба насыщения, а также для расчета диапазона неопределённостей, связанного с палео-уровнем ЗСВ.

**Выводы:**

Моделирование насыщенности с использованием функции капиллярной пропитки привело к значительному (около +20%) изменению геологических запасов газа по сравнению с капиллярной функцией дренажа. Это позволило достичь лучшей адаптации базового варианта гидродинамической модели. Также, обновленная модель более корректно описывает профиль насыщенности в переходной зоне, что особенно важно для месторождений, с незначительными высотами залежей, где большие объемы углеводородов находятся именно в таких зонах.

**Saturation Imbibition modeling for Gas-condensate Field in the presence of residual gas below current FWL (Free Water Level).**

**Isakov D., Samotorova G.**

*Total E&P Russia*

The history match of one of the West Siberian gas-condensate fields has shown that the Base Case model lacks in-place volumes, whilst the results of the blind test indicate that the Field's dynamic behavior is close to the High Case model.

In order to overcome this problem and to converge between the static and dynamic data, saturation imbibition modeling has been performed on the Field. The concept of imbibition model is based on the evidence of presence of residual gas below current FWL, observed on the resistivity-derived gas saturation log in wells. In addition to this, none of Field's pools are filled to the spill point due to: regional inversion or uplift; and permafrost development in the area that could lead to either single or multiple charging-leakage events. These mechanisms could put areas of the reservoir in imbibition as gas re-migrated to re-establish equilibrium.

The saturation modeling in imbibition mode has two major impacts as compared to drainage mode:

1. Volumes above current FWL: drainage capillary pressure curves used to constrain the capillary model applied above the current FWL led to the underestimation of gas saturation.
2. Volumes below current FWL: trapped gas below current FWL might bring additional pressure support for production.

The saturation modeling in imbibition mode applied on the Field resulted in considerable GIP change as compared to drainage saturation model. This update allowed to achieve better production history match of the base case Field's model

## *Проведение трассерных исследований для оценки эффективности существующей системы поддержания пластового давления*

**Чернокожев Дмитрий Александрович, Хозяинов Михаил Самойлович**

*Государственный университет «Дубна», кафедра общей и прикладной геофизики*

### **Введение**

Повышение степени выработки запасов углеводородов обеспечивается, в частности, путём детального изучения геологического строения и фильтрационной неоднородности межскважинного пространства продуктивных коллекторов. Это позволяет прогнозировать и предупреждать причины формирования участков пласта, не охваченных процессом вытеснения нефти и зон опережающего обводнения пласта по каналам низкого фильтрационного сопротивления (НФС).

Для оценки фильтрационно-ёмкостных свойств межскважинного пространства нефтяных пластов наиболее информативными являются методы, отражающие непосредственный процесс фильтрации жидкости в пластовых условиях и позволяющие получить усреднённую информационную картину о фильтрационной неоднородности значительной части пласта.

Одним из немногочисленных методов изучения фильтрационной неоднородности межскважинного пространства является индикаторный (трассерный) метод — метод изучения фильтрационных потоков с помощью меченых веществ.

### **Суть метода**

Трассерный метод основан на введении через нагнетательные скважины в изучаемый пласт заданного объёма меченой жидкости необходимой концентрации; оттеснении меченой жидкости к эксплуатационным скважинам окружения путем последующей (непосредственно после закачки индикатора) непрерывной подачи воды в нагнетательную скважину; отборе проб добываемой жидкости с устьев добывающих скважин для проведения анализа на содержание индикатора в лабораторных условиях; построении графика изменения во времени концентрации индикатора в выходящем из пласта потоке воды для каждой реагирующей добывающей скважины.

Время прихода индикатора определяет скорость фильтрации и проницаемость каналов НФС. Концентрация индикатора определяет объем и производительность каналов НФС.

Эти параметры и характеризуют фильтрационную неоднородность межскважинного пространства нефтяной залежи — обобщенный показатель неоднородности, обусловленной особенностями геологического строения пласта (геологическая неоднородность) и неоднородности, вызванной расположением и режимом работы скважин, особенностями воздействия на пласт (технологическая неоднородность).

### **Проведенные исследования**

Для одного месторождения Западного Казахстана применены 6 различных индикаторов в 6 нагнетательных скважинах; отбор проб производился с устьев 14 добывающих скважин. Всего задействовано 100% эксплуатационного фонда скважин, т.е. проведены трассерные исследования в единовременных геологических условиях, технологической и гидродинамической обстановке.

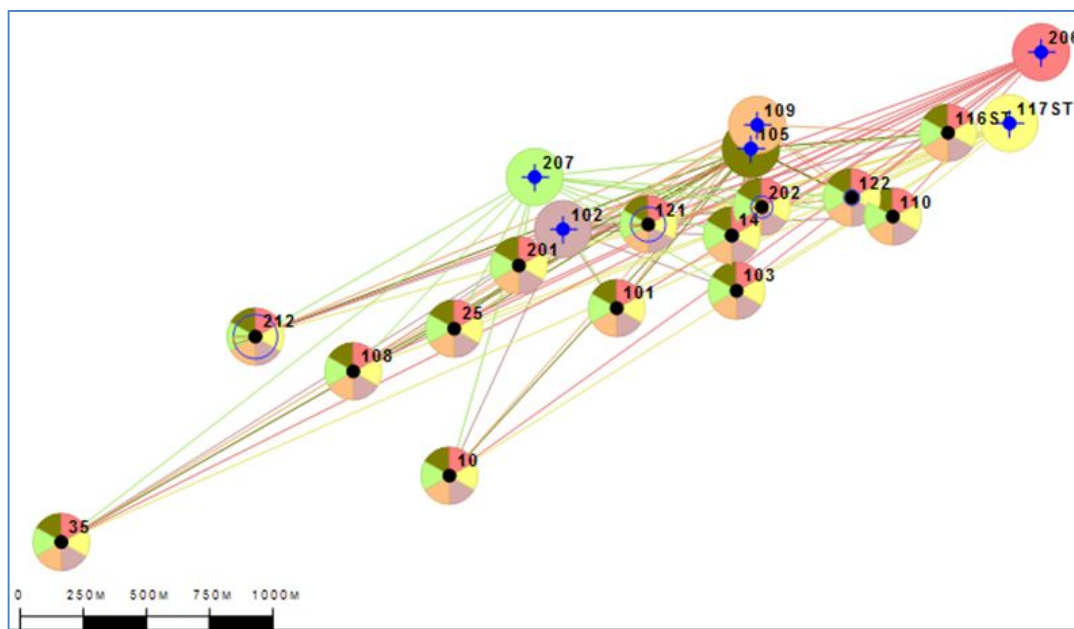


Рисунок 1 Схема закачки индикаторов и отбора проб

Данные работы проводились с целью выдачи рекомендаций для повышения эффективности существующей системы поддержания пластового давления (ППД).

### Результаты

В результате удалось:

- Изучить фильтрационную неоднородность межскважинного пространства нефтяной залежи в единовременных геологических условиях, гидродинамической и технологической обстановке с применением трассеров.
- Выявить систему каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) и количественно оценить их производительность и емкостные свойства.
- Оценить степень влияния каналов низкого фильтрационного сопротивления на опережающее обводнение нефтяной залежи.

Для этого была применена разработанная авторами методика оценки влияния каналов НФС на опережающее обводнение нефтяных пластов [1, 2] и участки нагнетательных скважин 109, 206, 207, 102, 105, 117st были классифицированы по характеру вытеснения и по степени влияния каналов НФС на опережающее обводнение (таблица 1).

### Выводы

По результатам проведенных индикаторных исследований и комплексного анализа результатов по всем 6 закачкам, по нагнетательному фонду месторождения были даны следующие рекомендации для повышения эффективности существующей системы ППД.

- От нагнетательной скважины 117st не отмечено аномальных прорывов воды в добывающие скважины. Влияние нагнетаемой 117st скважиной воды в обводненности добываемой продукции по каналам НФС минимально. Это означает, что основной фронт закачиваемой воды участвует в охвате пласта процессом вытеснения. Тем не менее, исходя из возможностей системы ППД необходимо увеличить давление закачки в нагнетательной скважине 117st. С целью оптимизации системы ППД рекомендуется восстановить объем

закачиваемой воды до 350-400м<sup>3</sup>/сут (только за период индикаторных исследований среднесуточная закачка воды упала с 305 м.куб/сут до 169 м.куб/сут), путем проведения геолого-технологических мероприятий по очистке призабойной зоны пласта.

Таблица 1

Классификация участков нагнетательных скважин 109, 206, 207, 102, 105, 117st по характеру вытеснения (по степени влияния каналов НФС на опережающее обводнение)





нагнетательных скважин. Эти мероприятия позволят отсечь систему каналов НФС установленную по результатам индикаторных исследований от основных фильтрационных течений в пласте, что повысит охват пласта процессом вытеснения остаточной нефти.

- Для скважины 109 отмечено неравномерное вытеснение и достаточно высокий процент выноса индикатора (~ 16% относительно закачанного). По анализу предоставленных материалов установлено, что непосредственно до проведения индикаторных исследований (за 10 суток) в скважине проведено ВПП. В данном случае (если рассматривать нагнетательную скважину 109 относительно нагнетательных скважин 102 и 105), эффект от ВПП (в части перераспределения фильтрационных потоков и отсечении каналов НФС от основных фильтрационных течений) очевиден.

- Аналогично, непосредственно до проведения индикаторных исследований (за 5 суток) в скважине 206 также проведено ВПП. По анализу результатов индикаторных исследований в скважине 206 эффект от ВПП вероятнее всего очевиден (даже без первичных индикаторных исследований) — суммарная масса извлеченного индикатора от скважины 206 в добывающих скважинах составляет ~3%.

- По скважине 207 непосредственно до проведения индикаторных исследований (за 7 суток) в скважине проведено ВПП. Суммарная масса извлеченного индикатора от скважины 207 в добывающих скважинах составляет ~10%. Здесь аналогично скважине 109, если рассматривать нагнетательную скважину 207 относительно нагнетательных скважин 102 и 105, то эффект от ВПП (в части перераспределения фильтрационных потоков и отсечении каналов НФС от основных фильтрационных течений) очевиден.

С целью повышения эффективности существующей системы ППД рекомендуется периодически (не реже 1 раза в год) проведение мероприятий по выравниванию профилей приёмности во всех нагнетательных скважин.

Ввиду высокой обводненности эксплуатационных скважин, рекомендуется периодическое проведение комплексных мероприятий по ограничению водопритока на добывающем фонде скважин.

После проведения соответствующих мероприятий, с целью оценки их эффективности, возможно проведение повторных индикаторных исследований на данных участках.

### **Список литературы**

1. Хозяинов М.С., Чернокожев Д.А., Кузнецов М.И., Кузнецова К.И. Оценка эффективности выравнивания профиля приёмности по результатам индикаторных исследований // Нефтяное хозяйство. 2016. № 4. -С. 98-102.

2. Хозяинов М.С., Чернокожев Д.А., Кузнецов М.И. О некоторых особенностях изучения фильтрационной неоднородности высокообводненных нефтяных пластов с применением трассеров // Сборник материалов Международной геолого-геофизической конференции и выставки: «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» ГеоЕвразия-2018, г. Москва, февраль 2018/

## **Tracer research for assess the effectiveness of maintaining reservoir pressure**

**Chernokozhev D.A., Khozyainov M.S.**

*Dubna University, Department of general and applied geophysics*

This report presents the results of tracer research at oil field of the Republic of Kazakhstan.

The purpose of research:

- To increase the effectiveness of the existing system for maintaining reservoir pressure as a result of tracer research.

Tasks of research:

- To study the filtration heterogeneity of the interborehole space of the oil reservoir in one-time-only geological conditions, hydrodynamic and technological environment using tracer.

- Identify the system of channels of low filtration resistance and quantify their performance and capacitive properties.

- Assess the degree of influence of channels of low filtration resistance on the advance water invasion of oil reservoir.

Result of research:

- According to the results of tracer research, to issue recommendations for increasing the effectiveness of the existing system for maintaining reservoir pressure.

---

## Особенности термогидродинамических исследований горизонтальных скважин при наличии источников теплоты в стволе скважины

**Шарафутдинов Рамиль Фаизырович<sup>1</sup>, Валиуллин Рим Абдуллович<sup>1</sup>, Рамазанов Айрат**

**Шайхуллин<sup>1</sup>, Хабиров Тимур Раильевич<sup>1</sup>, Попов Антон Александрович<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Башгосуниверситет, ООО НПФ ГеотЭК,

<sup>2</sup>ОАО Башнефтегеофизика, г. Уфа

### Введение

Одним из основных и информативных методов при исследовании горизонтальных скважин является термометрия. Исследованию возможности использования термогидродинамических методов при диагностике состояния горизонтальных скважин посвящены многочисленные публикации [Валиуллин Р.А. и др., 2010, 2012; Шилов А.А. и др., 2012; Гайнетдинов А.Р., 2014]. Перспективным подходом является возможность использования тепловых меток при оценке расходных характеристик потока, особенно в низкодебитных скважинах. Как правило, горизонтальные скважины характеризуются низкими локальными скоростями потока в стволе скважины, и не всегда работают скважинные расходомеры. Поэтому изучение возможности использования тепловых меток в горизонтальных скважинах для определения расхода флюида является актуальным. В работе изучены особенности формирования температурного поля в стволе скважины при наличии источника теплоты в стволе горизонтальной скважины. В работе анализируются практические материалы формирования температуры в стволе горизонтальной скважины при использовании «трактора» как средства доставки приборов.

### Теоретическое исследование теплового поля с источниками теплоты в скважине

В стволе скважины, заполненном некоторой средой, с постоянной скоростью перемещается нагреватель, в результате чего температура среды изменяется на величину  $\Delta T_0$ . За нагревателем, на некотором расстоянии помещен датчик температуры, который регистрирует результат восстановления температуры за время  $\Delta T(t)$ . Время определяется расстоянием от нагревателя до датчика температуры и скоростью движения нагретой жидкости относительно прибора. В зависимости от интенсивности нагревания, теплофизических свойств нагревателя и окружающей среды, скорости движения и расстояния между нагревателем и датчиком температуры процессы, влияющие на установление температурного поля, будут различными. Пусть нагреватель со скоростью движется в жидкости (вода). Все выделяющееся в нагревателе тепло в установившемся случае поглощается омывающей жидкостью. За время  $dt$  нагреватель отдает тепло  $Q_1 = W dt$ . Это тепло поглощается массой жидкости и ее температура изменится на  $dT = W dt / (M_{\text{ж}} c)$ . Масса жидкости  $M_{\text{ж}} = \rho dV = \rho S_{\text{ж}} v_{\text{ж}} dt$ , где  $\rho$  - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $c$  - удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг К);  $S_{\text{ж}}$  - площадь поперечного сечения потока омывающей нагреватель жидкости, м<sup>2</sup>;  $v_{\text{ж}}$  - скорость движения жидкости относительно нагревателя, м/с.

Тогда  $dT = \frac{W dt}{c \rho S_{\text{ж}} v_{\text{ж}} dt} = \frac{W}{c \rho S_{\text{ж}} v_{\text{ж}}} = \frac{W}{c m_{\text{ж}} v_{\text{ж}}}$ , здесь  $m_{\text{ж}} = \frac{M_{\text{ж}}}{L} = \rho S_{\text{ж}} L$  - масса жидкости, приходящейся на единицу длины нагревателя. При диаметре прибора  $D = 36$  мм и

внутреннем диаметре обсадной колонны  $d = 100$  мм площадь поперечного сечения жидкости  $S = 0.0068$  м<sup>2</sup>. Тогда для воды с плотностью  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup> и  $m = 70$  г/см, т.е. на 1 см длины нагревателя приходится около 70 г воды в секунду. В открытом стволе скважины с диаметром  $D_{\text{скв}} = 216$  мм площадь  $S = 3.56 \cdot 10^{-2}$  м<sup>2</sup>, масса бурового раствора с плотностью 1600 кг/м<sup>3</sup> на единицу длины нагревателя составит 570 г/см. Величина изменения температуры жидкости прямо пропорциональна мощности тепловыделения, обратно пропорциональна объёмной теплоемкости омывающей нагреватель жидкости, площади поперечного сечения потока жидкости и скорости движения жидкости. Например, для  $W = 1$  кВт,  $c = 4200$  Дж/кг К,  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup>,  $S_{\text{скв}} = 0.01$  м<sup>2</sup>. Если  $v_{\text{пр}} = 1$  см/с = 36 м/ час, то максимальное изменение температуры воды составит  $dT = 2.5$  К. Если  $v_{\text{пр}} = 10$  см/с = 360 м/ час, то  $dT = 0.25$  К;  $v_{\text{пр}} = 1$  м/с = 3600 м/ час, то  $dT = 0.025$  К. Эти оценки показывают, что нагреватель мощностью 1 кВт при перемещении в стволе скважины со скоростью порядка 30-50 м/час может изменять температуру воды на несколько градусов. Разогрев можно увеличить как за счет увеличения мощности нагревателя, так и за счет уменьшения скорости перемещения прибора.

Ниже приведены результаты расчета распределения температуры по стволу скважины при наличии работающего интервала (100-200 м, дебит притока 50 м<sup>3</sup>/сут) для случая отсутствия потока с забоя скважины (рис.1). Черная сплошная кривая соответствует измерению температуры за трактором. Работающий интервал (100-200 м) отмечается изменением градиента температуры на фоне работающего трактора, как источника теплоты.

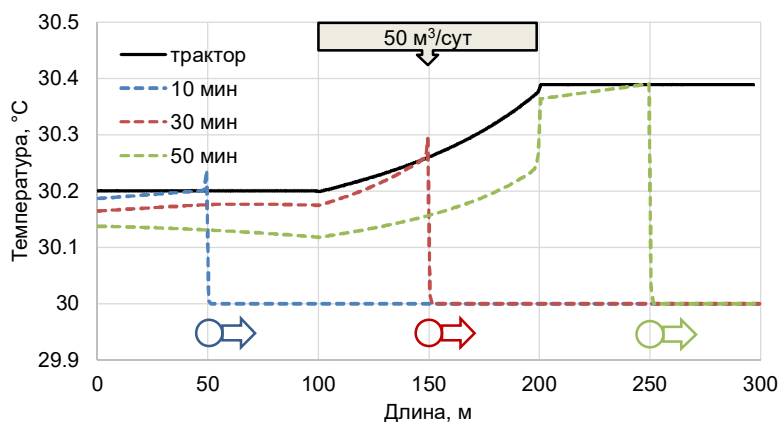


Рис.1. Распределение температуры по длине скважины в разные моменты времени при наличии работающего участка (100-200 м, дебит 50 м<sup>3</sup>/сут).

Далее приведены результаты расчета температурного поля (рис.2) при наличии распределенных источников теплоты по длине горизонтального участка скважины, между работающими интервалами.

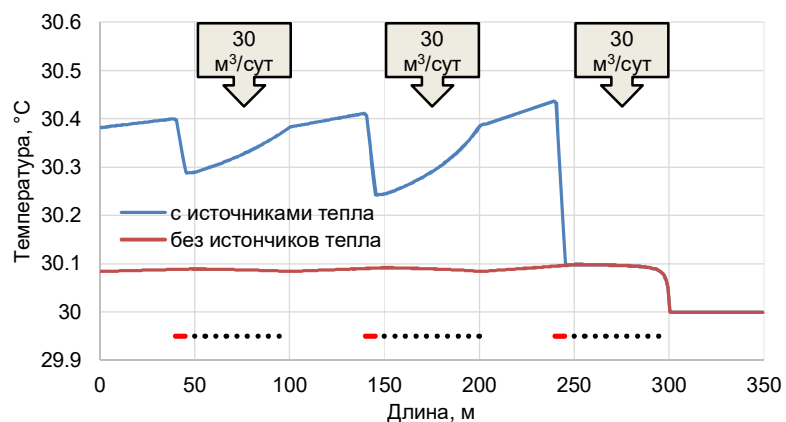


Рис.2. Распределение температуры по длине скважины в разные моменты времени при наличии работающих участков (50-100 м, 150-200 м, 250-300 м, дебиты 30 м<sup>3</sup>/сут).

В этом случае, наличие распределенных источников теплоты позволяет по аномалиям температуры выделить работающие интервалы.

### Анализ промысловых данных термогидродинамических исследований

Ниже приведены результаты промыслово-геофизических исследований горизонтальных скважин с использованием средства доставки трактора фирмы WellТес. Исследования проведены в компании ОАО «Башнефтегеофизика».

В скважине №1 промыслово-геофизические исследования проведены на различных режимах работы скважины. На рис.3 приведены термограмма, методы состава, ГК, давления, локатора муфт и траектория. Распределение температуры по глубине (кривая 2) соответствует 1,5 часам после остановки скважины полученное при спуске прибора. Кривая 1 рис.3 соответствует изменению скорости движения трактора.

Из анализа термограмм (кривая 2, рис.3) и скорости движения трактора (кривая 1, рис.3) следует, что моменты повышения температуры коррелируют с уменьшением скорости движения трактора. Т.е. при уменьшении скорости движения трактора, скважинная жидкость прогревается в среднем на 0,6 °C. По характеру изменения температуры в соответствии с результатами расчета (рис.3) можно судить о направлении потока жидкости, в данном случае направленного к забою скважины. Видимо это связано с движением жидкости на забой скважины под действием движущегося трактора и геофизических приборов на спуске. Кроме того, анализ растянутости аномалий термограмм, связанных с разогревом трактора может показывать величину скорости потока жидкости в стволе скважины.

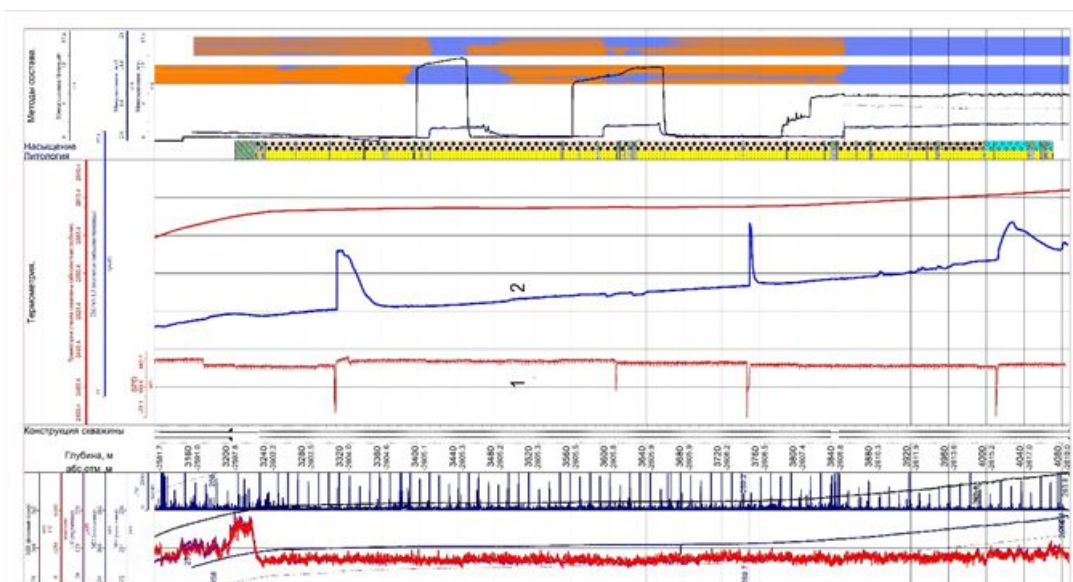


Рис.3. Результаты промыслово-геофизических исследований скважины №1 с использованием средств доставки приборов трактором WellTec.

Шифр кривых: 1- скорость движения трактора, 2- термограмма на момент времени 1,5 часа после остановки скважины.

### Заключение

1. Изучены особенности формирования температурного поля в стволе горизонтальной скважины при наличии источника тепла от работающего трактора. Установлено, что при мощности тепловыделения 1000 Вт разогрев в зумпфе (носке) скважины составляет, в отсутствии притока, 0.5- 0.6 °С.

2. Работающие интервалы на фоне разогрева от работающего трактора отмечаются изменением градиента температуры.

3. Анализ промыслового материала показывает, что температурные аномалии от работающего трактора вносят существенный вклад в формирование температурного поля в стволе скважины. При этом, в моменты снижения скорости трактора отмечается повышение температуры флюида в стволе скважины.

4. В зависимости от направления потока в стволе скважины меняется форма тепловой аномалии. Т.е. наблюдается тепловой след от работающего трактора в направлении потока.

### Список литературы

Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К. Гордеев Я.И., Маслов С.О. Особенности проведения промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении. // НТВ “Каротажник”, Тверь, Изд. АИС, 2012, вып.220. С. 12-29.

Р.Валиуллин, Р.Яруллин, А.Яруллин, В.Шако, А.Паришин //SPE 136272. Разработка критериев выделения работающих интервалов в низкодебитных горизонтальных скважинах на основе физического эксперимента и скважинных исследований. / Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE по разведке и добыче 2010 г. Октябрь 2010, ВВЦ Москва.

*Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Яруллин Р.К., Рамазанов А.Ш., Шарипов А.М., Хабиров Т.Р., Низаева И.Г.* Особенности термогидродинамических процессов в горизонтальных скважинах с переменной траекторией //SPE №182089

*Шарафутдинов Р. Ф., Валиуллин Р. А., Федотов В. Я., Закиров М. Ф.* Опыт использования метода активной термометрии при диагностике состояния эксплуатационных скважин. // НТВ «Каротажник». 2010. - №193. С. 5-12.

*Шилов А.А., Валеев Г.З., Коровин В.М., Исламов А.Р.* Исследования действующих горизонтальных скважин с использованием забойного трактора. Журнал «Бурение и нефть» №10. Москва. Октябрь, 2012г.

*Гайнетдинов А.Р., Сидорова А.А.* Геофизические исследования в горизонтальной скважине с доставкой прибора забойным трактором //Каротажник, №8, 2014, С.59-69

## **Features of thermohydrodynamic studies of horizontal wells in the presence of heat sources in the wellbore**

<sup>1</sup>Sharafutdinov R., <sup>1</sup>Valiullin R., <sup>1</sup>Ramazanov A., <sup>1</sup>Khabirov T., <sup>2</sup>Popov A.

<sup>1</sup>Bashkir State University, NPF GeoTEC

<sup>2</sup>JSC Bashneftegeofizika

One of the main and informative methods in the study of horizontal wells is thermometry. Numerous publications are devoted to the study of the possibility of using thermohydrodynamic methods in diagnosing the state of horizontal wells. A promising method is the possibility of using thermal labels in the assessment of flow characteristics, especially in low-flow wells. As a rule, horizontal wells are characterized by low local flow rates in the wellbore, and well flow meters do not always work. Therefore, the study of the possibility of using thermal labels in horizontal wells to determine the flow rate of the fluid is relevant. In this regard, it is of interest to study the thermal anomalies from the working tractor in the horizontal wellbore and to take this factor into account when interpreting the data of thermohydrodynamic studies. On the other hand, the study of the temperature distribution in the horizontal wellbore in the presence of heat sources is of interest from the point of view of the possibility of solving problems to determine the flow characteristics, operating intervals, etc. The paper studies the features of the formation of the temperature field in the wellbore in the presence of a moving heat source in the wellbore of a horizontal well.

Practical materials of formation of temperature in a trunk of a horizontal well when using "tractor" as means of delivery of devices are analyzed



*Комплексирование геофизических и гидродинамических исследований для уточнения модели притока горизонтальной скважины в трещиноватом карбонатном коллекторе.*

**Морозовский Никита Александрович<sup>1</sup>, Каневская Регина Дмитриевна, Колесов Владимир Анатольевич, Пименов Андрей Андреевич<sup>1</sup>, Коротовских Валерий Алексеевич<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> АО «ИГиРГИ», Москва

<sup>2</sup> ПАО «НК «Роснефть», Москва

### **Введение**

Практика разработки трещиноватых коллекторов подсказывает, что описание работы системы скважина-пласт часто не соответствует поведению, предсказываемому классическими теориями фильтрации для трещиноватых систем (Wagen-Root и др.), а наблюдаемые параметры модели фильтрации и интервалы притока зачастую не соответствуют предполагаемым на основе данных ГИС открытого ствола. Особенно явно данный факт проявляется при анализе работы горизонтальных скважин, в которых зачастую наблюдается существенная неоднородность распределения профиля притока по стволу.

Таким образом, пласт уже нельзя представить однородной системой, а прогнозирование работы скважин требует применения комплексирования методов описания пластовых систем.

В ходе работы для одного из нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири был произведён комплексный анализ работы опорных скважин. В качестве опорных выбраны скважины, характеризующиеся наиболее обширным комплексом исследований (ГДИС на неустановившемся режиме, ПГИ, расширенный комплекс ГИС, микроимиджеры). По результатам комплексирования различных методов исследования в опорных скважинах выявлено преимущественное влияние локальных трещиноватых интервалов на работу горизонтальных стволов. В этой связи пересмотрен подход к оценке продуктивности скважин. Предложена методика масштабирования полученных результатов на остальной действующий фонд добывающих горизонтальных скважин.

### **Анализ промысловых исследований**

В ходе анализа работы скважин одного из нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири отмечено существенное отклонение от прогнозных параметров, полученных традиционным способом. В этой связи отмечена необходимость создания нового подхода к описанию работы скважин данного месторождения. Данная работа не могла быть проведена без детального анализа выполненных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин с целью уточнения модели притока к горизонтальным стволам.

На начальном этапе произведён анализ работы опорных горизонтальных скважин (скважин, характеризующихся наиболее полным комплексом исследований) путём анализа ГДИС на неустановившемся притоке, выполняющихся по технологии ИД-КВД перед запуском каждой скважины по фонду. В ходе анализа выявлено существенное отклонение фактической модели фильтрации от запланированной при заданных параметрах пласта и заканчивания.

В частности, по всем скважинам наблюдалось либо полное отсутствие, либо недостаточная продолжительность линейных режимов фильтрации, характерных для скважин с горизонтальным окончанием заданной эффективной проходки. В ходе первичной

интерпретации подрядными организациями данное несоответствие устранялось либо существенным уменьшением эффективной длины ствола (с сотен до десятков метров), либо введением дополнительного механического скин-фактора. И в том, и в другом случае модель фильтрации дополнительно требовала введения соотношения вертикальной и латеральной проницаемости, превышающей единицу ( $K_z/K_r \gg 1$ ), что в условиях заложения скважины параллельно напластованию является противоречивым для традиционной модели притока к ГС в коллекторе, удовлетворяющем классическим моделям двойной среды.

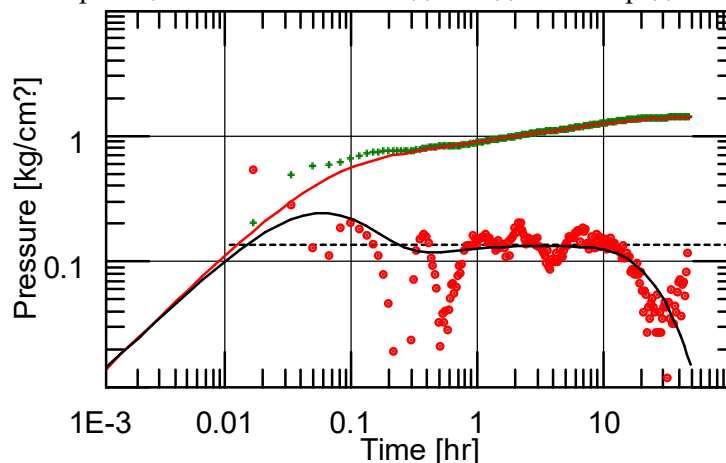


Рис. 1. Типовое поведение производной давления в бипогарифмических координатах. Красные точки – производная давления (факт), Зелёные точки – приращение давления (факт), Черная линия – производная давления (расчёт), красная линия – приращение давления (расчёт).

В данных условиях авторами было сделано предположение о значительном влиянии субвертикальной трещиноватости на интенсивность притока к горизонтальным стволам. Для проверки данной гипотезы было решено использовать данные промыслово-геофизических исследований скважин, записанных в части скважин, по которой наблюдалось максимальное отклонение от проектных дебитов нефти (жидкости). В последствии именно эти скважины рассматривались в качестве опорных.

По результатам комплексирования ГДИС и ПГИ методов исследования в опорных скважинах выявлено преимущественное влияние локальных интервалов на работу всего горизонтального ствола. Как правило, суммарная работающая длина не превышала 30-40% от пробуренной длины ГС, а по части скважин не превышала и 20%, причем локализованы эти интервалы крайне неравномерно по стволу скважины.

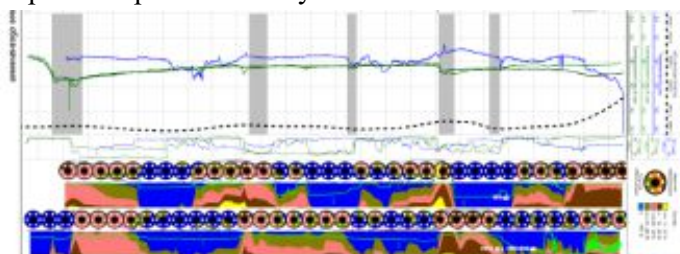


Рис. 2. Типовое распределение профиля притока по ПГИ на качественном уровне. Верхняя часть графиков – по данным термограмм, нижняя часть – по данным распределённой влагометрии.

В этой связи пересмотрен подход к описанию продуктивности скважин и прогнозу их работы. Так, результаты ПГИ использовались для адаптации ГДИС на неустоявшемся

притоке по модели ГС, осложнённой вертикальными высокопроводящими трещинами (аналог ГС с МГРП) в части определения количества работающих интервалов притока. Остальные параметры адаптировались исходя из поведения производной давления. Совмещение фактических и расчётных данных давало чуть лучшее совмещение фактических и расчётных данных (рис.3), а также лучшие прогнозные показатели.

Также выявлено существенное влияние разгазирования пластового флюида на продуктивность скважин, а также определён диапазон целевого забойного давления.

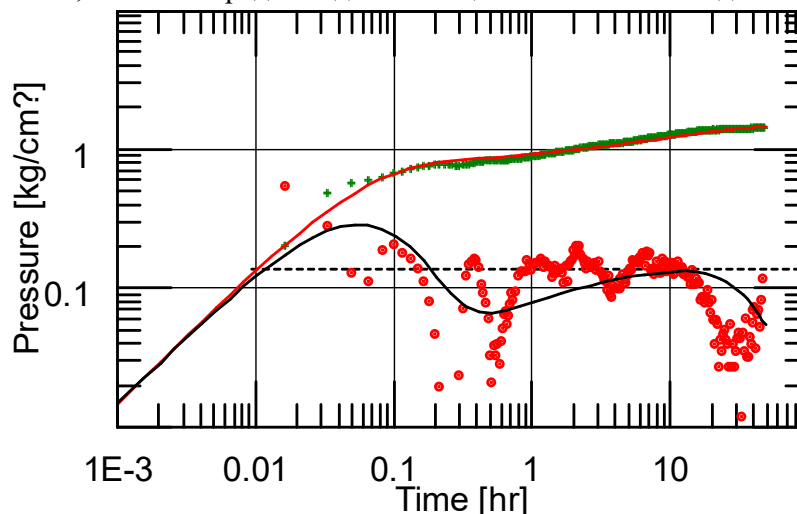


Рис.3. Результаты совмещения производной давления по модели ГС с МГРП на основе данных ПГИ. Красные точки – производная давления (факт), Зелёные точки – приращение давления (факт), Черная линия – производная давления (расчёт), красная линия – приращение давления (расчёт).

Описанный подход позволил уточнить параметры работы опорных скважин, для перехода к описанию работы скважин без проведённого комплекса ПГИ потребовалось совершенствование интерпретации ГИС открытого ствола.

#### **Использование данных ГИС для идентификации интервалов притока**

До настоящей работы результаты интерпретации ГИС не использовались для оценки проницаемости и стартовых дебитов. Отложения считались повсеместно трещиноватыми со средней плотностью трещин - 3 трещины/метр. При этом анализ колонки керна демонстрирует, что следы УВ встречаются только в одной трещине из 80. Работа не всех трещин предполагалась и ранее, что демонстрирует и повсеместная трещиноватость идентифицируемая по данным пластовых микросканеров, и подтверждается результатами ПГИ, свидетельствующими о наличии нескольких разрозненных интервалов притока.

Совместный анализ ГИС (ГК, НК, ГГКлп, УЭС, АК), результатов интерпретации (объёмная минералогическая модель, коэффициентов общей, трещиной и кавернозной пустотности) и ПГИ показал отсутствие двухмерных связей интервалов притока по ПГИ с остальными параметрами. Анализ гистограмм всех рассматриваемых параметров также не позволил выявить критерии для выделения интервалов притока. В этой связи потребовалось провести дополнительный анализ РИГИС при помощи «дерева решений».

Всего в анализе участвовало 6 горизонтальных скважин, имеющих расширенный комплекс ГИС хорошего качества и профиль притока по ПГИ. 3 скважины представлены каротажем отечественного производства и 3 скважины имеют запись ГИС зарубежных сервисных компаний.

Так как работающие по ПГИ интервалы достаточно протяжены относительно высокой изменчивости данных ГИС вдоль таких интервалов, с использованием статистической обработки методом «дерево решений» определены наиболее вероятные интервалы притока. На рис.4 приведена каротажная диаграмма с результатом сопоставления притока по ПГИ и интерпретации ГИС с учетом алгоритма «дерева решений». Из рисунка наглядно видно хорошее согласие между фактическими и прогнозными интервалами притока. Достоверность прогноза работающих интервалов составила 73% для отечественного комплекса ГИС и 79% для зарубежного комплекса.

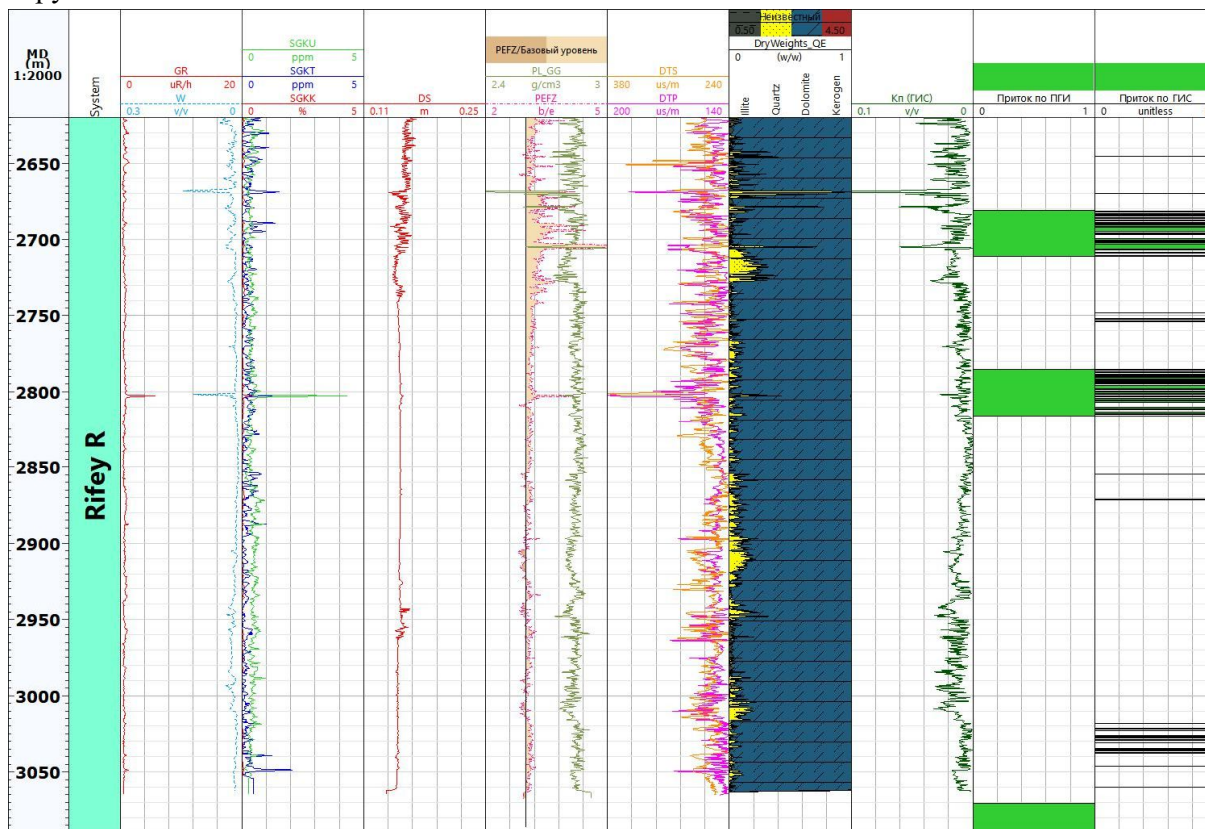


Рис.4. Пример сопоставления работающих интервалов по ПГИ (вторая слева колонка) и данным ГИС (крайняя слева колонка).

### Заключение

Разработан подход к описанию работы горизонтальных скважин в условиях вскрытия неравномерно трещиноватого карбонатного коллектора, основанный на комплексировании ПГИ, ГДИС и ГИС открытого ствола.

Получено обоснование отказа от модели фильтрации ГС в однородном изотропном пласте для прогнозирования запусковых параметров и динамики дебитов горизонтальных скважин.

По результатам практической реализации разработанного подхода обоснована модель притока к горизонтальным скважинам одного из нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири. Это позволило уточнить текущие уровни добычи по скважинам, оптимизировать режимы работы скважин, вынести рекомендации по проведению геолого-технологических мероприятий.

Выявленные закономерности легли в основу математического аппарата нового расчётного модуля, который позволил с помощью ряда допущений эффективно и быстро рассчитывать прогнозный дебит скважин.

Далее полученные результаты планируется масштабировать на остальной действующий фонд добывающих горизонтальных скважин.

#### **Список литературы**

*Морозовский Н.А.* Методика комплексного геофизического контроля разработки низкопроницаемых коллекторов в условиях искусственной и естественной макротрещиноватости // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук - РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина – Москва - 2016. – С. 47–80.

*Морозовский Н.А. Кременецкий М.И.* Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин // SPE-171228-RU - 2014.

**Inflow model determination by a complex of horizontal wells surveys in fractured carbonate reservoir.**

*Morozovskiy Nikita, Kanevskaya Regina, Kolesov Vladimir  
(JSC "IGIRGI"), Korotovskikh Valeriy (PJSC "Rosneft")*

The practice of developing fractured reservoirs suggests that the description of the well-reservoir system often does not correspond to the behavior predicted by classical filtration theories for fractured systems (Warren-Root, etc.), and the observed parameters of the filtration model and inflow intervals often do not correspond to those expected from GIS data open trunk. This fact is especially evident when analyzing the operation of horizontal wells, in which there is often a substantial heterogeneity in the distribution of the inflow profile along the wellbore.

Thus, the reservoir can no longer be represented by a homogeneous system, and the prediction of well operation requires the use of integration of methods for describing reservoir systems.

During work, a comprehensive analysis of the operation of reference wells was carried out for one of the oil and gas condensate fields in Eastern Siberia. Were selected as the reference wells, which are characterized by the most extensive research complex (unstable steady well testing, PLT, advanced logging complex, micro-imagers). According to the results of integration of various research methods in the reference wells, the preferential influence of local fractured intervals on the operation of horizontal shafts was revealed. In this regard, revised approach to the assessment of well productivity. The proposed method of scaling the results of the rest of the existing fund of producing horizontal wells.

The revealed regularities formed the basis of the mathematical apparatus of the new calculation module, which made it possible, using a number of assumptions to effectively and quickly calculation the predicted flow rate of wells.

Further, the results are planned to be scaled to the rest of the existing fund of producing horizontal wells.

## Моделирование. Петрофизика 1+1D. Неокомские отложения Западной Сибири

**Байков Виталий Анварович, Жонин Александр Владимирович,  
Коновалова Светлана Ильдусовна, Михайлов Сергей Петрович,  
Рыкус Михаил Васильевич**  
ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа

Рассмотрена проблема определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов неокомских отложений Западной Сибири. Продуктивные пласты данного региона относятся к песчаникам полимиктовой разновидности с полиминеральным составом матрицы и цемента. Присутствие в поровом пространстве цементов двух видов: глинистого и карбонатного – ставит под сомнение применение стандартных двумерных связей для интерпретации данных геофизических исследований скважин. Так, при фиксированном значении пористости проницаемость пород может меняться более чем в 100 раз, а остаточная водонасыщенность – в два раза. Кроме того, стандартная методика определения характера насыщения по обобщенной зависимости для Сургутского свода или формуле Арчи-Дахнова не учитывает содержание в породе остаточной водонасыщенности.

Целью работы являлась разработка интерпретационной модели определения ФЕС пород сложного минерального состава по результатам комплексных петрофизических исследований. Глинистый и карбонатный цемент по-разному влияют на величину ФЕС:

- пористость и проницаемость горных пород снижаются при увеличении содержания в поровом пространстве глинистого и карбонатного цементов;
- остаточная водонасыщенность горных пород снижается при увеличении содержания в поровом пространстве карбонатного цемента и растёт при увеличении в поровом пространстве глинистого цемента.

В работе задача прогнозирования величины ФЕС горных пород решена путем использования методов геофизических исследований скважин, входящих в набор методов стандартного каротажа. Метод гамма-каротажа характеризует разрез скважины по величине глинистости горных пород. Наиболее чувствительным к изменению карбонатности горных пород является метод нейтронного-каротажа, увеличение содержания в породе карбонатного материала сопровождается ростом его показаний. Для построения трехмерных нелинейных петрофизических зависимостей, связывающих пористость горных пород и их проницаемость с содержанием глинистого и карбонатного цементов, использовались нормированные значения данных гамма-каротажа и нейтронного каротажа по двум опорным пластам – двойные разностные параметры гамма-каротажа  $A_{гк}$  и нейтронного каротажа –  $A_{нк}$ .

Для нахождения остаточной водонасыщенности горных пород применяется принцип инвариантности дифференциальных уравнений фильтрации [1]. В качестве такого инварианта использовалось уравнение Тимура–Коатса, связывающее пористость, проницаемость и остаточную водонасыщенность коллектора:

$$K = D\varphi^n \left( \frac{1-S_w^*}{S_w^*} \right)^l, \quad (1)$$

где  $K$  – коэффициент проницаемости горных пород, мД;  $\varphi$  – коэффициент пористости горных пород, д.ед.;  $S_w^*$  – коэффициент остаточной водонасыщенности горных пород, д.ед.; параметры  $D$ ,  $n$ ,  $l$  – подбираются с учетом данных лабораторных исследований ядра и

эксплуатации скважин.

Из формулы (1) следует, что при приближении проницаемости горных пород к нулю остаточная водонасыщенность будет стремиться к 1, что соответствует допущению о 100% водонасыщенности в глинах.

Таблица 1

Значения коэффициентов для расчета пористости, проницаемости горных пород и их остаточной водонасыщенности.

Показатель	Коэффициенты				
	$a_\varphi$	$b_\varphi$	$c_\varphi$	$A_z$ к	$A_{нк}$
Пористость	3,93	1, 47	- 0,19	0, 46	0,42
Проницаемость	$a_k$	$b_k$	$c_k$		
	- 5,58	0, 45	4,61		
Остаточная водонасыщенность	$D$	$n$	$l$		
	300 0	4, 08	- 2,51		

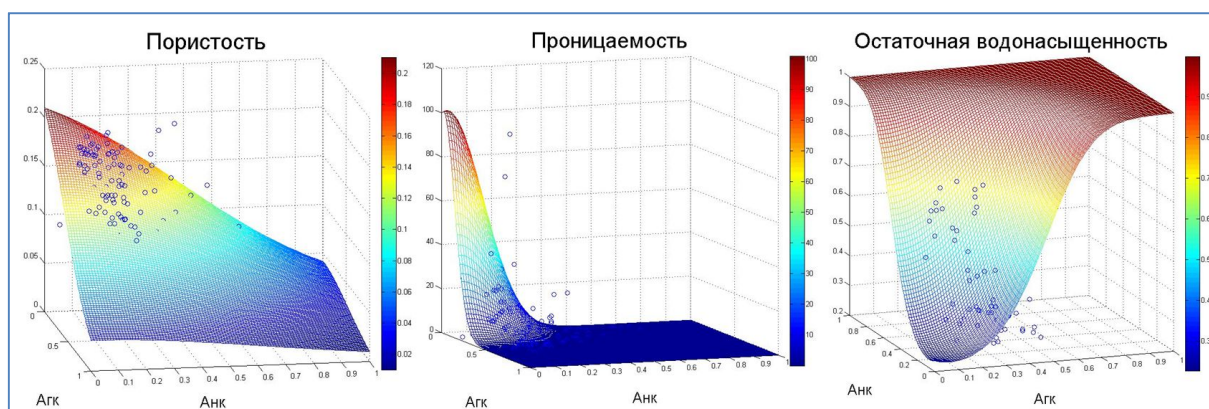


Рисунок 1. Трехмерные зависимости пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности горных пород от двойных разностных параметров гамма-каротажа и нейтронного каротажа.

При реализации предложенного подхода на одном из месторождений Западной Сибири были получены следующие зависимости для пористости и проницаемости горных пород:

$$\varphi = \frac{1}{a_\varphi + e^{b_\varphi \sqrt{\frac{A_{ГК}^2 + A_{НК}^2}{A^2 + B^2}} + c_\varphi}}, \quad (2)$$

$$K = e^{a_k \left( \frac{A_{ГК}^2 + A_{НК}^2}{A^2 + B^2} \right) + b_k \sqrt{\frac{A_{ГК}^2 + A_{НК}^2}{A^2 + B^2}} + c_k}, \quad (3)$$

где  $A$  – граничное значение «коллектор/неколлектор» по  $A_{ГК}$ ;  $B$  – граничное значение «коллектор/неколлектор» по  $A_{НК}$ ;  $a_\varphi$ ,  $b_\varphi$ ,  $c_\varphi$ ,  $a_k$ ,  $b_k$ ,  $c_k$  – коэффициенты, подобранные по зависимости «кern – ГИС» при  $A_{нк} = 0$ .



Из уравнения Тимура–Коатса (1) следует формула расчета остаточной водонасыщенности горных пород:

$$S_w^* = \frac{1}{1 + D \frac{1}{\varphi} \frac{n}{K} \frac{1}{t}} \quad (4)$$

Получена хорошая сходимость расчетных значений параметров ФЕС по формулам (2–4) с коэффициентами, сведенными в таблицу 1, и данных исследования керна. Поверхности для пористости, проницаемости горных пород и их остаточной водонасыщенности, построенные по формулам (2–4) и соотнесенные с данными исследований керна, приведены на рисунке 1.

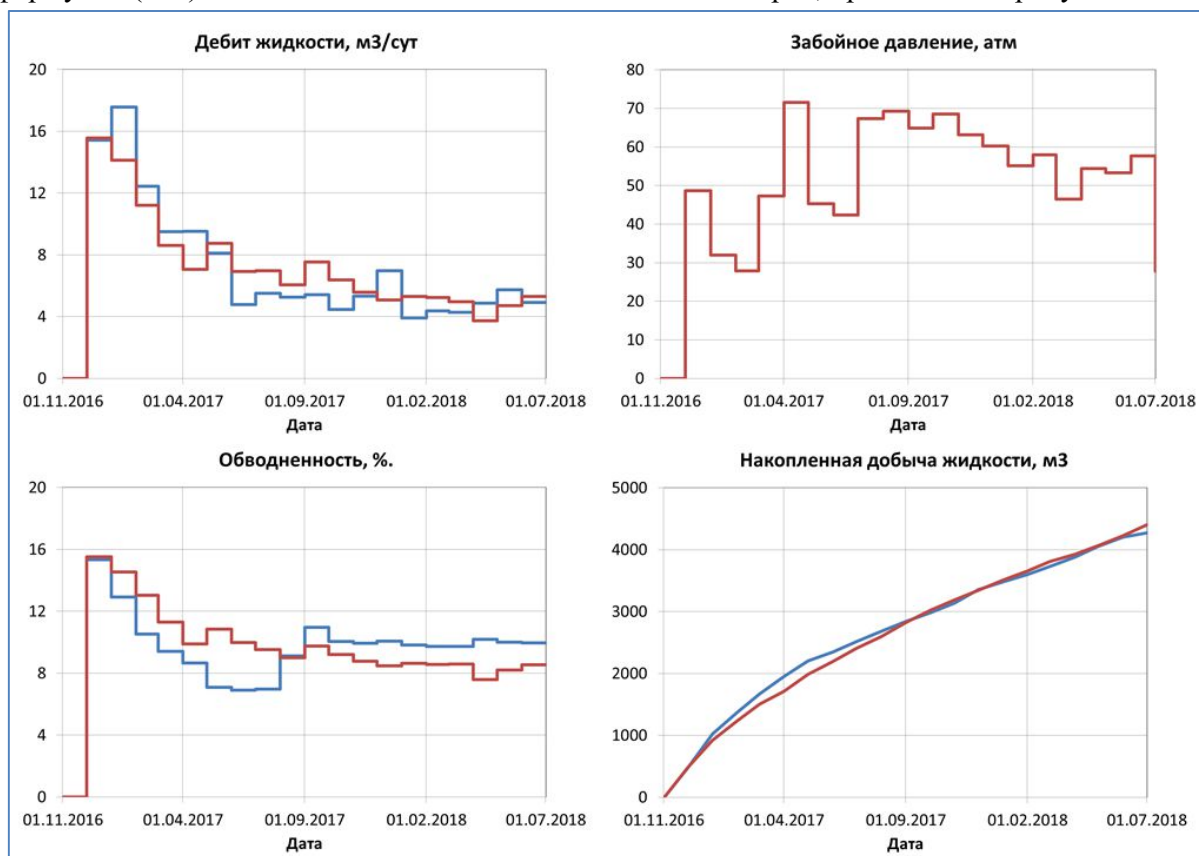


Рисунок 2. Сравнение расчетных показателей разработки (красная кривая) с фактическими данными (синяя кривая) для однопластовой скважины

Апробация предложенной интерпретационной модели проведена на одном из месторождений Западной Сибири. Сделаны гидродинамические расчеты для начального периода работы одиночных скважин на слоисто-однородных моделях с контролем по забойному давлению. Относительные фазовые проницаемости для воды и нефти определялись из лабораторных исследований с учетом пересчета в пластовые условия и масштабного фактора. Параметры трещин ГРП взяты из отчетов по дизайну ГРП (фрак-листов).

Получено удовлетворительное совпадение расчетных и фактических показателей разработки без их дополнительной настройки (рисунок 2) Удовлетворительная сходимость расчетных и фактических показателей разработки позволяет интегрировать полученные закономерности в гидродинамическую модель без дополнительных преобразований.

Таким образом, представленная интерпретационная модель позволяет системно увязать данные петрофизических исследований и разработки и повысить точность прогнозирования

фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Байков В.А., Волков В.Г., Галиакберова Л.Р., Желтова И.С. Петрофизические закономерности как инварианты фильтрационных моделей // Вестник УГАТУ. – 2010. – Т. 14. – №2 (37). – С. 178 – 182.

## **Modeling. Petrophysics 1 + 1D. Neocomian sediments of Western Siberia.**

**Baikov Vitaly Anvarovich, Zhonin Alexander Vladimirovich, Konovalova Svetlana Ildusovna,  
Mikhaylov Sergey Petrovich, Rykus Mikhail Vasilyevich**

*LLC RN-UfaNIPIneft, Ufa*

The problem of determining the filtration-capacitive properties of complex low-permeable reservoirs of the Neocomian sediments of Western Siberia is considered. The reservoirs of this region belong to the sandstones of a polymict variety with polymineral composition of the matrix and cement. The presence of two types of cements in the pore space: clay and carbonate - casts doubt on the use of standard two-dimensional connections to interpretation the data of geophysical well studies. Thus, with a fixed value of porosity, the permeability of rocks can vary by more than 100 times, and the residual water saturation twice. In addition, the standard method for determining the nature of saturation does not take into account the residual water saturation of the rock.

The aim of the work was to develop an interpretational model for determining the reservoir properties of rocks of complex mineral composition based on the results of complex petrophysical studies. An algorithm for constructing petrophysical dependencies for porosity, permeability, and residual water saturation of rocks on the double difference parameters of  $A_{gk}$  gamma logging and  $A_{nk}$  neutron logging is presented. To find the residual water saturation of rocks, the principle of invariance of differential filtration equations in the form of Timur–Coats equation, which relates the porosity, permeability, and residual water saturation of the reservoir, is used.

The three-dimensional dependencies for porosity and permeability rocks for one of the fields in Western Siberia are obtained using the values of porosity and permeability of rocks, determined by core, and double difference parameters  $A_{gk}$  and  $A_{nk}$ , determined by well logs, corresponding to the absence of carbonatization intervals.

A good convergence of the calculated values of the parameters of the filtration-capacitive properties by these formulas and the data of the core study was obtained.

Approbation of the interpretational model was carried out at one of the fields in Western Siberia, hydrodynamic calculations were carried out for the initial period of operation of single wells on layered homogeneous models with control by bottomhole pressure. Satisfactory matching of calculated and actual data allows integrating the obtained regularities into the hydrodynamic model without additional transformations.

Thus, the presented interpretation model allows to connect systematically the data of petrophysical research and reservoir development, improve the accuracy of forecasting reservoir properties and limit arbitrariness in the definition of the reservoir properties by means of certain petrophysical laws.

## *Влияние граничных условий на тензор проницаемостей. Метод для создания правильных граничных условий при моделировании тензорных фильтрационных характеристик.*

**Карсанина Марина Владимировна<sup>1,2</sup>, Герке Кирилл Миронович<sup>1,2,3,4,5</sup>, Сизоненко Тимофей Олегович<sup>1</sup>, Корост Дмитрий Вячеславович<sup>6</sup>**

<sup>1</sup>*Институт физики Земли РАН им. О.Ю. Шмидта, Москва*

<sup>2</sup>*Институт динамики геосфер РАН, Москва*

<sup>3</sup>*Институт почвоведения РАН им. В.В. Докучаева, Москва*

<sup>4</sup>*Казанский Федеральный Университет, Казань*

<sup>5</sup>*Московский Физико-Технический Институт, Долгопрудный*

<sup>6</sup>*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва*

### **Введение**

Как показали наши расчеты в масштабе пор [Vasilyev et al., 2016; Gerke et al., 2018a] на основе геометрически периодических стохастических реконструкций [Gerke et al., 2012; Karsanina et al., 2015] возможно использовать наиболее физически обоснованные граничные условия фильтрации — периодические (см. тезисы нашей группы, доклад в этой же секции). Реальные 3D изображения пористых сред, полученные экспериментально, например, с помощью микротомографии периодичными геометриями не обладают, а потому к ним приходится применять неправильные граничные условия с закрытыми стенками [Gerke et al., 2018b]. Целью настоящей работы было разработка методики использования периодических граничных условий к реальным образцам пород.

### **Данные и методы**

Для создания периодической геометрии вокруг 3D томографического изображения создавался слой стохастической реконструкции, который при этом создавался с периодической геометриях. Стохастические реконструкции проводились на основе корреляционных функций [Gerke et al., 2014; Gerke and Karsanina, 2015; Karsanina and Gerke, 2018]. Моделирование однофазной фильтрации проводили с помощью открытого ПО FDMSS [Gerke et al., 2018a]. После проведения моделирования в периодическими граничными условиями рассчитывали полный тензор проницаемости.

### **Результаты**

Примеры расчетных полей скоростей внутри оригинального образца и после добавления геометрически периодической стохастической реконструкции показаны на Рис.1. Тензоры, полученные для оригинального изображения с граничными условиями с закрытыми стенками и для образца с полными периодическими условиями, отличались незначительно — собственные числа тензоров в случае периодической геометрии были лишь на 15-20% выше. Такое малое различие вызвано почти полным отсутствием диагональной анизотропии в исследуемом образце — отсутствием недиагональных членов в тензоре проницаемости. Тем более, что диагональные члены были очень близки к друг другу. В будущем имеет смысл провести такое же исследование на образце с более выраженной анизотропией.

### **Заключение**

На основе стохастических реконструкций был разработан метод размещения реальной структуры образца пористой среды в самого себя, но с периодической геометрией, что позволяет рассчитывать тензор фильтрационных характеристик на основе периодических граничных условий течения и получать правильные тензорные характеристики фильтрации.

или на основе сеточных подходов [Korost and Gerke, 2012; Gerke et al., 2013]. Мы планируем реализовать подход в сеточных моделях [Gerke et al., 2017], в том числе полученных на основе совмещения разномасштабных изображений [Gerke et al., 2015; Karsanina et al., 2018].

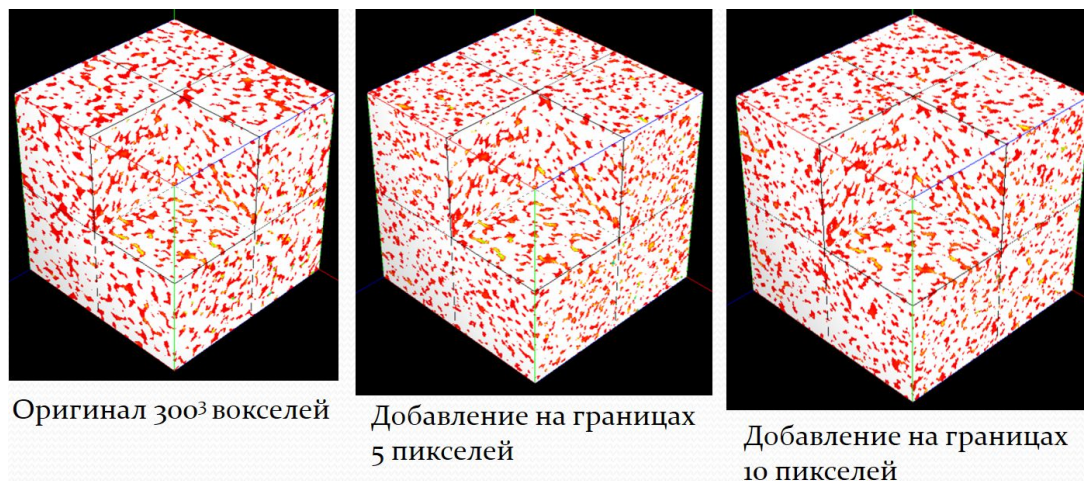


Рис. 1. Пример расчетных полей скоростей для 3D изображения порового строения песчаника (а) с добавлением стохастической реконструкции с каждой стороны куба толщиной 5 (б) и 10 (в) вокселей.

### Благодарность

Совместная работа исследователей проводилась в рамках коллаборационной исследовательской группы FaT iMP (Flow and Transport in Media with Pores / Фильтрация и транспорт в поровой среде, [www.porenetwork.com](http://www.porenetwork.com)). Данные исследования были выполнены при поддержке гранта Российского Научного Фонда №17-17-01310.

### Список литературы

Gerke K.M., Karsanina M.V., Skvortsova E.B. Description and reconstruction of the soil pore space using correlation functions. *Eurasian soil science*, 45(9), pp.861-872.

Gerke K.M., Karsanina M. V., Vasilyev R. V., Mallants D. Improving pattern reconstruction using directional correlation functions. // *EPL (Europhysics Lett.)* – 2014. – Vol. 106, P. 66002. doi:10.1209/0295-5075/106/66002

Gerke K.M., Karsanina M. V. Improving stochastic reconstructions by weighting correlation functions in an objective function. // *EPL (Europhysics Lett.)* – 2015. – Vol. 111, P. 56002. doi:10.1209/0295-5075/111/56002

Gerke K.M., Karsanina M. V., Mallants, D. Universal Stochastic Multiscale Image Fusion: An Example Application for Shale Rock. // *Scientific Reports*. – 2015. – Vol. 5, P. 15880. doi:10.1038/srep15880

Gerke K.M., Vasilyev R.V., Korost D.V., Karsanina M.V., Balushkina N., Khamidullin R., Kalmykov G.A., Mallants D. Determining physical properties of unconventional reservoir rocks: from laboratory to pore-scale modeling. // SPE 167058 Technical paper, presented at SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition, 11-13 November 2013, Brisbane, Australia. DOI: 10.2118/167058-MS.

*Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V.* Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. // SPE 187874 Technical paper, presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. DOI: 10.2118/187874-MS.

*Gerke K., Karsanina M., Khomyak A., Darmaev B., Korost, D.* Tensorial Permeability Obtained from Pore-Scale Simulations as a Proxy to Core Orientation in Non-Aligned Rock Material. // SPE SPE-191661-18RPTC-MS Technical paper, presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, 15-17 October, Moscow, Russia, 2018. DOI: 10.2118/187874-MS.

*Gerke K.M., Vasilyev R.V., Khirevich S., Karsanina M.V., Collins D., Sizonenko T., Korost D.V., Lamontagne S., Mallants D.* Finite-difference method Stokes solver (FDMSS) for 3D pore geometries: Software development, validation and case studies. // Computers & Geosciences (in press). DOI: 10.1016/j.cageo.2018.01.005.

*Karsanina M.V., Gerke K.M.* Hierarchical Optimization: Fast and Robust Multiscale Stochastic Reconstructions with Rescaled Correlation Functions. // Physical Review Letters. - 2018.- 121 (26), p.265501.

*Karsanina M. V., Gerke K. M., Skvortsova E. B., Mallants D.* Universal spatial correlation functions for describing and reconstructing soil microstructure // PLoS ONE. – 2015. – Vol. 10. – №. 5. – P. e0126515.

*Karsanina, M. V., Gerke, K. M., Skvortsova, E. B., Ivanov, A. L., Mallants, D.* Enhancing image resolution of soils by stochastic multiscale image fusion. // Geoderma. – 2018. – Vol. 314, P. 138-145.

*Korost D.V., Gerke K.M.* Computation of reservoir properties based on 3D-structure of porous media. // SPE 162023 Technical paper, presented at SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October, Moscow, Russia, 2012. DOI: 10.2118/162023-MS.

*Vasilyev R. V., Gerke K.M., Karsanina M. V., Korost D. V.* Solution of the stokes equation in three-dimensional geometry by the finite-difference method. // Math. Model. Comput. Simulations. – 2016. – Vol. 8, P. 63–72. doi:10.1134/S2070048216010105

## **Influence of boundary conditions on permeability tensor**

**Kirill M. Gerke<sup>1,2,3,4,5</sup>, Marina V. Karsanina<sup>1,2</sup>, Regina Katsman<sup>6</sup>, Timofey O. Sizonenko<sup>1</sup>,  
Dmitry V. Korost<sup>7</sup>**

<sup>1</sup>*Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

<sup>2</sup>*Institute of Geospheres Dynamics of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

<sup>3</sup>*Dokuchaev Soil Science Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

<sup>4</sup>*Kazan Federal University, Kazan*

<sup>5</sup>*Moscow Institute of Physics and Technology, Dolgoprudny*

<sup>6</sup>*Haifa University, Haifa*

<sup>7</sup>*Lomonosov Moscow State University, Moscow*

While it is well known that permeability is a tensor, in most applications a scalar value or only diagonal values (without finding eigenvectors) are used for modelling and rock material analysis. The main problem with using tensorial permeabilities lies with its experimental measurement. Another option – pore-scale modelling based on 3D images of porous media structure obtained using X-ray microtomography or stochastic reconstruction is a valuable alternative. While the mathematical procedure of tensorial permeability computation is straightforward, what are the correct boundary conditions for flow are not clear both for laboratory measurements and computer simulations. In this work we explore a variety of boundary conditions and clearly show that unless eigenvalues of permeability tensor are not known *a priori* (usually the case) experimental permeameter setup to access permeability produces incorrect results. To simulate permeability tensor based on any 3D pore geometry obtained using experimental tomography setup, one needs to create periodic geometry. This problem is further considered in our another contribution to this conference.

## *К оценке горизонтального напряжения с помощью мини-гидроразрыва пласта во взбросовом тектоническом режиме.*

**Дубиня Никита Владиславович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН*

### **Введение**

Работа посвящена исследованию параметров напряженного состояния пород околоскважинной зоны по результатам, получаемым при проведении мини-гидроразрыва пласта (миниГРП). Как правило, такой подход используется на практике для оценки значения минимального горизонтального напряжения, действующего в породах на глубине проведения миниГРП. Несмотря на частое использование этого подхода именно в контексте оценки минимального горизонтального напряжения, с формальной точки зрения этим способом может быть оценено значение минимального главного напряжения, которое легко может не совпадать с минимальным горизонтальным напряжением. Действительно, в отдельных случаях, а именно, при реализации взбросового тектонического режима наблюдается преобладание минимального горизонтального напряжения над вертикальным что приводит к тому, что обычные методы оценки напряжения по данным миниГРП позволяют оценить величину вертикального напряжения, действующего на глубине его приведения. В работе ставится вопрос, можно ли как-то изменить методику интерпретации или проведения миниГРП в случае взбросового тектонического режима для того, чтобы не потерять важную информацию о горизонтальном напряжении

### **Оценка напряжений по кривой давления**

Методы изучения напряженного состояния по данным скважинных исследований активно развиваются в последние десятилетия, а важность скважинных данных в понимании тектонических процессов, протекающих в верхних слоях Земной коры, непрерывно растет. Так, согласно оценкам [Heidbach et al., 2016] около 15% из 42870 данных о направлениях главных осей тензора напряжений, занесенных в мировую базу данных по напряжениям в литосфере (World Stress Map) получены на основании интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

Существующие методы использования скважинных данных для оценки напряженного состояния пород околоскважинной зоны сводятся к тому, чтобы интерпретировать получаемые со скважин данные таким образом, чтобы определить шесть независимых компонент тензора напряжений. На практике речь часто идет о четырех независимых компонентах – такое уменьшение обусловлено использованием гипотезы о субвертикальности одной из главных осей [Zoback, 2007]. В условиях ее применимости тензор напряжений может быть полностью описан с помощью четырех независимых величин: трех главных напряжений – вертикального  $\sigma_V$ , максимального горизонтального  $\sigma_H$  и минимального горизонтального  $\sigma_h$  – и азимута действия одного из главных напряжений, полностью определяющего ориентацию главных осей тензора напряжений. Использование различных скважинных данных позволяет оценивать возможные значения этих величин на разных глубинах и, тем самым, решать задачу реконструкции параметров напряженного состояния вдоль траектории скважины.

Вертикальное напряжение часто может быть оценено на каждой глубине как вес вышележащих пород, тогда как горизонтальные напряжения гораздо сложнее оценивать.



Существует большое количество методов оценки этих величин, однако все они являются косвенными. Единственным прямым методом оценки горизонтальных напряжений принято считать [Zoback, 2007, стр. 206] поведение кривой давления в ходе теста на приемистость, миниГРП или полноценного гидроразрыва. В основе этого подхода лежит анализ функции давления на скважине от времени на протяжении процесса развития трещины от скважины. Впервые основные положения подхода были сформулированы в работе [Hubbert, Willis, 1957], где было обосновано, что трещина гидроразрыва будет распространяться в направлении, перпендикулярном направлению действия минимального главного напряжения  $\sigma_3$ . Заключение, касающиеся значения минимального главного напряжения были развиты в работе [Gaarenstroom et al., 1993], где было рассмотрено характерное поведение кривой давления в течение процесса развития трещины – рис. 1.

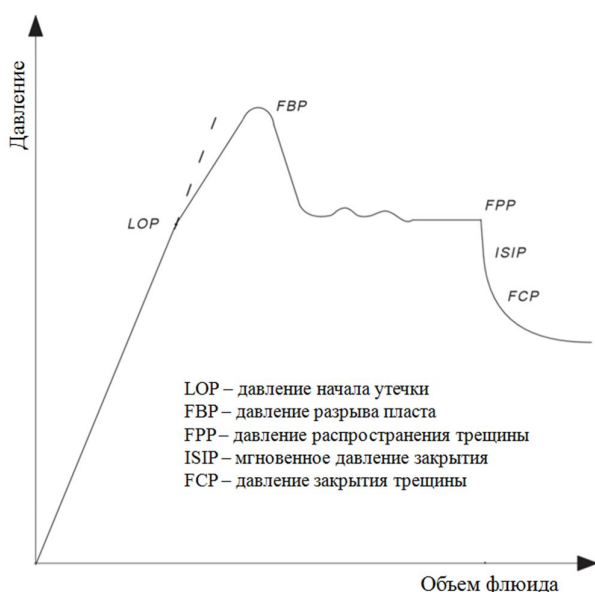


Рис 1. Схематическое поведение давления при проведении гидроразрыва или теста на приемистость. По [Gaarenstroom et al., 1993] с изменениями.

Согласно схеме, представленной на рис. 1, давление закачиваемого флюида ведет себя нелинейно в течение процесса развития трещины: сначала происходит линейное его возрастание как функции от объема закачиваемого флюида (или времени, если происходит закачка с постоянным расходом). В определенный момент линейная зависимость нарушается из-за начала утечек (на рис. 1 этому моменту начала утечек соответствует величина давления LOP). Разрыв породы происходит при достижении давления разрыва пласта FBP, после чего происходит уменьшение давления до величины FPP – давления распространения трещины. Согласно оценкам [Nickman, Zoback, 1983], эта величина уже является достаточно близкой к величине минимального главного напряжения  $\sigma_3$ . Тем не менее, более точная оценка достижима после прекращения закачки и быстрого спада давления до величины мгновенного давления закрытия ISIP и дальнейшего спада до величины давления закрытия трещины FCP. В зависимости от условий проведения теста последние две величины могут быть близки к значению  $\sigma_3$  на глубине проведения исследования [Zoback, 2007]. Таким образом, если минимальное главное напряжение горизонтально, данный метод позволяет определить  $\sigma_h$ .

Описанный подход часто применяется для оценки величины  $\sigma_h$ , однако формально он позволяет оценить именно значение минимального главного напряжения  $\sigma_3$ . Если в окрестности скважины выполняется неравенство  $\sigma_h > \sigma_V$ , то минимальное главное напряжение  $\sigma_3$  окажется равным вертикальному напряжению, то есть давление закрытия трещины FCP должно быть равно весу вышележащих пород. Это приводит к существенному снижению информативности проведенного гидроразрыва с точки зрения оценки параметров напряженного состояния. Тем не менее, более детальные исследования показывают, что это не повод отказываться от миниГРП в регионах с преобладающим взбросовым режимом – концентрация напряжений вокруг скважины может локально изменять тектонический режим.

### Концентрация напряжений вокруг скважины

В явном виде такое распределение может быть выписано, например, для решения классической задачи Кирша для концентрации напряжений вокруг кругового отверстия [Kirsch, 1898]. В качестве граничных условий используется двухосное сжатие (два перпендикулярных главных напряжения  $\sigma_H$  и  $\sigma_h$ ,  $\sigma_H \geq \sigma_h$ ) на бесконечно удаленных границах и давление бурового раствора на отверстии  $P_{mud}$ . При этом среда считается пороупругой, насыщенной жидкостью под давлением  $P_{por}$  [Jaeger, Cook, 1979]. На рис. 2 показаны типичные эпюры напряжений, действующих в направлении действия минимального горизонтального напряжения на большом удалении от скважины (фиолетовый цвет), максимального горизонтального напряжения (голубой цвет) и вертикального напряжения (оранжевый цвет). Эпюры построены вдоль потенциальной траектории распространения трещины миниГРП – вдоль направления развития трещин растяжения, образовавшихся при бурении. Сплошные линии соответствуют предположению о неизменности вертикального напряжения на заданной глубине из-за концентрации напряжений (классическое решение двумерной задачи Кирша), точки отражают учет влияния концентрации напряжений на величину вертикального напряжения. Конкретно рис. 2 построен для граничных условий, соответствующих взбросовому режиму на достаточном удалении от скважины: тектонические напряжения равны  $\sigma_H = 60$  МПа,  $\sigma_h = 35$  МПа при условии, что вес вышележащих пород обеспечивает вертикальное напряжение  $\sigma_V = 30$  МПа.

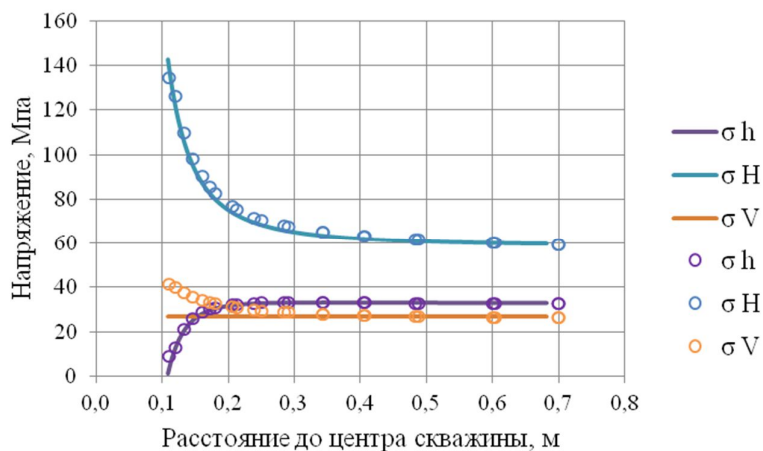


Рис 2. Изменчивость главных напряжений вдоль траектории трещины миниГРП.

Видно, что, несмотря на то, что на достаточно большом расстоянии от скважины в соответствии с граничными условиями выполняется условие взбросового тектонического режима ( $\sigma_h > \sigma_v$  на расстояниях больше двух радиусов скважины), из-за того, что по мере приближения к скважине минимальное горизонтальное напряжение уменьшается, а вертикальное увеличивается, вблизи скважины реализуется сдвиговый тектонический режим ( $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ ). Следует отметить, что аналогичные результаты – проявление сдвигового режима в окрестности скважины – могут быть получены методами тектонофизической реконструкции [Гараванд, Ребецкий, 2018].

### **Трещина миниГРП во взбросовом тектоническом режиме**

То, каким образом трещина миниГРП развивается после своей инициации, определяется, в первую очередь, прочностными свойствами среды, условиями закачки и полем напряжений. Учитывая, что трещина развивается в поле напряжений, показанном на рис. 2, ее геометрия может оказаться достаточно сложной. На протяжении всего процесса трещина миниГРП будет развиваться в плоскости, нормальной к направлению действия минимального главного напряжения, однако в определенный момент происходит переиндексация главных напряжений. Так, на начальном этапе распространения трещина должна развиваться в плоскости, нормальной к направлению действия  $\sigma_h$  (в сдвиговом тектоническом режиме). Однако если трещина будет продолжать развиваться достаточно долго, рано или поздно она может перейти в условия, требующие ее распространения в горизонтальной плоскости, нормальной к направлению действия  $\sigma_v$  (взбросовый режим). Интересно отметить, что вероятно ее поведение может достаточно хорошо описываться радиальной моделью: на первом этапе развития трещина еще слишком маленькая, чтобы неоднородность пород и поля напряжений успела серьезно изменить аспектное отношение (соотношение длины и высоты), а на втором этапе трещина распространяется в горизонтальной плоскости, что часто описывается именно радиальной моделью [Zoback, 2007] в рамках определенных предположений.

В результате, от того, насколько далеко распространится трещина до начала закачки, будет зависеть, какому напряжению –  $\sigma_v$  или  $\sigma_h$  – будет соответствовать давление закрытия трещины FCP. Существует потенциальная возможность останавливать закачку достаточно быстро, чтобы оценить значение минимального горизонтального напряжения в той области, в которой еще реализуется сдвиговый режим, а далее, оставаясь в рамках модели, описывающей концентрацию напряжений, пересчитать эту величину в значение минимального горизонтального напряжения, действующего на большом отдалении даже во взбросовом тектоническом режиме.

### **Заключение**

Описанные положения позволяют сформулировать концепцию использования данных, получаемых при миниГРП для оценки минимального горизонтального напряжения даже в регионах с преобладающим взбросовым тектоническим режимом. Предполагается, что при малых объемах закачанного флюида геометрия трещины будет достаточно сложной: вблизи скважины трещина будет находиться в вертикальной плоскости, на расстоянии, не превышающем пяти радиусов скважины (начало ощутимого изменения  $\sigma_h$  и  $\sigma_v$  из-за концентрации напряжений) трещина начнет переходить в горизонтальную плоскость, в которой и продолжит развиваться далее. В отличие от полноценного гидроразрыва, в случае

миниГРП начальная область может не быть пренебрежимо мала. Более того, своевременная остановка закачки позволяет оценить значение минимального горизонтального напряжения по величине давления закрытия трещины. Конкретная требуемая для этого длина трещины зависит от соотношения между  $\sigma_h$  и  $\sigma_v$ , которое должно быть предварительно оценено по сведениям о тектонике региона.

### Список литературы

*Гараванд А., Ребецкий Ю.Л.* Методы геомеханики и тектонофизики при решении проблем устойчивости нефтяных скважин в процессе бурения // Геофизические исследования. – 2018. – Т. 19. – №1. – С. 55–76.

*Gaarenstroom L., Tromp R.A.J., Brandenburg A.M.* Overpressures in the Central North Sea: implications for trap integrity and drilling safety // Geological Society, London, Petroleum Geology Conference Series. – 1993. – V. 4. – № 1. – P. 1305–1313.

*Heidbach O., Rajabi M., Reiter K., Ziegler M., WSM Team.* World Stress Map Database Release 2016 // GFZ Data Services.

*Hickman S.H., Zoback M.D.* The interpretation of hydraulic fracturing pressure-time data for in situ stress determination // Hydraulic Fracturing Measurements. – 1983. – P. 44–54.

*Hubbert M.K., Willis D.G.* Mechanics of hydraulic fracturing // Petr Trans AIME (JPT). – 1957. – V. 210. – P. 153–163.

*Jaeger J.C., Cook N.G.W.* Fundamentals of Rock Mechanics, 2nd edn. New York: Chapman and Hall. 1979. 593 p.

*Kirsch E.G.* Die Theorie der Elastizität und die Bedürfnisse der Festigkeitslehre, Zeitschrift des Verlines Deutscher Ingenieure // Zeitschrift des Vereines deutscher Ingenieure. – 1898. – V. 42. – P. 797–807.

*Zoback M.D.* Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 2007. 505 p.

**On horizontal stress estimation using leak-off test in case of reverse faulting stress regime**  
**N.Dubinya, IPE RAS**

The study is devoted to specifics of leak-off test (LOT) data interpretation for estimating minimum horizontal stress in case of reverse faulting stress regime. LOTs provide valuable information regarding minimum principal stress acting in the vicinity of the well at the depth of LOT. The LOT data interpretation depends on stress regime: if reverse faulting stress regime is realized, minimum principal stress is related to vertical stress so the value of LOT data for estimating horizontal stresses decreases. In the current study stress concentration around the wellbore effect on results of LOT data interpretation is considered. It is shown that there are certain configurations of principal stresses satisfying the reverse faulting regime which give a possibility to determine minimum horizontal stress using LOT data. An elastic problem with analytical solution was considered alongside with numerical modeling of the problem for poroelastic saturated media. For both cases stress defined through LOT data is related to minimum horizontal stress for different stress states and conditions of performing LOT. It is shown, that reverse faulting stress regime may change in the vicinity of the well to strike-slip regime due to stress concentration effect. As far as minimum horizontal stress decrease while moving to the vertical well which acts as a stress concentrator, while vertical stress decreases along the same trajectory, stress profiles intersect at a distance not more than 5 well radii. Thus, whenever one controls fluid injection to prevent tensile fracture from reaching this intersection point, fracture closure pressure is to correspond to the value of minimum horizontal stress which is equal to local minimum principal stress despite the stress regime being reverse faulting far from the well. That means that if principal stresses' spatial distribution is known around the well it becomes possible to estimate the value of minimum horizontal stress acting far from a well based on fracture closure pressure obtained from leak-off test.

## *Метод для создания правильных граничных условий при моделировании тензорных фильтрационных характеристик.*

**Карсанина Марина Владимировна<sup>1,2</sup>, Герке Кирилл Миронович<sup>1,2,3,4,5</sup>, Сизоненко Тимофей Олегович<sup>1</sup>, Корост Дмитрий Вячеславович<sup>6</sup>**

<sup>1</sup>*Институт физики Земли РАН им. О.Ю. Шмидта, Москва*

<sup>2</sup>*Институт динамики геосфер РАН, Москва*

<sup>3</sup>*Институт почвоведения РАН им. В.В. Докучаева, Москва*

<sup>4</sup>*Казанский Федеральный Университет, Казань*

<sup>5</sup>*Московский Физико-Технический Институт, Долгопрудный*

<sup>6</sup>*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва*

### **Введение**

Как показали наши расчеты в масштабе пор [Vasilyev et al., 2016; Gerke et al., 2018a] на основе геометрически периодических стохастических реконструкций [Gerke et al., 2012; Karsanina et al., 2015] возможно использовать наиболее физически обоснованные граничные условия фильтрации — периодические (см. тезисы нашей группы, доклад в этой же секции). Реальные 3D изображения пористых сред, полученные экспериментально, например, с помощью микротомографии периодичными геометриями не обладают, а потому к ним приходится применять неправильные граничные условия с закрытыми стенками [Gerke et al., 2018b]. Целью настоящей работы было разработка методики использования периодических граничных условий к реальным образцам пород.

### **Данные и методы**

Для создания периодической геометрии вокруг 3D томографического изображения создавался слой стохастической реконструкции, который при этом создавался с периодической геометриях. Стохастические реконструкции проводились на основе корреляционных функций [Gerke et al., 2014; Gerke and Karsanina, 2015; Karsanina and Gerke, 2018]. Моделирование однофазной фильтрации проводили с помощью открытого ПО FDMSS [Gerke et al., 2018a]. После проведения моделирования в периодическими граничными условиями рассчитывали полный тензор проницаемости.

### **Результаты**

Примеры расчетных полей скоростей внутри оригинального образца и после добавления геометрически периодической стохастической реконструкции показаны на Рис.1. Тензоры, полученные для оригинального изображения с граничными условиями с закрытыми стенками и для образца с полными периодическими условиями, отличались незначительно — собственные числа тензоров в случае периодической геометрии были лишь на 15-20% выше. Такое малое различие вызвано почти полным отсутствием диагональной анизотропии в исследуемом образце — отсутствием недиагональных членов в тензоре проницаемости. Тем более, что диагональные члены были очень близки к друг другу. В будущем имеет смысл провести такое же исследование на образце с более выраженной анизотропией.

### **Заключение**

На основе стохастических реконструкций был разработан метод размещения реальной структуры образца пористой среды в самого себя, но с периодической геометрией, что позволяет рассчитывать тензор фильтрационных характеристик на основе периодических граничных условий течения и получать правильные тензорные характеристики фильтрации. или на основе сеточных подходов [Korost and Gerke, 2012; Gerke et al., 2013]. Мы планируем

реализовать подход в сеточных моделях [Gerke et al., 2017], в том числе полученных на основе совмещения разномасштабных изображений [Gerke et al., 2015; Karsanina et al., 2018].

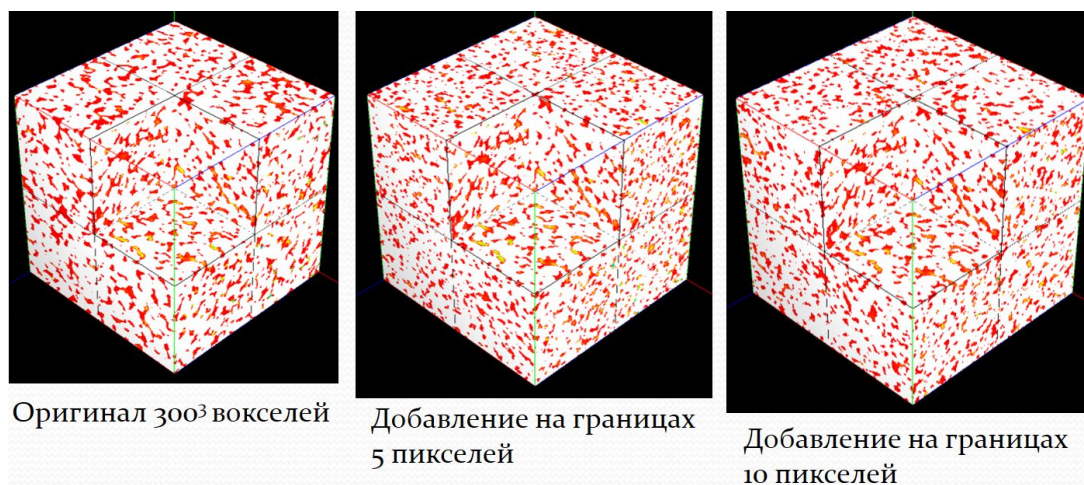


Рис. 1. Пример расчетных полей скоростей для 3D изображения порового строения песчаника (а) с добавлением стохастической реконструкции с каждой стороны куба толщиной 5 (б) и 10 (в) вокселей.

### Благодарность

Совместная работа исследователей проводилась в рамках коллаборационной исследовательской группы FaT iMP (Flow and Transport in Media with Pores / Фильтрация и транспорт в поровой среде, [www.porenetwork.com](http://www.porenetwork.com)). Данные исследования были выполнены при поддержке гранта Российского Научного Фонда №17-17-01310.

### Список литературы

Gerke K.M., Karsanina M.V., Skvortsova E.B. Description and reconstruction of the soil pore space using correlation functions. *Eurasian soil science*, 45(9), pp.861-872.

Gerke K.M., Karsanina M. V., Vasilyev R. V., Mallants D. Improving pattern reconstruction using directional correlation functions. // *EPL (Europhysics Lett.)* – 2014. – Vol. 106, P. 66002. doi:10.1209/0295-5075/106/66002

Gerke K.M., Karsanina M. V. Improving stochastic reconstructions by weighting correlation functions in an objective function. // *EPL (Europhysics Lett.)* – 2015. – Vol. 111, P. 56002. doi:10.1209/0295-5075/111/56002

Gerke K.M., Karsanina M. V., Mallants, D. Universal Stochastic Multiscale Image Fusion: An Example Application for Shale Rock. // *Scientific Reports*. – 2015. – Vol. 5, P. 15880. doi:10.1038/srep15880

Gerke K.M., Vasilyev R.V., Korost D.V., Karsanina M.V., Balushkina N., Khamidullin R., Kalmykov G.A., Mallants D. Determining physical properties of unconventional reservoir rocks: from laboratory to pore-scale modeling. // SPE 167058 Technical paper, presented at SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition, 11-13 November 2013, Brisbane, Australia. DOI: 10.2118/167058-MS.

Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V. Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for



complex rocks on pore-level. // SPE 187874 Technical paper, presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. DOI: 10.2118/187874-MS.

*Gerke K., Karsanina M., Khomyak A., Darmaev B., Korost, D.* Tensorial Permeability Obtained from Pore-Scale Simulations as a Proxy to Core Orientation in Non-Aligned Rock Material. // SPE SPE-191661-18RPTC-MS Technical paper, presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, 15-17 October, Moscow, Russia, 2018. DOI: 10.2118/187874-MS.

*Gerke K.M., Vasilyev R.V., Khirevich S., Karsanina M.V., Collins D., Sizonenko T., Korost D.V., Lamontagne S., Mallants D.* Finite-difference method Stokes solver (FDMSS) for 3D pore geometries: Software development, validation and case studies. // Computers & Geosciences (in press). DOI: 10.1016/j.cageo.2018.01.005.

*Karsanina M.V., Gerke K.M.* Hierarchical Optimization: Fast and Robust Multiscale Stochastic Reconstructions with Rescaled Correlation Functions. // Physical Review Letters. - 2018.- 121 (26), p.265501.

*Karsanina M. V., Gerke K. M., Skvortsova E. B., Mallants D.* Universal spatial correlation functions for describing and reconstructing soil microstructure // PLoS ONE. – 2015. – Vol. 10. – №. 5. – P. e0126515.

*Karsanina, M. V., Gerke, K. M., Skvortsova, E. B., Ivanov, A. L., Mallants, D.* Enhancing image resolution of soils by stochastic multiscale image fusion. // Geoderma. – 2018. – Vol. 314, P. 138-145.

*Korost D.V., Gerke K.M.* Computation of reservoir properties based on 3D-structure of porous media. // SPE 162023 Technical paper, presented at SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October, Moscow, Russia, 2012. DOI: 10.2118/162023-MS.

*Vasilyev R. V., Gerke K.M., Karsanina M. V., Korost D. V.* Solution of the stokes equation in three-dimensional geometry by the finite-difference method. // Math. Model. Comput. Simulations. – 2016. – Vol. 8, P. 63–72. doi:10.1134/S2070048216010105

## **Applying correct boundary conditions to simulate tensorial flow properties**

**Marina V. Karsanina<sup>1,2</sup>, Kirill M. Gerke<sup>1,2,3,4,5</sup>, Timofey O. Sizonenko<sup>1</sup>, Dmitry V. Korost<sup>6</sup>**

*<sup>1</sup>Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

*<sup>2</sup>Institute of Geospheres Dynamics of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

*<sup>3</sup>Dokuchaev Soil Science Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

*<sup>4</sup>Kazan Federal University, Kazan*

*<sup>5</sup>Moscow Institute of Physics and Technology, Dolgoprudny*

*<sup>6</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow*

As our pore scale calculations have shown based on geometrically periodic stochastic reconstructions it is possible to use the most physically justified flow boundary conditions - periodic (see another contribution from our research group, the talk is in the same conference section). Real 3D images of porous media obtained experimentally, for example, using microtomography, do not have periodic geometries, and therefore conventional boundary conditions with closed walls are usually applied; the situation is the same for permeameter type laboratory measurements on rock core material. The purpose of this work was to develop a methodology for applying periodic flow boundary conditions for real rock 3D images obtained with X-ray microtomography with non-periodic geometries. On the basis of stochastic reconstructions, a method was developed for encapsulating a real structure of samples of a porous medium into statistically similar media, but with a periodic geometry. This allows to calculate the permeability tensor on the basis of periodic flow boundary conditions and obtain the correct permeability tensor characteristics. We plan to implement this approach in porenetwork models, including those obtained on the basis of multiscale image fusion techniques.

## Модель фильтрации жидкости через флюидоупор, связанная с потерей сплошности среды

Аксаков Алексей Владимирович, Байков Виталий Анварович, Борщук Олег Сергеевич, Коновалова Светлана Ильдусовна

ООО «РН-УфаНИПИнефть», г. Уфа

Проблема миграции углеводородов через флюидоупоры в настоящее время остается недостаточно изученной. Механизм первичной миграции углеводородов, образующихся за счет преобразования органического вещества в нефтематеринских породах, обусловлен в основном текущей трещиноватостью флюидоупоров.

В работе представлена модель переноса жидкости через непроницаемую для флюида глину, основанная на предположении о потере сплошности флюидоупора вследствие образования трещин и дальнейшего движения по ним флюида. Математическая модель развития трещины включает уравнения гидродинамики теории упругости, описывающие течение жидкости в трещине и деформированное состояние среды, условия их сопряжения, а также начальные и граничные условия.

Задача распространения трещины в однородной упругой среде в вертикальном и горизонтальном направлениях рассматривается в двумерной постановке (рисунок 1 а)). В основании трещины ( $z = 0$ ) расположен источник поступления жидкости в трещину с постоянным удельным расходом (через поперечное сечение трещины)  $q$ . Под действием избыточного давления внутри трещины  $p_e = p - \sigma_{min}$  трещина начинает расти в вертикальном и горизонтальном направлениях, увеличивая высоту  $H$ , полудлину  $L$  и раскрытие  $w$ .

В однородной среде плотности  $\rho_r$  с постоянным коэффициентом Пуассона функцию  $\sigma_{min}(z)$  можно представить в виде  $\sigma_{min}(z) = \sigma_{min}(z_0) - \rho_r g(z - z_0)$ , где  $\rho_r g = const$  – градиент смыкающих напряжений. Трещина развивается в вертикальной плоскости за счет поднимающейся вверх несжимаемой жидкости под действием силы плавучести.

Уравнение течения вязкой несжимаемой жидкости в трещине в приближении пограничного слоя:

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\beta w^2}{4\mu} \frac{\partial w}{\partial z} - \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{w^3}{12\mu} \frac{\partial p_e}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{w^3}{12\mu} \frac{\partial p_e}{\partial y} \right) = Q_w, \quad (1)$$

где  $\mu$ ,  $\rho_f$  – вязкость и плотность жидкости,  $\beta = (\rho_r - \rho_f)g$  – градиент силы плавучести,  $Q_w$  – утечки жидкости гидроразрыва из трещины в проницаемый пласт.

Вторая группа уравнений описывает деформированное состояние среды, находящейся в состоянии равновесия под действием силы тяжести в линейно-упругом приближении:

$$\sigma_{ij,i} = -\rho_r g_j, \quad (2)$$

где  $\sigma_{ij} = \lambda \varepsilon_{kk} \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij}$  – тензор полных напряжений,  $\varepsilon_{ij} = 1/2(u_{i,j} + u_{j,i})$  – тензор деформации,  $\lambda$  и  $G$  – коэффициенты Ламе,  $u_i$  – компоненты вектора смещения.

Сшивание трехмерных уравнений теории упругости и двумерных уравнений динамики жидкости в трещине осуществляется через давление на стенках трещины и ее раскрытие:

$$\sigma_{xx}|_{x=0} = -p, \quad 2u_x|_{x=0} = w. \quad (3)$$

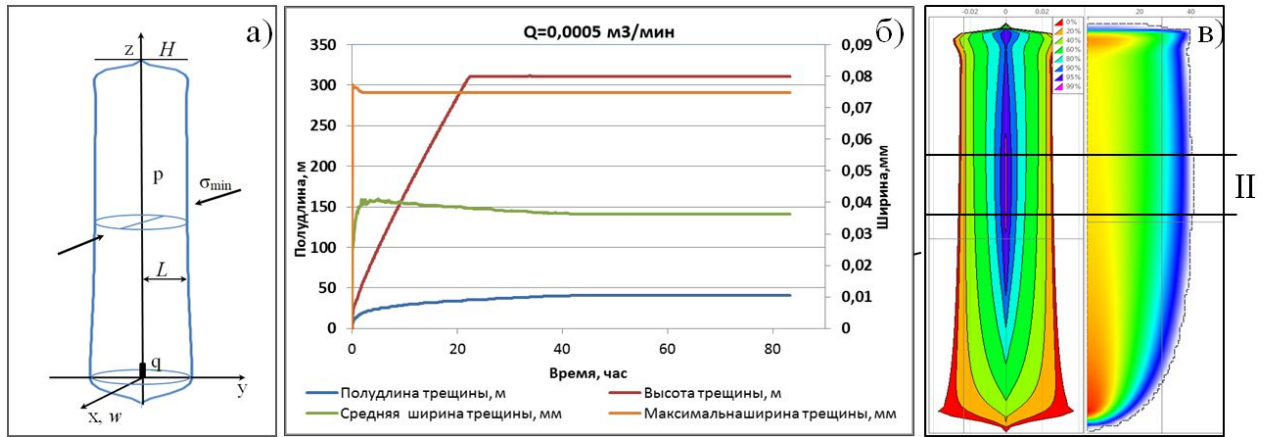


Рисунок 1. а) Схема развития трещины:  $H(t)$  – высота трещины;  $w(y, z, t)$  – величина раскрытия трещины;  $L(z, t)$  – полудлина трещины,  $q$  – удельный расход жидкости;  $p(y, z, t)$  – давление жидкости в трещине;  $\sigma_{min}(z)$  – смыкающие напряжения в пласте; б) динамика параметров трещины; в) профиль раскрытия и вертикальное сечение трещины.

Методом граничных интегральных уравнений однородное изотропное трехмерное уравнение (2) с учетом условий сопряжения (3) сводится к двумерному интегральному уравнению на раскрытие трещины [1]:

$$p_e = -\frac{G}{4\pi(1-\nu)} \iint_{\Omega} \left( \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{1}{r} \right) \frac{\partial w}{\partial y'} + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{1}{r} \right) \frac{\partial w}{\partial z'} \right) dy' dz', \quad (4)$$

где  $r = \sqrt{(y - y')^2 + (z - z')^2}$ ,  $\Omega$  – область, занятая трещиной,  $\nu$  – коэффициент Пуассона,  $G$  – модуль сдвига. Интеграл в уравнении (4) является сингулярным и имеет в виду его главное значение в смысле Коши [2].

Начальные условия – заданное распределение избыточного давления в трещине:

$$p_e(z)|_{t=0} = p_0(z) - \sigma_{min}(z), p_e(0)|_{t=0} > 0. \quad (5)$$

Граничные условия – заданный расход жидкости в основании трещины и условие непротекания через вершину трещины:

$$q|_{z=0} = \begin{cases} 0, & t < 0, \\ \frac{\beta}{12\mu} w_0^3, & t \geq 0, \end{cases} \quad q|_{z=H} = 0, \quad t > 0, \quad (6)$$

где  $w_0$  – установившееся раскрытие трещины.

Таким образом, задача роста двумерной трещины при постоянном расходе жидкости описывается уравнениями (1), (4–6) для двух неизвестных ( $p_e, w$ ) и в общей постановке может быть решена только численно.

Ниже рассмотрен стационарный режим, когда длина трещины постоянна, при этом предполагается, что давление в трещине мало отличается от давления смыкания и  $\beta z \gg p_e$  (для характерных параметров  $p_e \sim 0,1$  МПа,  $\beta \sim 0,015$  МПа/м и  $H > 20$  м), а градиенты давления в горизонтальном направлении малы, тогда уравнение (1) приводится к виду:

$$\frac{\beta w^2}{4\mu} \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \Rightarrow w = w(y). \quad (7)$$

В случае, когда  $H \gg w$  и  $H > L$  можно считать, что область раскрытия трещины – бесконечная полоса:  $-L < y < L, -\infty < z < +\infty$ . Тогда из (4) с учетом (7) следует:

$$p_e = -\frac{G}{4\pi(1-\nu)} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-L}^{+L} \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{1}{r} \right) \frac{\partial w}{\partial y'} dy' dz' = -\frac{G}{2\pi(1-\nu)} \int_{-L}^{+L} \frac{\partial w}{\partial y'} \frac{dy'}{y'-y}. \quad (8)$$

Для интеграла (8) существует обратное преобразование, которое в случае четной функции  $f(\tau)$  может быть представлено в виде [3]:

$$f(\xi) = \frac{1}{\pi i} \int_{-L}^{+L} \frac{\varphi'(\tau)}{\tau - \xi} d\tau \quad \Leftrightarrow \quad \varphi'(\xi) = \frac{2\xi}{\pi i \sqrt{a^2 - \xi^2}} \int_0^{+L} \frac{f(\tau) \sqrt{L^2 - \tau^2}}{\tau^2 - \xi^2} d\tau \quad (9)$$

Интегрируя (9) с учетом (8), получаем выражение для раскрытия трещины:

$$w(y) = \frac{2(1-\nu)}{\pi G} \int_0^L p_e(\tau) \ln \left| \frac{\sqrt{L^2 - y^2} + \sqrt{L^2 - \tau^2}}{\sqrt{L^2 - y^2} - \sqrt{L^2 - \tau^2}} \right| d\tau, \quad (10)$$

которое при  $p_e = \text{const}$  дает известное решение распространения узкой трещины в бесконечном теле под действием постоянного давления, имеющей в поперечном сечении эллиптическую форму [4]:

$$w(y) = \frac{2(1-\nu)}{G} p_e \sqrt{L^2 - y^2}. \quad (11)$$

Введём среднюю скорость жидкости как отношение удельного расхода через сечение трещины к ее раскрытию (или из уравнения неразрывности  $\partial w / \partial t + \partial(uw) / \partial z = 0$ ):

$$u = \frac{q}{w_0} = \frac{\beta w_0^2}{12\mu}. \quad (12)$$

С другой стороны, скорость жидкости определяется как отношение объемного расхода к площади поперечного сечения трещины:

$$u = \frac{Q}{S} = \frac{2Q}{\pi w_0 L}. \quad (13)$$

Из (11–13) следуют аналитические зависимости, связывающие геометрические размеры трещины, избыточное давление и расход жидкости:

$$w_0^3 L = A Q, \quad \text{где} \quad A = \frac{24\mu}{\beta\pi}, \quad (14)$$

$$p_e^3 L^4 = B Q, \quad \text{где} \quad B = \left( \frac{G}{2(1-\nu)} \right)^3 A. \quad (15)$$

На рисунках 1 б), в) представлены результаты численных расчетов со следующими значениями физических параметров:  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ,  $\mu = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ ,  $\rho_f = 870 \text{ кг/м}^3$ ,  $\nabla\sigma_{min} = 2,4 \cdot 10^{-4} \text{ Па/м}$ ,  $\beta = 1,5 \cdot 10^{-4} \text{ Па/м}$ ,  $G = 10,38 \text{ ГПа}$ .

Параметры трещины для стационарного режима с различными расходами жидкости, рассчитанные численно и аналитически, на высоте, соответствующей максимальной ширине трещины, представлены в таблице 1. Численные результаты брались из зоны II стационарного режима с постоянной полудлиной трещины.

Таблица 1. Параметры трещины для стационарного режима

Расход $Q$ , $\text{м}^3/\text{мин}$	Полудлина $L$ , м	Раскрытие $w$ , мм		Относительная ошибка расчета раскрытия	Параметр $A$ , м·мин		Относительная ошибка расчета $A$
		Численно е	Аналитическое		Численный	Аналитический	

0,0 001	20, 50	0,0 405	0,0394	0,028	1,36 $2 \cdot 10^{-8}$	$1,253 \cdot 10^{-8}$	0,087
0,0 005	26, 64	0,0 635	0,0617	0,029	1,36 $4 \cdot 10^{-8}$	$1,253 \cdot 10^{-8}$	0,089
0,0 025	32, 64	0,1 02	0,0986	0,034	1,38 $6 \cdot 10^{-8}$	$1,253 \cdot 10^{-8}$	0,106
0,0 125	39, 07	0,1 645	0,1589	0,035	1,39 $1 \cdot 10^{-8}$	$1,253 \cdot 10^{-8}$	0,111
- 0,0250	42, 64	0,2 02	0,1944	0,039	1,40 $6 \cdot 10^{-8}$	$1,253 \cdot 10^{-8}$	0,122

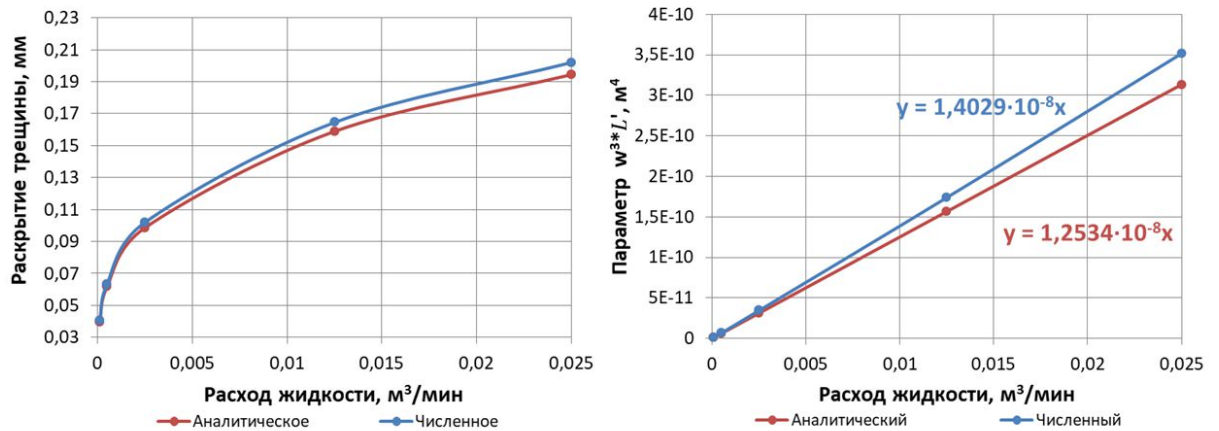


Рисунок 2. Зависимости параметров трещины от расхода жидкости

При расчетах делалась поправка на рассчитанную численно полудлину трещины, из-за того, что утечки в вышележащий проницаемый пласт происходят не мгновенно, а с задержкой по времени, за счет чего объем трещины дополнительно увеличивается:  $L' = 0,7L$ . На рисунке 2 представлены зависимости для геометрических параметров трещины от расхода поступающей жидкости. Представленные данные свидетельствуют о высокой точности вычислений, численные расчеты подтверждаются аналитическими степенными зависимостями (14), (15), относительная ошибка расчетов раскрытия трещины менее 4%. Следовательно, уравнение (11) удовлетворительно описывает динамику относительно высокой трещины в стационарном приближении.

Представлена замкнутая система интегро-дифференциальных уравнений роста трещины и динамики в ней флюида. Рассмотрены асимптотические приближения полученной модели, проведены численные эксперименты. В стационарном приближении получены аналитические решения, связывающие геометрические параметры трещины с расходом жидкости и эффективным давлением в трещине, согласующиеся с численными экспериментами. Рассмотренный механизм фильтрации жидкости через флюидоупоры по трещинам гидроразрыва, по мнению авторов, может являться одним из основных при формировании нефтяных и газовых залежей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Bui H. D. An integral equations method for solving the problem of a plane crack of arbitrary shape // J. Mech. Phys. Solids. – 1977. – Vol. 25. – pp. 29 – 39.

2. Адамар Ж. Задача Коши для линейных уравнений с частными производными гиперболического типа. Москва. – «Наука». – 1978. – 352 с.

3. Мухелишвили Н.И. Сингулярные интегральные уравнения. Москва. – Изд-во физ.-мат. лит. – 1962. – 599 с.

4. Снеддон И. Преобразования Фурье. Москва. – ИЛ. – 1955. – 667 с.

## **Model of fluid filtration through impermeable layer due to the discontinuity of the medium**

**Aksakov Aleksey Vladimirovich, Baikov Vitaly Anvarovich, Borschuk Oleg Sergeevich,  
Konovalova Svetlana Ildusovna**

*LLC RN-UfaNIPIneft, Ufa*

The problem of hydrocarbons migration through impermeable layers is not sufficiently studied nowadays. The mechanism of fluid migration due to the discontinuity of the medium (along fractures and faults) used to be the main in description of oil migration from the source rocks across the layers. The variety of models of reservoir fluid transfer are proposed to explain this process, nevertheless there are no satisfactory mathematical model that describes the mechanism of the migration process through the impermeable layers.

The investigation focuses on the mathematical modeling of the fluid migration through the impermeable layers along the hydraulic fractures. A mathematical model of the fracture growth includes the hydrodynamic equations of the elasticity theory, describing the flow of a fluid in a fracture and the strain state of the medium, the conditions of their conjugation, as well as initial and boundary conditions.

The problem of fracture propagation in a homogeneous elastic medium in the vertical and horizontal directions is considered in a two-dimensional case. At the fracture base the source of fluid flow is located. Under the action of effective pressure the fracture begins to grow in vertical and horizontal directions, increasing the height, the half-length and expansion. The fracture propagates in a vertical plane due to rising incompressible fluid under the force of buoyancy (the exceedance of the minimum closure stresses gradient in the reservoir over the pressure gradient in the fluid initiated by gravity).

A closed integral-differential equation system for modeling of the fluid flow through fluid stop is presented. Asymptotic approximation of the model are considered, numerical experiments are conducted. The analytical solutions for the fracture parameters in a stationary case are obtained, that are consistent with the numerical experiments.

The considered mechanism of fluid filtration through impermeable seals along hydraulic fractures may play a major role in oil and gas deposits formation process.



## Особенности термогидродинамических процессов в горизонтальных скважинах с МГРП.

**Закиров Марат Финатович<sup>12</sup>, Шарафутдинов Рамиль Фаизырович<sup>12</sup>,  
Валиуллин Рим Абдуллович<sup>12</sup>**

<sup>1</sup> Башкирский государственный университет, г.Уфа

<sup>2</sup> ООО НПФ ГеоТЭК, г.Уфа

### Введение

В последнее время растет число промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта(МГРП). Возникает необходимость создания методической базы при интерпретации данных промыслово-геофизических исследований действующих горизонтальных скважин. Сложность таких исследований обусловлено спецификой термогидродинамических процессов[1]. В данной работе представлены результаты моделирования теплового поля пласта, вскрытого горизонтальной скважиной с двумя щелями ГРП.

### Данные и методы

Рассмотрим пласт длиной 300м и высотой 10м. Пусть в нем расположена скважина длиной 100м и диаметром 0.2м. Создадим в пласте две трещины гидроразрыва шириной 4мм и высотой 8м каждая. Пусть щели расположены симметрично относительно центра скважины на расстояниях 125 и 175м соответственно(рис.1).

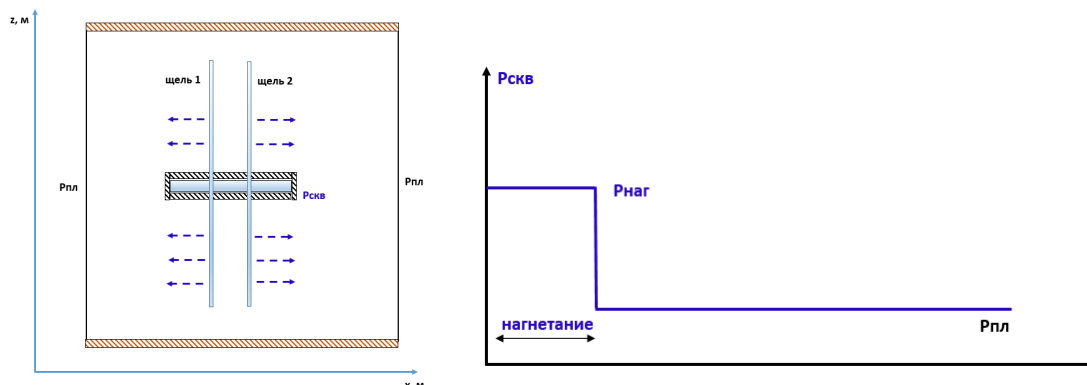


Рис.1 Геометрия задачи и изменение давления в скважине

Совместная работа горизонтальной скважины и пласта описывается следующей системой уравнений[1,2]:

Уравнение неразрывности потока в пласте

$$\frac{\partial(\rho m)}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{w}) = 0$$

Уравнения движения флюида в пласте - закон Дарси

$$\vec{w} = -\frac{k}{\mu}(\nabla P - \rho \vec{g})$$

Уравнение сохранения энергии в пласте:

$$C_{II} \frac{\partial T}{\partial t} + C_f(\vec{w}, \nabla T) = \text{div}(\lambda^* \nabla T) - \varepsilon C_f(\vec{w}, \nabla P) + \eta m C_f \frac{\partial P}{\partial t}$$

где  $P$  – давление;  $T$  – температура;  $C_{\Pi}$  – объемная теплоемкость среды,  $\varepsilon$  – коэффициент Джоуля - Томсона,  $\lambda^*$  - теплопроводность флюида,  $\lambda^*$  – теплопроводность насыщенной пористой среды;  $\eta$  – адиабатический коэффициент.

Система уравнений (1)–(2) замыкается начальными и граничными условиями. Для решения полученной системы был использован конечно-разностный метод, который потребовал введения сеточного разбиения. Т.к. ширина щели (4мм) на несколько порядков меньше размеров пластовой системы (300x200x10м) была использована неравномерная сетка, со сгущением узлов вблизи границ щелей (рисунок 1). Введем следующие параметры модели: пусть проницаемость пласта составляет 200мД, а для щелей гидроразрыва составляет порядка 1Д. Пористость 20%. При этом параметры флюида плотность  $\rho = 800 \text{ кг/м}^3$  и теплоемкость  $C = 2100 \text{ Дж/кг К}$ ; теплопроводность 0.2 Вт/(м К); вязкость флюида примем 5сПз. Теплопроводность пласта и щелей составляет 2.5 Вт/(м К). Коэффициент Джоуля-Томсона 0.04 К/атм. В данной работе пренебрегаем адиабатическим эффектом. Рассмотрим случай нагнетания флюида в трещины гидроразрыва. Пусть пластовое давление составляет 200 атм, а давление нагнетания 250 атм. При этом температура пласта составляет 30С, а нагнетается флюид с температурой меньшей чем пласт – 29.5С. Пусть нагнетание длилось в течении 5 мин, а затем произошло восстановление давление в скважине к пластовому(рис.1). За счет лучшей проводимости трещин гидроразрыва происходит формирование большей воронки депрессии и как следствие проявлению термодинамических эффектов.

### Результаты моделирования

Рассмотрим распределение давления в пласте.

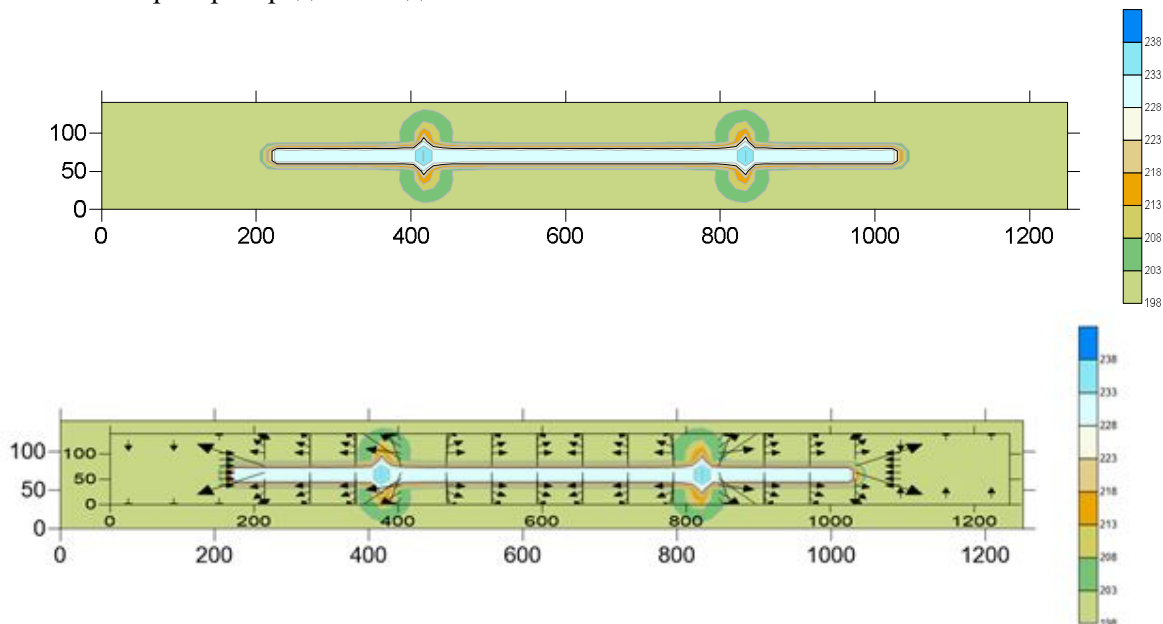


Рис.2 Распределение давления и скоростей фильтрации при нагнетании по длине  $x$  на разных удалениях по высоте от скважины (а - 5м(скважина); б - 5.2м(пласт) (координаты-индексы узлов)

Как мы видим из результатов моделирования (рис.2) в самой скважине создан перепад давления в 50 атм относительно пластового давления. Т.к. стенки скважины по условию задачи непроницаемы изменение давления происходит перпендикулярно осям трещин

гидроразрыва. Вокруг каждой трещины гидроразрыва формируется воронка депрессии. В пласте в интервалах трещин формируется с одной стороны фронт охлаждения закачиваемой жидкости(рис.3). Однако в результате инъекции флюида в пласт возникает эффект Джоуля-Томсона, который приводит к увеличению температуры вблизи трещины.

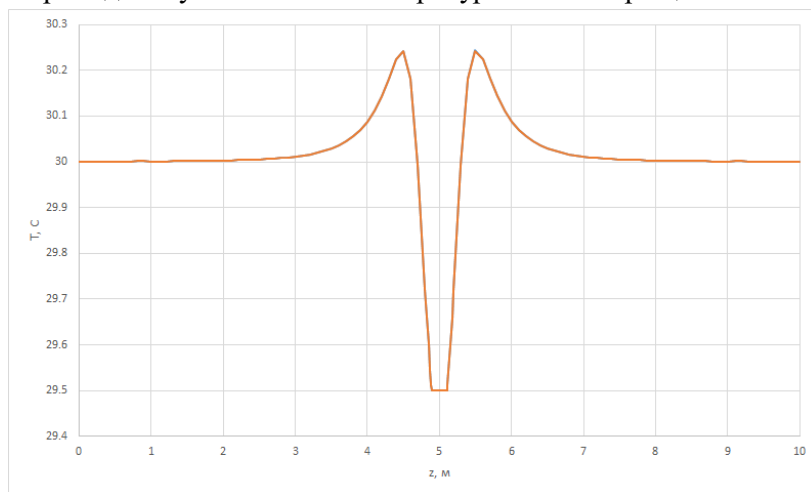


Рис. 3 Распределение температуры на 4мин нагнетания по высоте z в сечении скважины(середина) модели

Если влияние эффекта дросселирования будет преобладать, то вблизи трещин будут формироваться зоны нагрева. Особенно это хорошо видно в вертикальном сечении пласта вблизи трещины. Сечение наблюдения будем рассматривать вдоль горизонтальной оси на разном удалении по вертикали от скважины. Для наглядности построим нормированные термограммы (смещены на постоянное значение вдоль вертикальной оси – смотри ниже).

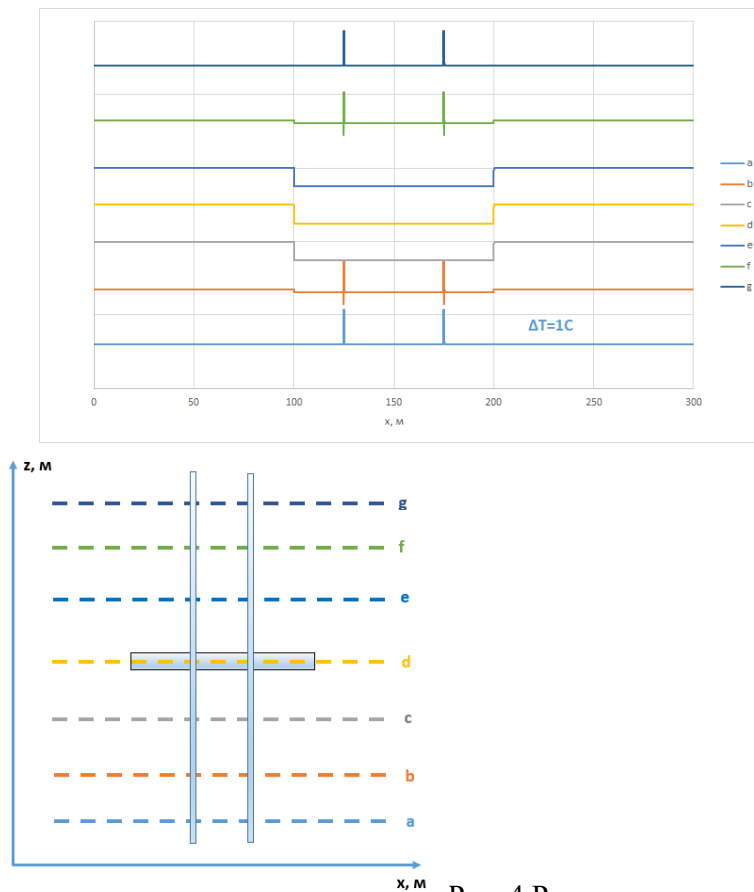


Рис. 4 Распределение температуры на 4мин нагнетания

по длине пласта (x) на разных удалениях по высоте от скважины( a-4.6м; b-4.85; c-4.9м; d-5м(скважина); e-5.1м; f-5.15м; g-5.4м)

Как мы видим в скважине и вблизи нее (рис. 4 кривые c, d, e ) изменение температуры обусловлено в основном охлаждением за счет нагнетания холодного по отношению к пласту флюида. При удалении по вертикали от скважины влияние дроссельного эффекта усиливается – появляются положительные аномалии на фоне охлаждения (кривые b,f ). Для данных параметров моделирования и условий работы скважины на удалении в 0.4м от скважины дроссельная аномалия преобладает по сравнению с охлаждением от нагнетания.

Для детального анализа можно рассмотреть термограмму вблизи например первой трещины. Как мы видим в интервале трещины фронт нагнетаемой холодной жидкости уже пришел и привел к охлаждению области трещины. Однако вблизи трещины за счет сформировавшейся воронки репрессии происходит нагрев за счет эффекта Джоуля-Томсона.

Рассмотрим изменение температуры с течением времени в точках наблюдения. Благодаря симметрии задачи выберем три точки наблюдения а) в скважине напротив щели; б) в щели(пласте), но на удалении от скважины; в) в пласте между щелями. Построим изменение температуры с течением времени в заданных точках.

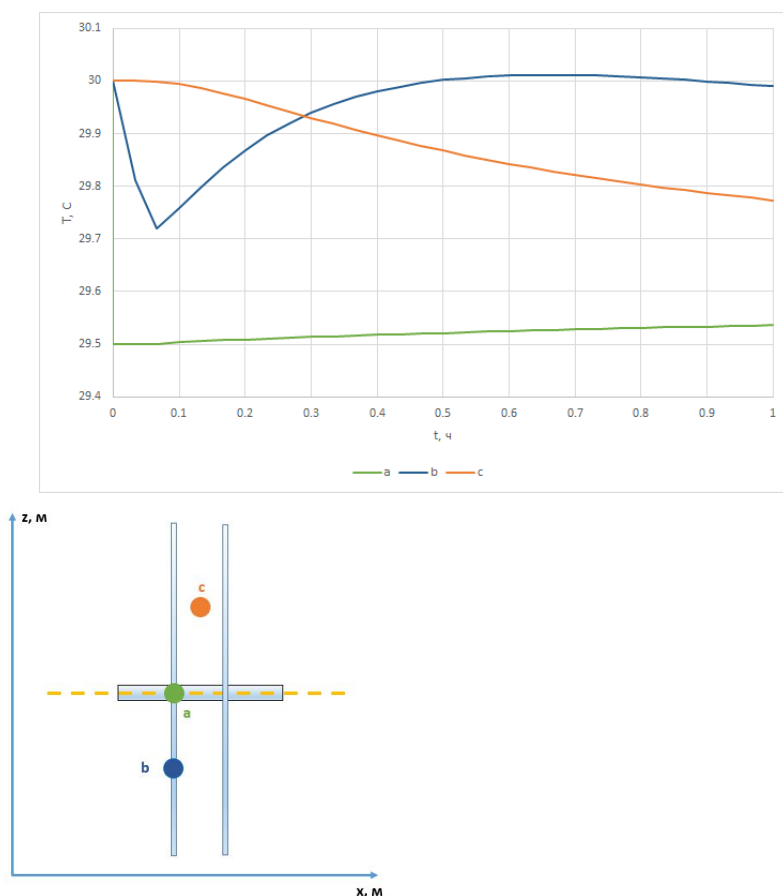


Рис. 5 Изменение температуры с течением времени в точке (а - в скважине в 1 щели; b - в пласте в щели на удалении 0.2м от скважины; c - в пласте между щелями на удалении 0.2м от скважины)

Как видно из рис.5 после прекращения закачки в скважине напротив щели происходит постепенное восстановление к пластовой температуре (зеленая кривая а)). В пласте в самой щели (кривая b) ) видны этапы изменения условий работы скважины (охлаждение с ярко выраженным минимумом на термограмме и период восстановления). Замер в точке между щелями показывает постепенное расформирование фронта холодной нагнетаемой жидкости (кривая с)). По результатам моделирования установлено, что темпы восстановления температур в участках трещин и непроницаемых интервалов различаются.

### Заключение

Из результатов моделирования установлено, что в пласте возникает тепловое поле связанное с взаимным влиянием работы скважины и пласта, а также формирование теплового поля от самих щелей. Взаимное влияние тепловых аномалий от работы скважины и щелей гидроразрыва сказывается на распределении температуры по стволу горизонтальной скважины. Используя распределенные замеры температуры по стволу в разные моменты времени можно выделить работающие интервалы гидроразрыва (повышение-понижение температуры) и участки преимущественного конвективного теплообмена (изменение наклона термограммы).

### Список литературы

*I.Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Zakirov M.F., Ramazanov A.Sh., Sadretdinov A.A., Khabirov T.R.* Investigation Temperature field in a horisontal well with multiple fractures. EAGE

(2018) Saint Petersburg 2018: Innovations in Geosciences: Time for Breakthrough, 9 April 2018 до 12 April 2018, conference paper № 44629, 4p.

2. *Nozomu Yoshida and A. D. Hill* [2016] Comprehensive Modeling of Downhole Temperature in a Horizontal Well with Multiple Fractures, SPE-181812-MS.

## **Features of thermohydrodynamic processes in horizontal wells with multistage fracturing operations**

**<sup>1,2</sup>Zakirov Marat, <sup>1,2</sup>Sharafutdinov Ramil, <sup>1,2</sup>Valiullin Rim**

**<sup>1</sup>Bashkir State University**

**<sup>2</sup>NPF GeoTEC**

Recently, the number of field-geophysical studies of existing horizontal wells with multistage hydraulic fracturing(mgrp) has been growing. There is a need to create a methodological basis for the interpretation of data of field-geophysical studies of existing horizontal wells. The complexity of such studies is due to the specifics of thermohydrodynamic processes. This paper presents the results of modeling the thermal field of a formation opened by a horizontal well with two fracturing slots.

An example of modeling thermohydrodynamic processes in a reservoir with two fractures MGRP is considered. The equation of energy conservation with regard to thermal conductivity, convection, and the Joule-Thomson effect is used. To describe fluid filtration, we used the equation of fluid motion in a porous reservoir and the continuity equation.

From the simulation results, it was found that a thermal field arises in the reservoir associated with the mutual influence of the work of the well and the reservoir, as well as the formation of the thermal field from the gaps themselves. The mutual influence of thermal anomalies on the operation of the well and fracture gaps affects the temperature distribution in the well bore. Using the distributed temperature measurements along the barrel at different points in time, it is possible to distinguish the working fracture intervals (temperature increase-decrease) and areas of preferential convective heat exchange (change of the thermogram slope).

## Результаты ультразвукового исследования свойств водонасыщенного песка в интервале температур $-20+20^{\circ}\text{C}$ .

Владов Михаил Львович<sup>1</sup>, Судакова Мария Сергеевна<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра сейсмометрии и геоакустики*

<sup>2</sup> *Институт Криосферы Земли, ТюмНЦ СО РАН*

### Введение

На сегодняшний день физические свойства как мёрзлых, так и талых пород и грунтов довольно хорошо изучены; акустическим свойствам пород и грунтов верхней части разреза посвящено большое количество литературы, например, такие монографии, как [Зыков, 2007, Фролов, 1998, Горяинов, 1992]. В частности, ультразвуковым измерениям посвящён целый ряд современных статей, например [Kurfurst, 2011, Li et.al, 2017].

Тем не менее, до настоящего времени сохраняется положение, когда основным изучаемым параметром волновых картин упругих волн является время прихода продольной волны. Реже привлекаются кинематические характеристики поперечной волны, в настоящее время за счет внедрения метода MASW в инженерной сейсморазведке, и еще реже используются динамические характеристики волн для оценки поглощающих свойств среды. Авторам удалось найти только одну работу, в которой рассматриваются динамические характеристики продольных волн дисперсных засоленных грунтов при температурах  $-30^{\circ}\text{C}$  -  $+10^{\circ}\text{C}$  [Доу, 2015], динамические параметры поперечных волн не исследуются.

Мёрзлые дисперсные породы содержат большое количество разных типов воды в различных агрегатных состояниях, находящихся, в свою очередь, в зависимости от температуры. Это обеспечивает специфические связи между частицами грунта, создавая вполне консолидированную среду в известной степени близкую к идеально упругому телу Гука [Зыков, 2007, Скворцов и др., 2014]. Однако при повышении температуры и оттаивании связи разрушаются, и весь массив переходит из монолитного состояния в неконсолидированное [Вакулин, 2011]. Фактически, область фазового перехода воды разделяет две области аппроксимации грунта с точки зрения его упругих свойств.

В докладе обсуждаются результаты ультразвуковых измерений на образце водонасыщенного песка с использованием продольных и поперечных волн в интервале температур  $-20 - +20^{\circ}\text{C}$ . Рассматриваются кинематические и динамические характеристики записи.

### Данные и методы

Измерения проводились на проходящих волнах с использованием ультразвуковых датчиков поршневого типа с центральной частотой 100 кГц. Образец находился в контейнере формы параллелепипеда высотой 10 см с квадратом со стороной 4.5 см в основании. Интервал между измерениями был равен 10 минутам. Для контроля температуры в центр образца был помещён термодатчик. Образец и УЗ датчики были помещены в морозильную камеру с температурой  $-28^{\circ}\text{C}$  внутри. В результате эксперимента были получены волновые картины на продольных и поперечных волнах в диапазоне температур от  $-20 - +20^{\circ}\text{C}$ , зарегистрированные при расстоянии между датчиками 4.5 и 10 см.

Для анализа ультразвуковых свойств образца были выбраны следующие параметры: 1) скорость распространения упругих волн, рассчитанная путём деления расстояния между датчиками на время вступления приходящей волны, 2) центральная частота и 3) амплитуда



«конверта» - сумма максимальной и минимальной амплитуд по модулю. Динамические параметры определялись автоматически программе «RadexPro» в окне, равном 2 видимых периода (3 перехода через 0) от первого вступления.

Результаты.

Анализ волновых картин продольных и поперечных волн при измерениях на двух интервалах пробега волн позволили проанализировать поведение кинематических и динамических параметров в процессах замораживания и оттаивания образца. На рисунке 1 приведен пример результатов: графики параметров записи поперечных волн от температуры, полученные в циклах замерзания и оттаивания.

Средняя скорость продольных волн в водонасыщенном талом песке составила около 460 м/с, в мёрзлом песке – около 5000 м/с при использовании датчиков с собственной частотой 100 кГц. Средняя скорость поперечных волн в водонасыщенном талом песке составила около 200 м/с, в мёрзлом 3300 м/с. В целом, значения скоростей упругих волн находятся в пределах, известных по литературным данным [Воронков, 1991].

Почти везде значения скоростей продольных волн и поперечных, полученных при одной и той же температуре внутри образца, практически полностью совпадают, не зависимо от того, какой процесс происходит: замерзания или оттаивания, графики имеют характерный вид «ступени». При малых отрицательных температурах значения скоростей поперечных волн, полученных в процессе замораживания больше, чем в процессе оттаивания: наблюдается явление «гистерезиса». Для скоростей продольных волн такого же результата не наблюдается: полученные при измерениях на базе 4.5 см скорости при замораживании выше, на базе 10 см – одинаковые. В то же время, в работе [Nakano et.al., 1972] авторы докладывают о наблюдаемом гистерезисе для скоростей продольных волн в образцах ила и глины при замораживании и оттаивании также при малых отрицательных температурах.

Такой же эффект «гистерезиса» наблюдается и для динамических параметров поперечных волн: при малых отрицательных температурах (до -5 °C) значения центральной частоты и амплитуды «конверта» меньше в цикле оттаивания, чем в цикле замерзания, для одной и той же температуры. На взгляд авторов, этот эффект объясняется тем, что проникновение температурной волны происходит в направлении от периферии к центру образца: в случае замерзания центр образца «замерзает» последним, поэтому скорость во всём образце будет большой, а температура в центре образца – меньше по модулю, чем средняя в образце. В случае оттаивания, наоборот, вода во почти во всём образце перешла из твёрдого в жидкое состояние, и эффективная скорость низкая, при этом в центре всё ещё сохраняется мёрзлое ядро с низкой отрицательной температурой. При этом на характеристиках продольных волн это никак не отражается.

Попытка представить полученные зависимости в виде математического выражения приводит к следующей формуле:

$$f(t) = \begin{cases} f_{max}, & t < t_{tr} \\ \frac{(f_{max} - f_{min})}{(1 + t_{tr})^N} + f_{min} & t \geq t_{tr} \end{cases}$$

где  $f(t)$  – зависимость скорости, амплитуды или центральной частоты от температуры,  $t$  – температура, в °C,  $f_{max}$  – максимальное значение функции, достигаемое при отрицательных температурах,  $f_{min}$  – минимальное значение функции, достигаемое при положительных температурах,  $t_{tr}$  – температура начала перехода от максимального значения к минимальному,  $N$  – показатель степени.  $f_{max}$  и  $f_{min}$  измеренные значения,  $t_{tr}$  и  $N$

подбирались отдельно для каждого параметра и цикла заморзания или оттаивания путём приближения рассчитанной зависимости к экспериментальной методом наименьших квадратов.

**L = 4.5 см**

**L = 10 см**

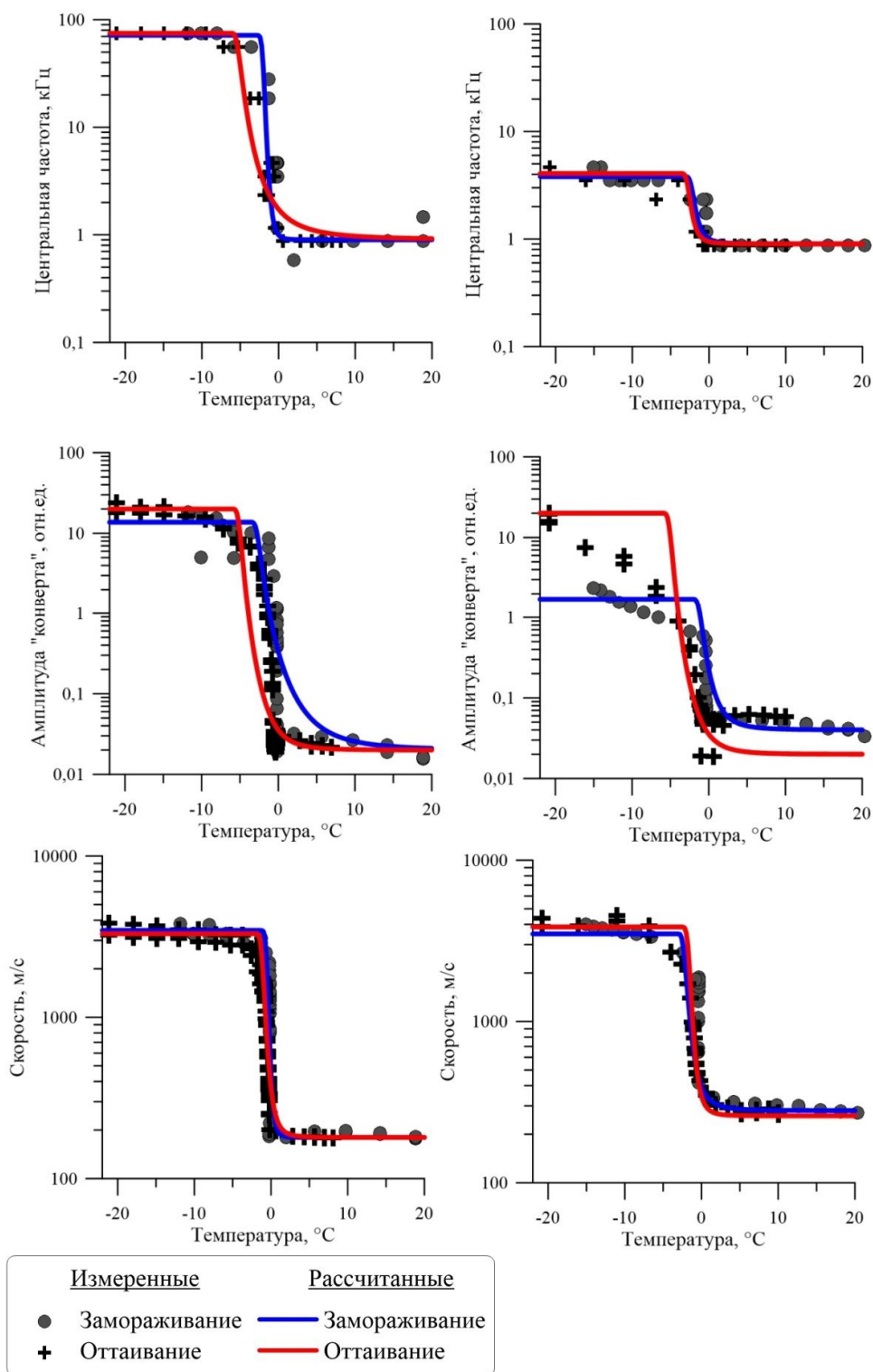


Рис 1. Изменение кинематических и динамических параметров записи поперечных волн от температуры при замораживании/оттаивании в диапазоне температур -20 - +20 °С. L – расстояние между датчиками.

## Заключение

Измерения, проведенные по описанной методике и с помощью описанного аппаратного обеспечения позволили получить волновые картины продольных и поперечных волн достаточно подробно по времени процесса замораживания и оттаивания и, соответственно, по изменению температуры образца.

Вид зависимостей кинематических и динамических параметров одинаков для продольных и поперечных волн и для цикла заморзания и оттаивания. Параметры характеризуются максимальными значениями при большой по абсолютной величине отрицательной температуре и минимальными при положительной, в диапазоне температур  $-5\text{ }^{\circ}\text{C} - 0+\text{ }^{\circ}\text{C}$  наблюдается плавное изменение параметров от максимума к минимуму при оттаивании и наоборот при заморзании.

Наблюдается стабильное изменение амплитуды и частоты сигнала при заморзании и оттаивании, поэтому динамические параметры сигнала могут быть использованы для точного определения состояния грунта.

Центральная частота сигнала почти везде ниже «паспортных» 100кГц даже при отрицательных температурах. Этот факт свидетельствует о частотно зависимом поглощении энергии упругих волн в образце, которое может быть вызвано наличием незамёрзшей воды, газа, неоднородностью образца, наблюдаемых даже при температурах, значительно ниже  $0^{\circ}\text{C}$ .

Сравнение характеристик волн для одних и тех же температур в процессах замораживания и оттаивания образца показало, что при оттаивании кинематические и динамические параметры поперечных волн и динамические параметры меньше, чем при замораживании.

## Благодарности

Работы выполнены при поддержке гранта РФФ 16-17-00102.

## Список литературы

*Вакулин А.А.* Основы геокриологии. Учебное пособие. 2-е издание. Тюмень, Изд-во Тюм-ГУ, 2011, 220с.

*Воронков О.К.* Инженерная сейсмика в криолитозоне (Изучение строения и свойств мерзлых и талых горных пород и массивов СПб., Изд-во ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», 2009, 401 с.

*Горяинов Н.Н.* Применение сейсмоакустических методов в гидрогеологии и инженерной геологии, М., Недра, 1992, 264 с.

*Зыков Ю. Д.* Геофизические методы исследования криолитозоны. — МГУ Москва, 2007.

*Скворцов А.Г., Садуртдинов М.Р., Царев А.М.* Сейсмические критерии идентификации мерзлого состояния горных пород, Криосфера Земли, 2014, Т. 18. № 2. С. 83-90.

*Фролов А. Д.,* Электрические и упругие свойства мёрзлых пород и льдов, Пущино, ОНТИ ПНЦ РАН, 1998, 515с.

*Dou S.* Field and Laboratory Investigations on Seismic Properties of Unconsolidated Saline Permafrost, Ph.D. Dissertation, Earth and Planetary Science in the Graduate Division, University of California, Berkeley, 2015

*Kurfurst P.* Ultrasonic wave measurements on frozen soils at permafrost temperatures Canadian Journal of Earth Sciences 13(11):1571-1576, 2011

*Li D., Huang X., Ming F., Zhang Y.* The Impact of Unfrozen Water Content on Ultrasonic Wave Velocity in Frozen Soils, Advances in Transportation Geotechnics 3 . The 3rd International

Conference on Transportation Geotechnics, Procedia Engineering Volume 143, 2016, pp. 1210–1217

*Nakano Y., Martin R., Smith M.* Ultrasonic Velocities of the Dilatational and Shear Waves in Frozen Soils, Water Resources Research 8(4):1024-1030, 1972

**Results of ultrasonic experimental study of water-saturated sand properties in the temperature range -20- + 20 °C.**

**Vladov M.L.** <sup>1</sup>, **Sudakova M.S.** <sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> MSU Lomonosov, <sup>2</sup> Earth Cryosphere Institute Tyumen Scientific Center SB RAS

Nowadays acoustic properties of both frozen and thawed grounds and soils have been well studied. However the main studied parameter of elastic waves is p- wave arrival time, and dynamic parameters both p- and s-waves remain ignored by the researchers. Acoustic waves velocities temperature dependence for water-saturated soils looks like a "step", with one value for frozen state, and other for the thawed. In this case acoustic waves velocities for temperature in near-zero area is very few investigated. Water phase transition divides the areas of ground approximation from the point of view of its elastic properties. In the report we present results research on the topic identified in the title. We provided ultrasonic measurements on a sample of full water-saturated sand on both p- and s-waves in temperature range -20 - +20°C. In the report we discuss not only p- and s- waves velocities but dynamic properties either.

## Лабораторные исследования физико-механических свойств горных пород различными способами

**Бурмистров Алексей Алексеевич<sup>2</sup>, Галкин Денис Игоревич<sup>3</sup>, Дубиня Никита Владиславович<sup>1</sup>, Егоров Николай Александрович<sup>1</sup>, Окуневич Всеволод Станиславович<sup>2</sup>, Фокин Илья Владимирович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Институт Физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской Академии Наук*

<sup>2</sup> *Московский Государственный Университет им. М.В. Ломоносова*

<sup>3</sup> *ООО «Интелтест»*

### **Введение**

Работа посвящена проблемам определения свойств пород в лабораторных условиях с помощью различных методов. На данный момент геомеханические исследования керна проводятся по устоявшимся схемам, при использовании которых важным источником информации о динамических упругих свойствах материала являются технологии, основанные на ультразвуковых исследованиях образца, а статические свойства определяются при анализе зависимостей напряжение-деформация, получаемых в ходе нагружения образцов в испытательных установках. Информация, полученная этими методами, далее используется для решения прикладных задач геомеханики месторождений (Zoback, 2007). Важно понимать, что качественные исследования образцов горных пород являются залогом успешного прогноза физико-механических свойств горных пород на масштабах, превосходящих характерный размер образцов. Проблема перемасштабирования может быть решена с помощью подходов теории эффективных сред, если результаты лабораторных экспериментов используются в комплексе с данными исследований, проводимых на других пространственных масштабах – геофизические исследования скважин, сейсмика (Dubinya et al., 2017).

В то же время, существуют и альтернативные подходы к исследованию механических свойств материалов, широко использующиеся в областях, не связанных с разработкой месторождений углеводородов. Эти подходы естественным образом направлены на решение специфических задач и характеризуются различными пространственными и временными масштабами процессов, позволяющих судить о механических свойствах. Использование этих подходов (наряду с традиционными для нефтегазовой геомеханики) для исследования свойства пород, слагающих коллекторы, дает возможность уточнить модели эффективных свойств, поскольку ремасштабирование может быть произведено и в масштабах самих образцов керна.

### **Методы**

В работе представлены результаты следующих исследований: статическое деформирование в камере высокого давления, ультразвуковые исследования при атмосферных и пластовых условиях и метод импульсного воздействия.

Для определения статических модулей упругости горной породы исследовались образцы цилиндрической формы размером 30 на 60 мм. Эти образцы помещались в условия псевдотрехосного сжатия: максимальное главное напряжение действовало по оси цилиндра, минимальное главное напряжение, равное среднему главному напряжению, действовало в радиальном направлении. Нагружение образца проводилось по стандартным методикам многостадийных тестов (Kim, Ko, 1979): для заданного набора радиальных напряжений исследовалось поведение осевой и радиальной деформаций образца при постепенном увеличении и уменьшении осевого напряжения. В ходе испытания измерялись осевая и

радиальная деформации образца, осевое и радиальное напряжение действующие на образец, что позволяло определить значения упругих модулей образцов в исследованных напряженных состояниях.

В ходе псевдотрехосных испытаний также определялись скорости продольных и поперечных волн, возбуждаемых с заданной периодичностью. Волны распространялись по оси образца, что при известной деформации образца, позволяло определять динамические упругие модули в условиях псевдотрехосного сжатия согласно методикам ASTM D2845-08

Динамические упругие модули также определялись при атмосферных условиях. Для этого измерялись времена прохождения упругого импульса по образцу горной породы. Испытания проводились при помощи комплекта аппаратуры, состоящего из генератора-приемника ультразвуковых сигналов и пар преобразователей Р- и S-волн. Для исследования использовались преобразователи с собственной частотой колебаний 50 КГц, 1 МГц и 5 МГц. Каждый датчик мог использоваться и как излучатель, и как регистратор упругих колебаний. Датчики Р-волн генерировали/регистровали смещения перпендикулярные рабочей поверхности датчика, S-волн – линейно поляризованные смещения вдоль поверхности датчика. Зарегистрированные волновые формы позволяли определить время прохода сигнала через образец, что позволяло определить скорость пробега соответствующей упругой волны. Измерения скорости распространения объемных упругих волн проводились вдоль оси образца, динамические модули упругости рассчитывались согласно методикам ASTM D2845-08.

К менее стандартным методам, использованным в работе, можно отнести метод импульсного воздействия. Для использования этого метода изготавливались образцы специальной формы – тонкие параллелепипеды длиной более 50 мм, отношением длины к толщине более 10, отношением ширины к толщине более 5 и отношением длины к ширине от 3 до 4. Исследуемый образец материала, установленный на оснастке прибора, подвергался кратковременному единичному импульсному воздействию. Вследствие этого в образце возникали вибрации, для которых определялась амплитудно-частотная характеристика с использованием математического алгоритма быстрого преобразования Фурье. Были найдены резонансные частоты изгибной и скручивающей мод колебаний. Резонансные частоты, найденные для образца заданных размеров, позволяют с высокой точностью определить его динамические упругие свойства – модуль Юнга и модуль сдвига (ASTM E1876-15). Исследования образцов этим методом проводились при атмосферных условиях.

Проведение перечисленных экспериментов на образцах одних и тех же горных пород позволило оценить степень неоднозначности, порождаемую выбором того или иного способа изучения горной породы. Кроме того, были обнаружены определенные тенденции к изменчивости упругих свойств при рассмотрении процессов, характеризующихся разными пространственными и временными масштабами.

### **Результаты**

Перечисленными методами были исследованы 3 образца гранита, 1 образец мрамора, 1 образец долерита, 1 образец известняка, 1 образец пирикритового порфирита.

Результаты экспериментов представлены на рис. 1 и 2. Для определения погрешности каждое измерение проводилось по несколько раз, что позволило повысить точность определения механических свойств.

На рисунке 2 различные символы соответствуют перечисленным методам исследования, вертикальные прямые разделяют результаты, полученные для образцов.

**Рисунок 1.** Шлифы пород участвовавших в испытаниях: *A* - Биотитовый гранит, *B* - Мрамор, *C* - Биотитовый гранит (2), *D* - Долерит, *E* - Известняк, *F* - Пикритовый порфирит

**Рисунок 2.** Результаты выполненных экспериментов.

Наблюдаемый разброс свойств одной породы, определенный одним методом для данной породы, характеризует степень ее однородности – на рисунке 1 однородность характеризуется отмеченными погрешностями. Так, известняк и диабаз могут быть признаны наиболее однородными из рассмотренных образцов, а граниты и габбро – наименее однородные. Сравнение погрешностей для разных методов между собой позволяет судить об их точности. Видно, что различные методы дают отличающиеся друг от друга значения упругих модулей. Выполненный анализ результатов позволил сделать следующие выводы:

- Статические и динамические модули различаются значительно не только для стандартных методов геомеханических испытаний, но и для альтернативных;



- Результаты ультразвуковых испытаний незначительно зависят от частоты и близки к результатам применения метода импульсного воздействия. Значительное уменьшение частоты приводит к заметному изменению значений упругих модулей.
- Общие тенденции изменения упругих модулей от одного литотипа к другому сохраняются для всех рассмотренных методов исследования;
- Эффективность метода импульсного воздействия (спектрометрии) очень сильно зависит от качества подготовки образца и его однородности. Если для некоторых образцов (известняк, мрамор) значения упругих модулей, определенных этим методом, находятся в согласии с результатами измерений, выполненных другими методами, то для отдельных образцов (габбро) значения упругих модулей могут сильно флуктуировать. Кроме того, этот метод позволяет определить модуль Юнга точнее, чем модуль сдвига;
- Абсолютные значения одних и тех же упругих модулей, определенные разными методами, достаточно сильно различаются между собой для мрамора, габбро и гранитов и сравнительно незначительно различаются для известняка и диабазы.

### **Выводы**

Перечисленные методики позволяют судить о механических свойствах горных пород при различных напряженно-деформированных состояниях, однако, определенные с их помощью упругие модули соответствуют различным характерным размерам и временам протекания процессов. В то же время, результаты геомеханических испытаний используются для решения прикладных задач геомеханики, которые также связаны с разномасштабными во времени и в пространстве процессами. В связи с этим возникает необходимость использовать результаты керновых экспериментов для построения математических моделей механических свойств, допускающих перемасштабирование. Использование результатов лабораторных экспериментов, полученных различными методами, позволяет проверить возможность корректного перемасштабирования моделей, что повышает достоверность результатов геомеханического моделирования.

В результате исследования была показана изменчивость геомеханических свойств горных пород, соответствующих различным процессам. В связи с этим может быть сделан вывод о том, что программа геомеханических экспериментов должна составляться с учетом того, на решение какой задачи далее пойдут результаты этих экспериментов. Возникает необходимость формирования нескольких возможных программ, направленных на решение счетного количества задач геомеханики месторождений. При этом среди этих задач могут возникнуть такие, для решения которых стандартных подходов к определению механических свойств может быть недостаточно.

### **Библиография / References**

1. ASTM D2845-08 [2017] Standard Test Method for Laboratory Determination of Pulse Velocities and Ultrasonic Elastic Constants of Rock. ASTM International, West Conshohocken, PA.
2. ASTM E1876-15 [2015], Standard Test Method for Dynamic Young's Modulus, Shear Modulus, and Poisson's Ratio by Impulse Excitation of Vibration. ASTM International, West Conshohocken, PA.
3. Dubinya, N., Tikhotsky, S., Bayuk, I., Beloborodov, D., Krasnova, M., Makarova, A., Rusina, O. and Fokin, I. [2017] Prediction of Physical-Mechanical Properties and In-Situ Stress State of Hydrocarbon Reservoirs from Experimental Data and Theoretical Modeling. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Conference Paper, SPE-187823-MS.

4. Kim, M.M. and Ko, H.Y. [1979] Multistage triaxial testing of rocks. *Geotechnical Testing Journal*, 2(2), 98-105.

5. Zoback, M.D. [2007] *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press.

**Laboratory studies of rocks' physical-mechanical properties using different techniques.**  
**Burmistrov Alexey Alekseevich<sup>2</sup>, Galkin Denis Igorevich<sup>3</sup>, Dubinya Nikita Vladislavovich<sup>1</sup>, Egorov Nikolay Aleksandrovich<sup>1</sup>, Okunevich Vsevolod Stanislavovich<sup>2</sup>, Fokin Ilya Vladimirovich<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*The Schmidt Institute of Physics of the Earth Russian Academy of Sciences*

<sup>2</sup>*Lomonosov Moscow State University*

<sup>3</sup>*"Inteltest" Ltd*

The paper is devoted to experimental investigations of mechanical properties of rock samples using convenient and inconvenient methods. Several samples of varied lithotypes – marble, granite, diabase and sandstone – have been carefully analyzed using different techniques. First of all, samples' thin sections have been studied in order to quantitatively determine mineral composition, analyze samples' texture and inner structure. Then the samples were subjected to several laboratory tests aimed and estimation of mechanical properties. These tests included triaxial cyclic static loading with additional studies on propagation of elastic waves through the sample under in-situ conditions; elastic waves' propagation through the sample under normal conditions with frequency of transmitters varying from 50 kHz to 5 MHz; method of mechanical pulse stimulation of interior oscillations. All the mentioned methods provided data necessary to estimate the values of mechanical properties – Young's modulus and Poisson's ratio – corresponding to processes of different time and spatial scale starting from slow response of the rock mass to static loading and ending in fast process of elastic waves' propagation. It was shown that the results of ultrasonic surveys are strongly dependent on frequency and are somewhat close to the results of pulse response method which, in turn, strongly depends on the quality of sample preparation and its homogeneity. Moreover, despite the fact that elastic properties determined using different methods are quantitatively different, they reveal the same tendencies to change under varying stress-strain state. Existence of structural analysis results provided an understanding of elastic properties' changes corresponding to processes of different time scale depend on the inner structure of the rock which is in a good agreement with the predictions of effective medium theory. As far as different methods may be used to analyze a single rock in laboratory conditions, the complex of methods grants an opportunity to establish a mathematical model of rock elastic properties from core sample data and check the ability of the model to rescale using the same data.

## Опыт использования рентгеновской томографии при структурных исследованиях золоторудного штокверка месторождения Дrajное, Республика Саха (Якутия)

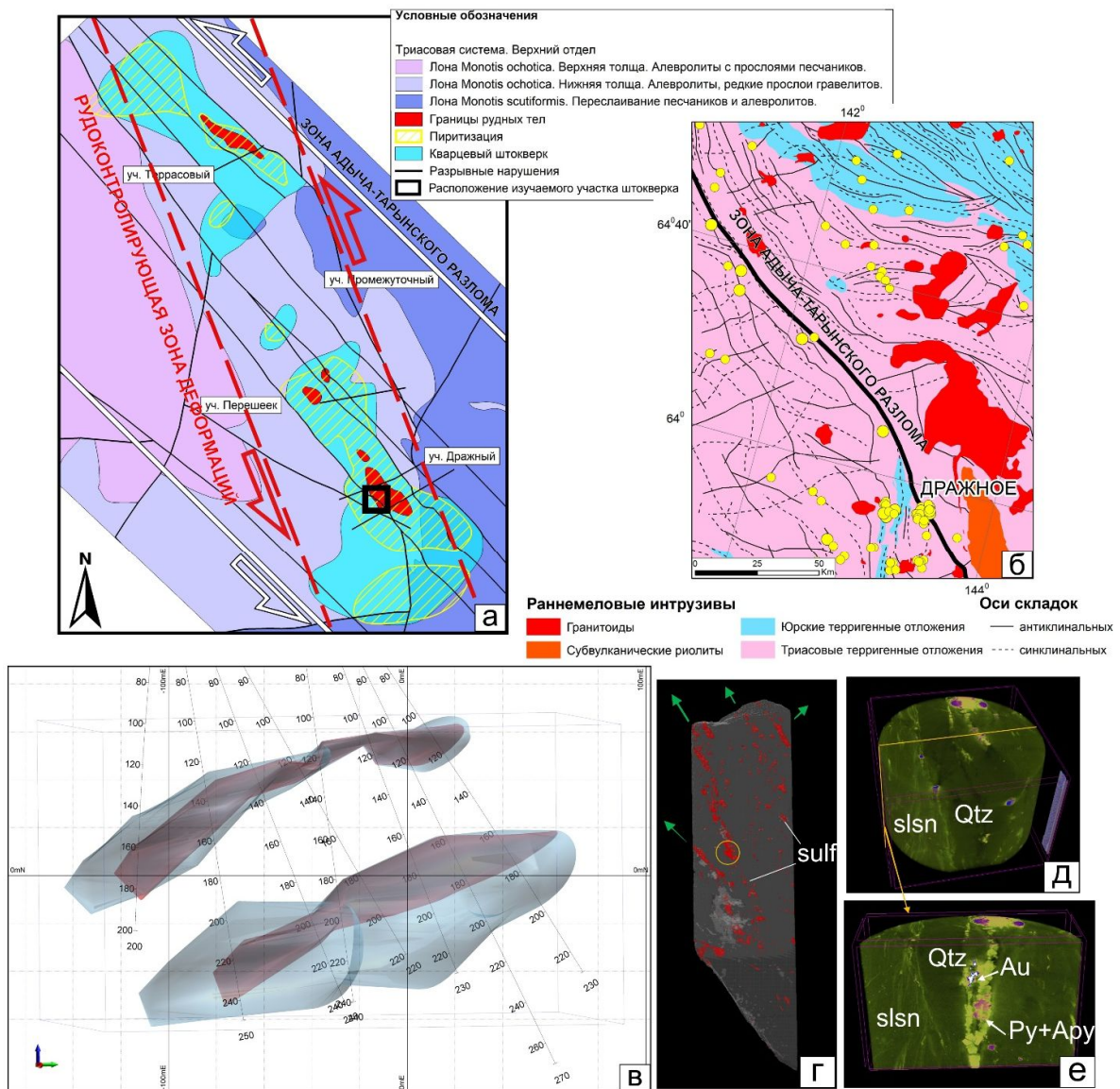
**Чикатуева В.Ю., Сивков Д.В., Читалин А.Ф.**

*ООО «Институт геотехнологий»*

Золото-кварцевое месторождение Дrajное расположено в пределах Тарынского рудного поля (Республика Саха (Якутия)) и пространственно связано с зоной глубинного Адыча-Тарынского разлома. Оно имеет сложное строение, обусловленное многоэтапностью его формирования. Специалистами ИГТ была разработана структурно-кинематическая модель для данного месторождения (рис. 1а) (Читалин и др., 2018).

Методом компьютерной томографии изучен ориентированный керн, полученный при бурении кустовых скважин (рис. 1 в-е). Структурное изучение внутреннего строения участка позволило выделить наиболее золотонасыщенные системы кварцевых жил и прожилков с предварительными результатами их структурного анализа. Также был изучен минеральный состав и распределение самородного золота, что позволило определить стадийность минералообразования. Для детализации рудоконтролирующих структур важным является понимание пространственных и возрастных взаимоотношений выявленных структурных элементов и контролируемых ими различных минеральных ассоциаций. Метод рентгеновской компьютерной томографии рудоносных пород является весьма полезным для подобного рода исследований.

**Методика.** Методом рентгеновской томографии был изучен образец, характеризующий штокверковую зону наиболее богатого участка рудного тела (рис. 2а,б). Изучение пространственного распределения сульфидной минерализации в отобранном образце было выполнено по принципу «от общего к частному», в два основных этапа. В рамках первого этапа изучено распределение сульфидной минерализации в объеме всего образца (далее полноразмерный образец), а также их пространственное взаимоотношение с кварц-карбонатными жилами и прожилками (рис. 1г, 2в). На втором этапе, для понимания пространственного взаимоотношения сульфидных минералов и золота, из полноразмерного образца был выпилен цилиндр диаметром 16 мм в области скопления сульфидной минерализации и прожилков разной морфологии (рис. 1д-е, 2г-д). Цилиндр изучен методом компьютерной микротомографии. Исследование было проведено на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ им. М.В. Ломоносова. Изучение полноразмерного образца (длина - 24см, диаметр – 6см) было проведено с помощью томографа РКТ-180-1, разрешение 100  $\mu\text{m}$ . Изучение цилиндра, выпиленного из полноразмерного образца, было выполнено на микротомографе SkyScan-1172, разрешение 4.5  $\mu\text{m}$ . Для уточнения минерального состава из цилиндра были сделаны и описаны аншлифы.



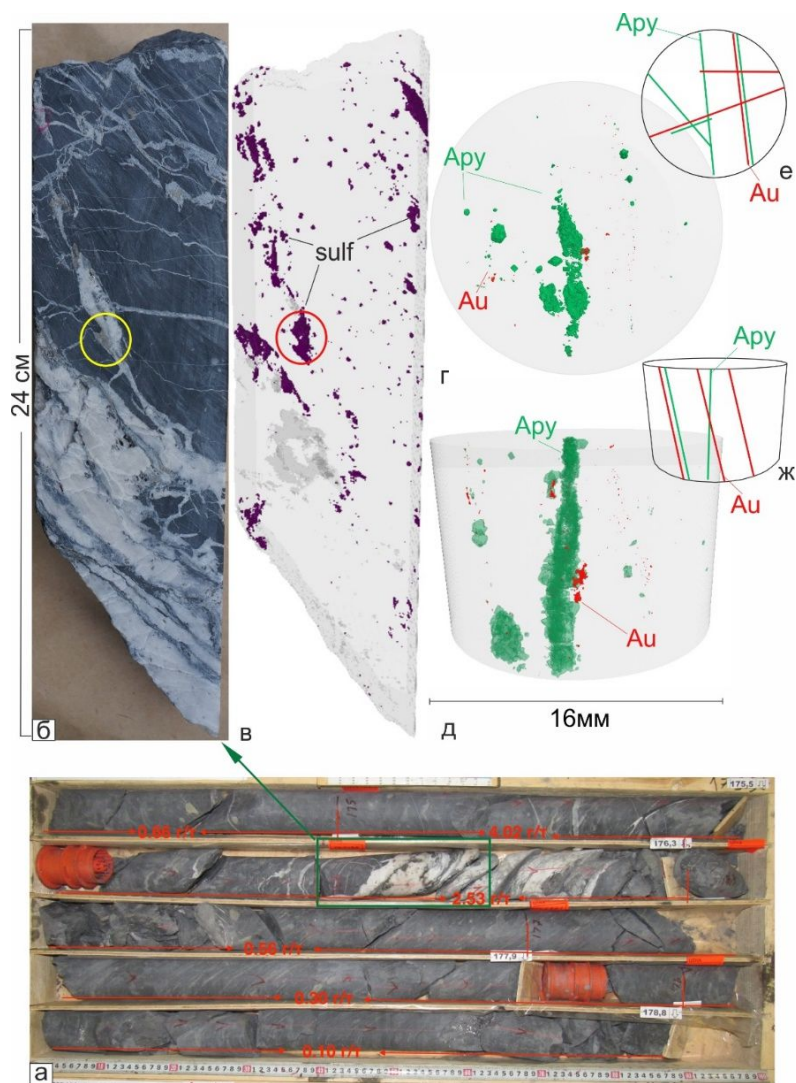
**Рис.1** а – структурно-геологическая карта месторождения Дражное; д - положение в региональной структуре; в – голубым цветом показана общая морфология штокверка, красным - положение рудной зоны; г-е – распределение сульфидной минерализации и самородного золота по данным рентгеновской компьютерной томографии: г – полноразмерный образец, е-д – цилиндр; Sulf – сульфиды, Qtz – кварцевые прожилки, Py – пирит, Apy – арсенопирит; Au – золото, slsn – алевропесчаники.

### Результаты.

Изучаемый образец представлен неяснослоистыми алевропесчаниками с несколькими генерациями кварцевых и кварц-карбонатных прожилков различной мощности и ориентировки (штокверк), приуроченных к верхнему контакту жилы с многочисленными апофизами (рис.2 б). Видимая сульфидная минерализация представлена зернами пирита, арсенопирита, сфалерита. В образце обнаружено видимое золото - 3 зерна размером от 0.5 до 1 мм.

В результате изучения полноразмерного образца выявлена приуроченность сульфидной минерализации к тонким, нитевидным кварцевым и кварц-карбонатным прожилкам. В пределах мощной кварцевой жилы количество сульфидов незначительно (рис.2в).

При микротомографическом изучении цилиндра, благодаря градуировки КТ плотности, были выделены основные минералы – пирит, арсенопирит и самородное золото, а также оконтурены границы кварц-карбонатных прожилков во вмещающих породах (алевропесчаниках). На томограммах отчетливо заметны две генерации прожилков, с одной из которых связана практически вся сульфидная минерализация и самородное золото (рис. 1д,е). Далее, с полученных томограмм были убраны изображения зерен пирита (рис. 2г,д), чтобы выделить арсенопирит и ассоциирующее с ним самородное золото.



**Рис.2** Распределение минералов в рудных прожилках: *а* – положение образца в керна; *б* – изучаемый образец алевропесчаников с прожилками, желтым кружком показан участок керна, изучаемый в цилиндре; *в* – распределение сульфидной минерализации (sulf) в образце; *г,д* – распределение зерен арсенопирита (Apy) и золота (Au) в цилиндре; *е* – реконструкция микроструктурных направлений (трендов) распределения золота (красные линии) и арсенопирита (зеленые линии) в цилиндре

Золото и арсенопирит образовались на продуктивной стадии минералообразования. Пирит же на месторождении представлен различными генерациями (до-, син-, пострудный) и не является информативным объектом для изучения данным методом.

Арсенопирит в образце сосредоточен в призальбандовой части прожилков. Скопления зерен нарушены более поздней системой микротрещин, которая отчетливо видна на полученных томограммах. Отмечается ярко выраженная закономерность распределения

арсенопирита - в прожилках и «бусинками» вдоль микротрещин(рис.2 е, ж). Самородное золото представлено ксеноморфными выделениями, наиболее крупные из которых тяготеют к зернам арсенопирита. Распределение золота в прожилке также подчиняется микроструктурным поверхностям, которые где-то сонаправлены со структурными планами арсенопирита, а где-то пересекают их (рис.2 г-ж). Зерна арсенопирита и самородного золота сосредоточены в области пересечения нитевидных прожилков и апофизы, мощностью до 1см (рис. 2б, выделенная область). Полученные результаты интерпретируются следующим образом. Сначала образовалась кварцевая жила. Затем нитевидные кварц-карбонатные прожилки пересекли под прямым/острым углом апофизу жилы. При последующем раскрытии трещин в прожилках происходило выпадение рудных минералов из растворов и их рост по микротрещинам в апофизе кварц-карбонатной жилы. Отметим, что при обычном описании керна и изучении под микроскопом шлифов и аншлифов выявленные томографией сульфидо- и золотоконтролирующие микроструктурные поверхности не были обнаружены.

Таким образом, выявленная приуроченность минералов продуктивного этапа рудоотложения к нитевидным прожилкам и микроструктурным поверхностям (зонам проницаемости) позволяет определить их пространственную ориентировку относительно различных минерализованных структурных элементов. Это является важным для уточнения структурной модели месторождения и поисков наиболее богатых золотом структурных ловушек. Анализ закономерностей пространственной ориентировки и локализации систем золотоносных жил и прожилков в сложной полихронной рудоносной структуре позволит более точно определять геометрию сети разведочных скважин для уверенного пересечения рудных интервалов.

#### **Литература**

Читалин А.Ф. и др., «Структурно-кинематическая модель золоторудного месторождения Дразное»// Геофизика, 2018 г., № 3, стр. 106 - 114



**Using of X-ray tomography in structural studies of gold bearing stockwork zones at the Drazhnoe deposit, Republic of Sakha (Yakutia)**

**Chikatueva V., Sivkov D., Chitalin A.**

*LLC "Institute of Geotechnology"*

**Abstract**

A sample of oriented core was studied using X-Ray tomography and microtomography. This sample characterizes a rich stockwork zone of the Drazhnoe gold deposit. The study was carried out to clarify the spatial relationships of different types of quartz-carbonate veins, sulfide minerals and native gold, which cannot be identified when studying thin sections and polished sections.

The oriented core (24 cm long) of silty sandstone with quartz and quartz-carbonate veins was studied. The differently oriented threadlike veins have a different thickness and morphology (interlacing vein). It connects to a quartz-carbonate vein and his apophysises. The study of a sample with a resolution of 100  $\mu\text{m}$  made it possible to identify the association of sulfide mineralization with a system of differently oriented steeply dipping threadlike quartz-carbonate veins. The sulfide content in the quartz quartz-carbonate vein is insignificant. Then a cylindrical sample (a diameter of 16 mm) was cut from a larger sample, characterized by the area of the intersection of the differently oriented quartz-carbonate veins. The study was carried out using the microtomography method with a resolution of 4.5  $\mu\text{m}$ . In the tomogram the separation of the main ore minerals were identified - arsenopyrite and native gold. The grains of this minerals were concentrated in the intersection of the threadlike vein and the apophyse of the quartz-carbonate vein. The distribution of each mineral is controlled by certain microstructural surfaces - tiny fractures in the apophysis. In this regard, there is a partial discrepancy between the structural plans of the distribution of gold and arsenopyrite.

The results obtained are interpreted as follows: first formation of the quartz-carbonate vein. Then the threadlike quartz-carbonate veins crossed the apophysis of the vein. With the subsequent opening of cracks in the veins, ore minerals precipitated from solutions and grew along tiny fractures in the apophysis. It should be noted that with the usual microscopic examination of thin and polished sections, the sulfide and gold-controlling microstructural surfaces were not detected.

Thus, the identified the relationship of gold and arsenopyrite to filiform veinlets and microstructural surfaces (permeability zones). This allows one to determine their spatial orientation relative to the various mineralized structural elements. Information of this relationship is important to clarify the structural model of the deposit and to search for the most gold-rich structural traps.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И  
МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ  
ПОИСКЕ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ ПИ  
(постерные доклады)



## Проблемы и перспективы развития технологии захоронения буровых отходов в подземных резервуарах в криолитозоне

А.С. Пискунова<sup>1</sup>, А.М. Мосин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>МГУ им. М.В. Ломоносова, Москва, 119991, Россия

В настоящее время на Крайнем Севере России идет активное освоение нефтегазоносных месторождений с образованием большого количества буровых отходов. Обращение с отходами путем захоронения их в подземные резервуары (ПР) в пределах криолитозоны является экономически и экологически эффективным методом. В многолетнемерзлых грунтах подземный резервуар создается путем техногенного оттаивания песчаных отложений при помощи нагнетания смешанных воды и воздуха. Нагнетаемая вода имеет температуру в диапазоне от +7 до +10 °С. При подаче теплого раствора в мерзлые грунты, имеющие включения льда, как в поровом пространстве, так и в виде прослоек, начинают таять, меняют свою текстуру, разрушаются структурные связи. Частицы минерального скелета опускаются на дно выработки, откуда с помощью эрлифта поднимаются на поверхность и отводятся в гидроотвал (рис.1). [1], [2].

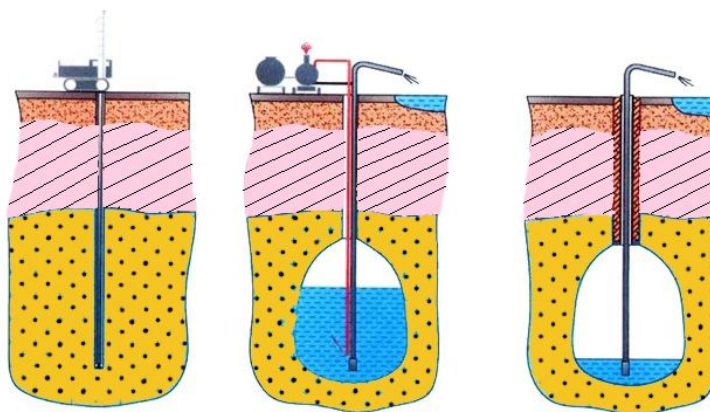


Рис. 1. Технологическая схема строительства подземного резервуара в многолетнемерзлых породах через вертикальную скважину.

В образованную выработку через скважину загружаются буровые отходы с положительной температурой. Целью исследования было определение динамики температурного поля мерзлых грунтов, физико-механических свойств (ФМС) многолетнемерзлых грунтов и устойчивости самого резервуара.

Изучение динамики теплового поля многолетнемерзлых грунтов произведено решением уравнения теплопроводности с условием Стефана с помощью специализированной программы "Heat". Была выявлена зона влияния ПР на массив мерзлых грунтов, где температура, в пределах 15 метров изменяется на 0,5 °С, при этом в пределах первых 1-2 метров возрастает на 1-2 °С.( рис.2)

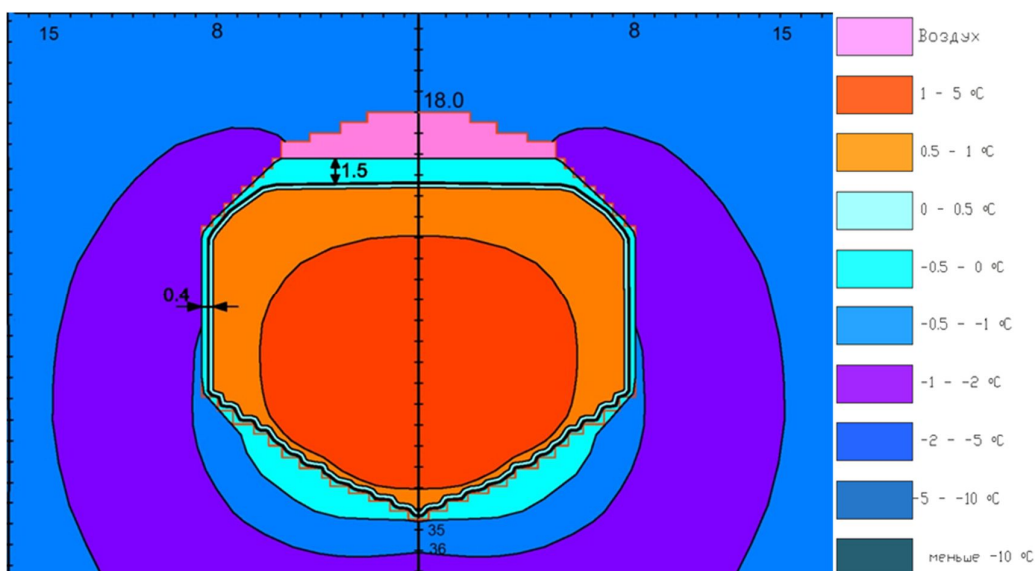


Рис. 2. Распределение температур мерзлых грунтов и буровых отходов.

Изменение ФМС грунтов в диапазоне температур от  $-0,5$  до  $-5$  °С было исследовано в приборах трехосного сжатия на пылеватых мерзлых песках казанцевской свиты Харасавэйского месторождения. Трехосные испытания проводились в специальной криолаборатории, которая позволяет поддерживать постоянную отрицательную температуру. Нагружение производилось в недренированных условиях по быстрой и длительной схемам при  $\sigma_1 \geq \sigma_2 = \sigma_3$ , где  $\sigma_1$  – максимальное главное вертикальное напряжение;  $\sigma_2 = \sigma_3$  – минимальные, они же промежуточные главные горизонтальные напряжения. Определялись следующие параметры: угол внутреннего трения  $\varphi$ , удельное сцепления  $c$ , модуль деформации  $E$  деф., коэффициент поперечной деформации  $\nu$  мерзлых грунтов и длительная прочность грунта. По результатам эксперимента можно выявить тенденцию снижения физико-механических свойств мерзлых грунтов с повышением температуры. Например, если у мерзлого песка казанцевской свиты при температуре  $-5$  °С модуль деформации равен 64 МПа, при температуре  $-3$  °С он уже равен 23 МПа, а при температуре  $-0,5$  °С его значение падает до 11 МПа. Такая же зависимость прослеживается для остальных показателей прочностных, деформационных и реологических свойств.

Расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) мерзлых грунтов вокруг ПР был произведен с применением упруго-вязко-пластической модели Друкера-Прагера методом конечных элементов при температурах  $-3, -4, -5$  °С для ПР трех геометрических форм: сферической, конусовидной и эллипсоидной. Результат расчёта НДС показал, что у ПР сферической формы возникают растягивающие напряжения уже при температуре  $-5$  °С. ПР конусовидной формы при температуре грунта  $-5$  °С является устойчивым, а при температуре  $-3$  °С вокруг его контура образуются растягивающие напряжения (рис.3).

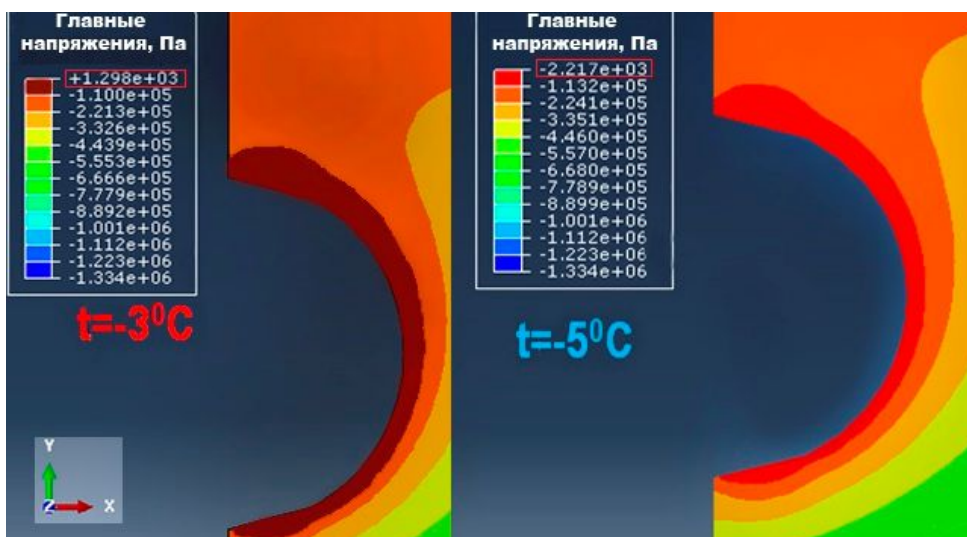


Рис.3. Распределение главных напряжений в окрестности ПР («-» - напряжения сжатия; «+» - напряжения растяжения)

На сегодняшний день расчет напряженно-деформированного состояния вокруг резервуара рассчитывается при одной постоянной температуре, не учитывая при этом изменения свойств породы в диапазоне температур. Расчет устойчивости на моделях одинаковой формы и равного объема показал, что с повышением температуры устойчивость снижется, что необходимо учитывать при составлении регламента на строительства. Для усовершенствования расчетных схем и получения более точных данных, необходимо проведение численного моделирования с учетом изменения температурного поля массива, в зависимости от которого будут изменяться параметры свойств грунтов. Повышение точности расчетов повысит надежность сооружения и обеспечит экологическую безопасность. Предлагается решение совмещенной термомеханической задачи

### Литература

- [1] Аксютин О.Е., Казарян В.А., Ишков А.Г., Хлопцов В.Г., Теплов М.К., Хрулев А.С., Савич О.И., Сурин С.Д. Строительство и эксплуатация резервуаров в многолетнемерзлых осадочных породах. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 432 с.
- [2] Пискунова А.С., Сурин С.Д., Воронова А.В. Проблемы захоронения буровых отходов в подземных резервуарах скважинного типа в многолетнемерзлых грунтах: сборник статей ежегодной конференции “Сергеевские чтения”. М., 2018 с. 244-250.

**Problems and prospects for the development of technologies for the disposal of drilling waste in underground reservoirs in the cryolithozone**

**A.S. Piskunova<sup>1</sup>, A.M. Mosin<sup>1</sup>**

*<sup>1</sup>MSU of the M.V. Lomonosov, Moscow, 119991, Russia*

**Abstract**

Disposal of drilling waste in underground tanks within the permafrost zone is one of the most optimal options for waste management. However, like any technology, has its own development prospects, which are considered in this work. The technology of construction and operation of underground borehole-type reservoirs in frozen sandy soils is considered. Studies of the effect of complex processes on the disposal of drilling waste in underground reservoirs in the array of frozen soils. Revealed a change in the temperature field around the underground tank. The calculation of the thermal field around the boundaries of the underground reservoir is made by numerical methods using the “Heat” program. In the course of laboratory studies, the parameters of the physic-mechanical and rheological properties of frozen soils of different temperatures were determined. The study of changes in the properties of frozen soils depending on their temperature was carried out by the method of triaxial compression in a film laboratory with the maintenance of a constant negative temperature. To study the effect of the temperature factor on the stability of the tanks, a stress-strain state was calculated around the walls of underground tanks of various geometric shapes at different temperatures of the surrounding frozen soil. The assessment of tank stability was carried out using the elastic-visco-plastic model of Drucker-Prager, which was implemented in the Simulia Abaqus program using the finite element method. At the same time, the parameters of physic-mechanical and rheological properties, which were obtained in the course of laboratory studies, were put into the calculation model. The calculation of stability on models of the same shape and equal volume showed that with increasing temperature, the stability decreases, which today is not taken into account when drawing up the construction regulations. In order to improve the computational schemes and obtain more accurate data, it was proposed to carry out numerical simulations taking into account changes in the temperature field of the array.

## *Поляризуемость песчано-гравийных смесей по результатам лабораторных петрофизических измерений*

Аношина Светлана Алексеевна, Куликов Виктор Александрович  
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

### **Введение**

В течение нескольких лет авторами проводились работы методами ВЭЗ-ВП и электротомографии (ЭТ-ВП) на различных месторождениях песчано-гравийных смесей (ПГС) на территории Калужской области. Сопоставление результатов проведенных электроразведочных работ с результатами бурения показали устойчивую положительную корреляцию между аномалиями ВП и процентным содержанием гравийной фракции в ПГС. Аномалии кажущейся поляризуемости авторы связывают с электропроводящими минералами, такими как магнетит, пирит и др., которые присутствуют в гравии и гальке магматического состава. Так как выявление участков с высоким содержанием гравия, гальки и валунов в пределах ПГС является важной и актуальной задачей для геофизики, то мы решили подробнее остановиться на выяснении причин возникновения повышенной поляризуемости. Для уточнения природы аномальных значений ВП были проведены как детальные полевые работы на нескольких известных месторождениях ПГС, так и лабораторные измерения поляризуемости образцов песка и песчано-гравийной смеси, отобранных из 18 месторождений, расположенных на территории Московской и Калужской областей.

### **Полевые работы**

Условно все изучаемые месторождения можно разделить на два типа. В случае, если месторождение сухое, вся залежь ПГС находится выше уровня грунтовых вод, и аномалии ВП связаны только с влиянием пород зоны аэрации. К такому типу относится месторождение «Вязищи», на котором были проведены детальные работы методом ВЭЗ-ВП для выделения зон, обогащенных гравийным материалом. Измерения выполнялись симметричной четырехэлектродной установкой AMNB, разности установки изменялись от 3 до 105 метров. Шаг между точками ВЭЗ составил 10 м. Измерения вызванной поляризации проводились в диапазоне частот от 0,15 до 39 Гц. Максимальные значения кажущейся поляризуемости достигаются на высоких частотах, что указывает на то, что на ранних временах спад поля ВП более быстрый, чем на поздних (рис.1).

### Месторождение "Вязици"

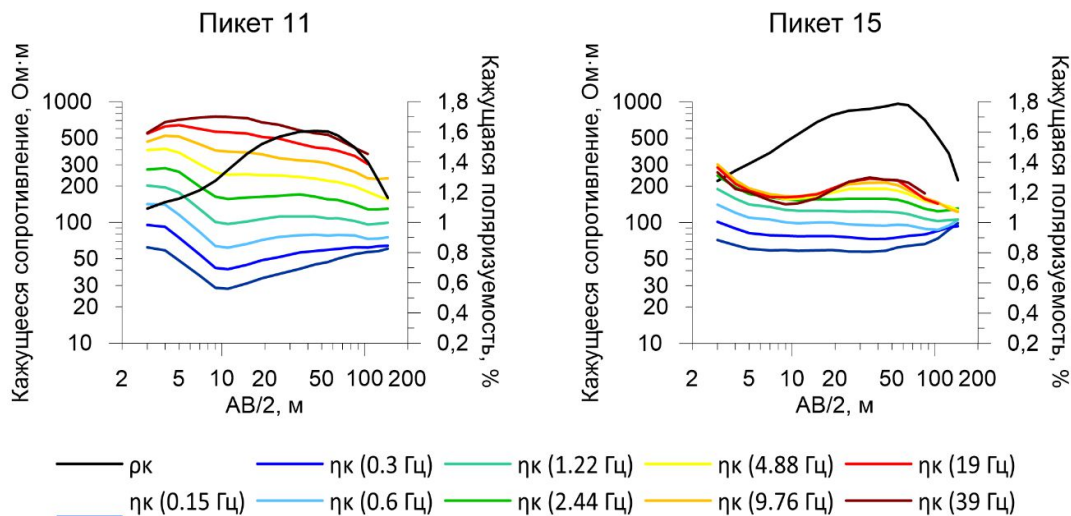


Рис.1. Типичные кривые кажущегося сопротивления и кажущейся поляризуемости, полученные на «сухом» месторождении «Вязици»

В случае, если месторождение обводнено, т.е. часть песчано-гравийной залежи находится ниже уровня грунтовых вод (УГВ) аномалии ВП могут быть также связаны с наличием в разрезе слоя песка с весовой влажностью 2-5 % при переходе от очень сухого песка вблизи поверхности земли к слою полного водонасыщения на глубине. Поле ВП, связанное с слоем частичного водонасыщения, характеризуется медленным спадом, лучше всего проявляется на низких частотах (рис 2). Аномалии ВП в этом случае являются результатом суперпозиции двух источников электропроводящих проводников (быстрый спад, высокочастотный характер) и слой частичного водонасыщения (медленный спад, низкочастотный характер). Максимальные значения достигаются на средних частотах (2.4 Гц). В этом случае необходимо проводить спектральные измерения вызванной поляризации для разделения аномалий разной природы.

### Месторождение "Выгори"

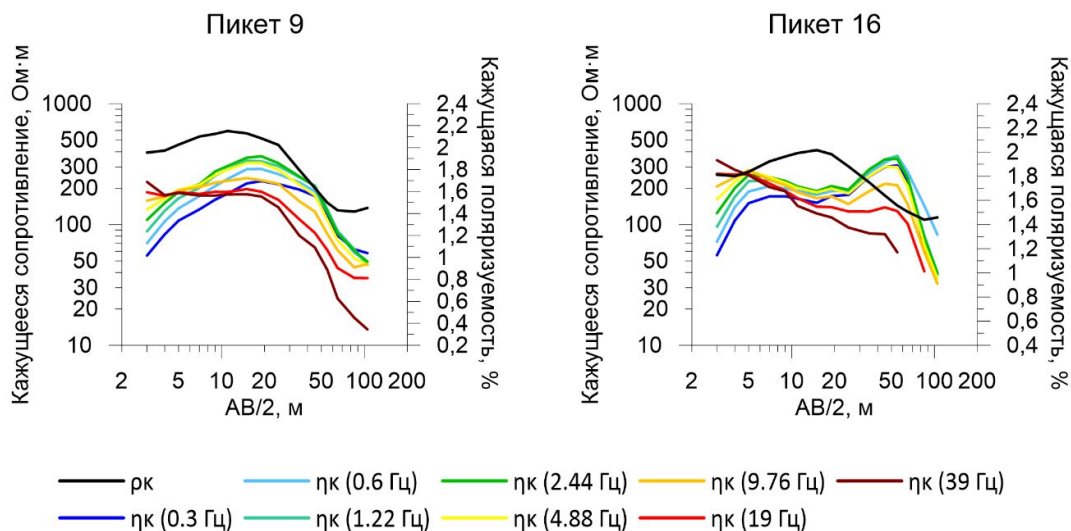


Рис.2. Типичные кривые кажущегося сопротивления и кажущейся поляризуемости, полученные на частично «обводненном» месторождении «Выгори»



## Лабораторные измерения

Лабораторные исследования проводились на чистом песке, а также на образцах природных и обогащенных песчано-гравийных смесях. Выполнялись измерения спада вызванной поляризации в диапазоне времен от 0,02 до 0,2 сек. Кроме того, производилась оценка влияния влажности на поляризуемость образцов. Влажность определялась как отношение веса воды и сухого образца (рис.3 а, б).

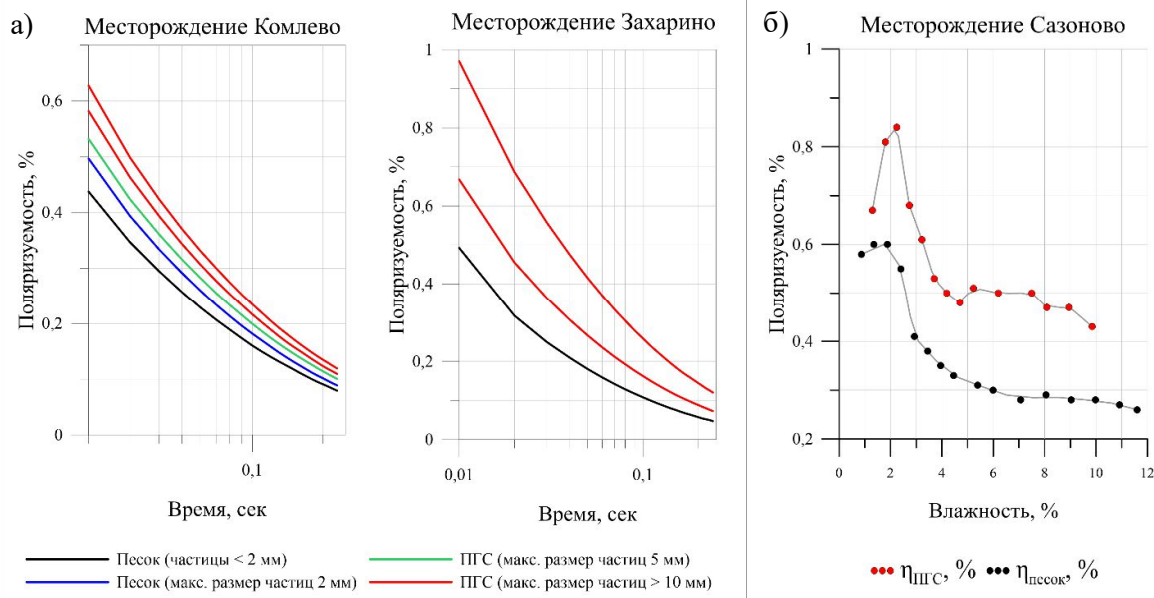


Рис.3. а) Типичные кривые спада ВП, полученные на образцах песка и песчано-гравийной смеси б) Зависимости поляризуемости от влажности, полученные на образцах песка и песчано-гравийной смеси

Результаты петрофизических измерений показали, что увеличение поляризуемости ПГС может быть вызвано двумя причинами – 1) увеличением содержания гравийной фракции, представленной магматическими минералами; 2) весовой влажностью образцов 2-2.5 %. Тем не менее, значения поляризуемости песчано-гравийной смеси выше, чем у чистого песка при одинаковой влажности образцов.

## Выводы

В пределах развития оледенений над песчано-гравийными отложениями присутствуют слабоамплитудные аномалии вызванной поляризации (1.5-2 %). В качестве основной причины аномалий ВП рассматриваются электропроводящие минералы присутствующие в гравии магматического происхождения. Если вся залежь ПГС располагается выше уровня грунтовых вод, то аномалии ВП характеризуются быстрым спадом, ярче всего проявляются на высоких частотах и могут указывать на участки, характеризующиеся высоким процентным содержанием гравия. Если месторождение обводнено, то аномалии кажущейся поляризуемости могут быть связаны со слоем частичного водонасыщения, характеризующимся низкочастотным характером поля ВП. В случае наложения двух источников аномалий вызванной поляризации максимальные значения  $\eta_k$  проявляются на средних частотах. При этом необходимо проводить спектральные измерения вызванной поляризации. Таким образом, при определенных благоприятных условиях, а именно низком уровне промышленных помех и низких переходных сопротивлений заземлений, метод ВП позволяет выделить в пределах месторождения ПГС ледникового происхождения зоны, обогащенные гравийной фракцией. Кроме того, совместная интерпретация кривых

кажущегося сопротивления и кажущейся поляризуемости существенно повышает точность определения мощности частично или полностью обводненной залежи песчано-гравийной смеси.

#### **Список литературы**

1. Использование метода вызванной поляризации при изучении песчано-гравийных отложений / В. А. Куликов, С. А. Аношина, А. В. Соловьева, А. Г. Яковлев // Инженерные изыскания. — 2016. — № 14. — С. 42–49.
2. Результаты использования метода ВЭЗ-ВП при изучении песчано-гравийных смесей на территории Мосальского района Калужской области / Куликов В. А., Аношина С. А., Соловьева А. В. // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2016. — № 2. — С. 52–58.
3. О повышенной поляризуемости песка, вызванной влажностью / А.А. Рыжев, В.А. Шевнин // Геофизика – 2014 - № 6 с. 30 – 38



## **Sand-gravel mixture chargeability based on laboratory petrophysical measurements**

Anoshina S.A., Kulikov V.A.

Lomonosov Moscow State University

For several years, authors carried out works as vertical electric soundings (VES) and electrical resistivity tomography (ERT) methods with measuring of induced polarization (IP) at various deposits of sand and gravel mixtures (SGM) in the Kaluga region. Comparison of results of electrical exploration with drilling results showed a stable positive correlation between the anomalies of IP and the percentage content of the gravel fraction in SGM. Authors suggest that the main cause of chargeability anomalies are electronically - conducting minerals present in the gravel of magmatic origin. Since the identification of areas with a high content of gravel, pebbles and boulders within the sand-gravel deposit is an important task for geophysics, we decided to dwell on clarifying of causes of the increased chargeability. On the one hand, detailed work was carried out using VES-IP and ERT-IP in various sand-gravel deposits. On the other hand, we studied a chargeability of sand-gravel mixtures in laboratory conditions. According to results of surveys, if sand-gravel deposit is located above the groundwater level, then the IP anomalies are characterized by a fast decay, most clearly manifest at high frequencies and may indicate areas characterized by a high percentage of gravel. If the deposit is partly flooded, then anomalies of apparent chargeability may be associated with a layer of sand with moisture of 2-5 %, characterized by the low-frequency nature of the IP field. The IP anomalies in this case are the result of a superposition of two sources: electron-conducting minerals (fast decay, high-frequency character) and a layer of not full water saturation (slow decay, low-frequency character). The maximum values of  $\eta_{ap}$  appear at medium frequencies. In this case it is necessary to conduct spectral measurements of the induced polarization. The laboratory results showed that the maximum values of chargeability are attained approximately at a moisture of 2% and then decrease, however sand-gravel mixtures samples are polarized more strongly than samples of sand in the entire range of measured moisture. Thus, the IP method allows to select areas enriched with gravel fraction within the sand-gravel mix deposit of glacial origin. In addition, the joint interpretation of the curves of apparent resistivity and apparent chargeability significantly increases the accuracy of determining the power of a partially or fully watered sand-gravel deposit.

## *Новые данные МТЗ-ГМТЗ по профилю «Кириши-Подпорожье» 2018г.*

**Куликов Виктор Александрович<sup>1</sup>, Соколова Елена Юрьевна<sup>2</sup>, Десятов Дмитрий Олегович<sup>1</sup>, Ионичева Анна Павловна<sup>1</sup>, Пушкарев Павел Юрьевич<sup>1</sup>, Сумарокова Елизавета Сергеевна<sup>1</sup>.**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

<sup>2</sup> *ИФЗ РАН*

### **Введение**

Летом 2018 года рабочей группой LADOGA, объединяющей геоэлектриков Геологического факультета МГУ, Института геологии КарНЦ РАН и ИФЗ РАН, в целях изучения юго-восточного продолжения Ладожской аномалии электропроводности были выполнены полевые работы методами МТЗ и ГМТЗ по региональному 180-километровому профилю «Кириши-Подпорожье» (рис. 2).

При проведении работ использовалось два вида магнитотеллурической аппаратуры – низкочастотные станции LEMI-417 (разработка Львовского центра ИКИ НАНУ) и новая магнитотеллурическая станция МЭРИ-ПРО, разработанная в компании ООО «Северо-Запад» (г. Москва).

### **Методика полевых измерений**

Пятикомпонентные измерения со станциями LEMI-417 выполнялись в синхронном режиме. Базовая станция располагалась в районе п. Лоймола (Северное Приладожье), еще две станции параллельно вели регистрацию на рядовых точках. Длительность записи со станциями LEMI-417 составила в среднем 2 суток. Компоненты магнитного поля измерялись с помощью магнитометров, изготовленных на основе феррозондового датчика и размещенных в одном термостабильном корпусе.

Высокочастотная составляющая МТ-поля измерялась с помощью новой компактной магнитотеллурической аппаратуры «МЭРИ-ПРО». Наблюдения в рядовых пунктах велись в попарно-синхронном режиме без базовой станции. Для регистрации магнитных компонент использовались современные индукционные датчики IMS-010 (ООО «Вега», г. Санкт-Петербург). Длительность записи со станциями «МЭРИ-ПРО» на точках МТЗ составила в среднем 15-16 часов.

Перед началом полевых работ в районе учебно-научной базы МГУ в д. Александровка Калужской области были проведены тестовые записи на идентичность всех станций, задействованных в проекте, которые показали совпадение результатов оценивания  $[Z]$  и  $[W]$  во всем диапазоне частот.

Применение шумоподавляющих технологий оценивания МТ передаточных функций позволило получить параметры матрицы импеданса и матрицы Визе в диапазоне периодов 0.001–2000 с на всех 12 точках профиля, несмотря на значительные помехи от электрифицированной железной дороги Москва-Петрозаводск (рис. 1).

### **Геологическое строение района работ**

Профиль «Кириши-Подпорожье» располагается на юго-востоке Фенноскандинавского щита на стыке двух крупных тектонических структур - архейского Карельского кратона и позднепалеопротерозойского Свекофеннского аккреционного орогена (Минц, Соколова, 2017).

На границе между Свекофенским орогеном, сформированным при закрытии одноименного океана, и Карельским кратоном располагается Ладожско-Ботнический пояс шириной от 20 до 50 км (рис. 2). Этот пояс представлен метаморфизованными вулканогенно-осадочными комплексами, сформированными на шельфе и континентальном склоне пассивной окраины, возникшей при раскрытии океана.

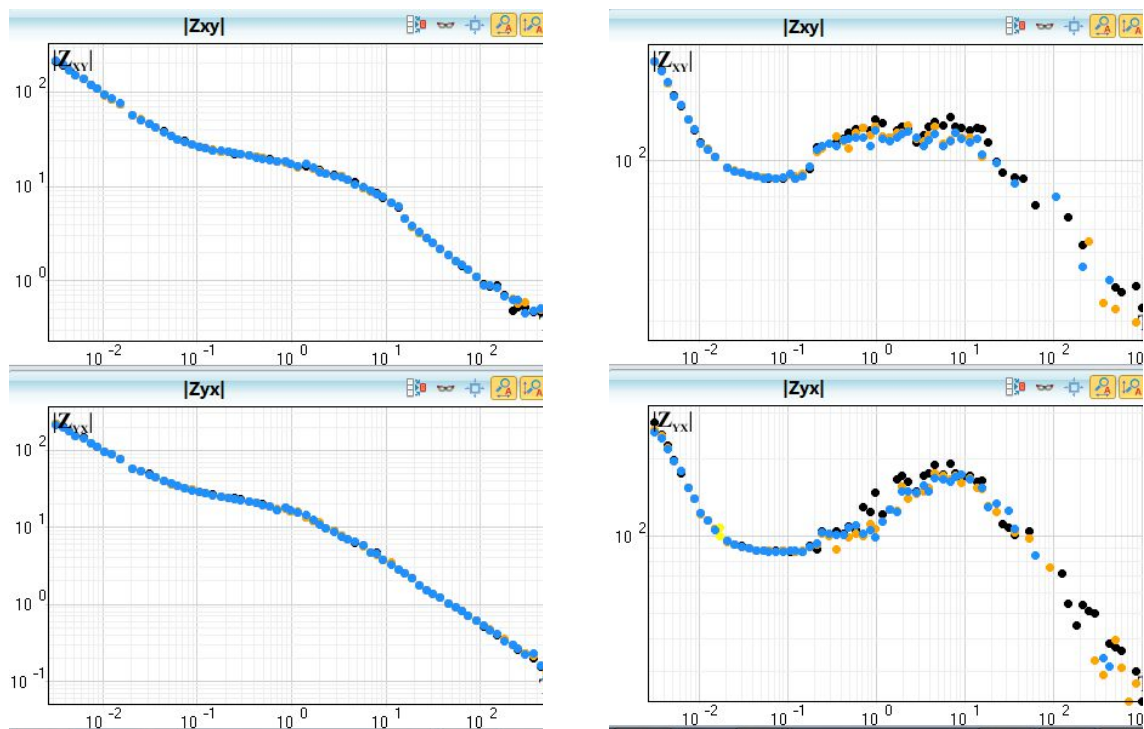


Рис. 1. Предварительная обработка данных МТЗ. Главные компоненты тензора импеданса. Слева – точка № 5. Влияние ж/д отсутствует. Справа – точка № 12. Влияние ж/д проявляется в виде увеличения модуля импеданса в диапазоне периодов 0.5-100 с.

По результатам комплексной интерпретации сейсмических и электроразведочных данных, выполненных на территории Финляндии, Карельский кратон надвинут навстречу тектоническим пластинам аккреционного комплекса, погружающимся под его окраину. В этой же области вулканогенно-осадочный комплекс пассивной окраины (Ладожско-Ботнический пояс) напротив, надвинут в восточном направлении на окраину кратона.

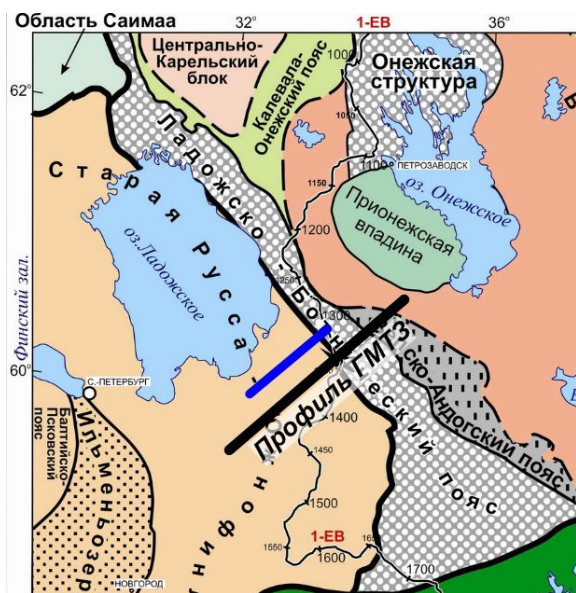


Рис. 2. Положение профиля «Кириши-Подпорожье» на тектонической карте (Минц и др., 2010).

Ботнического поясов выделяется Паша-Ладожский грабен, который является частью широко распространенной рифтовой системы, находящейся под осадочным чехлом Русской плиты в западной части Фенноскандианского щита. Сейсмические, магнитотеллурические исследования, а также плотностное моделирование показали, что Паша-Ладожский грабен контролируется коровыми и мантийными разломными зонами, а фундамент под ним представлен изверженными породами основного и ультраосновного состава (Stepanov a et., 2016).

### Предварительные результаты интерпретации

Этап качественной интерпретации МТ-данных включал в себя анализ глубинных псевдорезов кажущихся сопротивлений и фаз импеданса, компонент матрицы Визе-Паркинсона, параметров неоднородности тензора импеданса; карт амплитудных и фазовых полярных диаграмм. По результатам качественного анализа мы можем предположить существование крупной проводящей структуры в центральной части профиля, ориентированной в северо-западном направлении (50°СВ).

Предварительные результаты 2D инверсии эффективного импеданса и типпера, выполненной с использованием программы ZONDMT2D А.Е. Каминского (г. Санкт-Петербург) в виде глубинной геоэлектрической модели приведены на рис. 3,б. В центральной части профиля, на глубинах 15-30 км фиксируется чашеобразная область повышенной электропроводности ( $УЭС < 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ). В районе точек ГМТЗ № 8-10 (Ладожско-Ботнический пояс) и № 3-4 узкие зоны аномальной электропроводности ( $УЭС \approx 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) прослеживаются и в верхней части земной коры, практически до поверхности земли. Проводящая область ограничена высокоомными блоками. Самые высокие удельные сопротивления наблюдаются восточнее т. ГМТЗ № 10 и отвечают породам коры архейского Карельского микроконтинента.

В Приладожье Карельский кратон через Ладожско-Ботническую зону граничит с Южно-Финляндским гранулитогнейсовым поясом (рис. 2). Этот пояс протягивается от оз. Ильмень и города Старая Русса к северу, далее через Северное Приладожье на запад вдоль северного побережья Финского залива. Протяженность пояса достигает 1200 км. Южно-Финляндская ветвь этого пояса традиционно рассматривается финскими исследователями в составе Svecofennского орогена. Наиболее часто употребляемое наименование этой структуры – Южно-Финляндский осадочно-вулканогенный комплекс.

В Южном Приладожье, на границе Южно-Финляндского и Ладожско-

Для сравнения, на рис. 3,а приведена модель УЭС, полученная Санкт-Петербургскими геофизиками по результатам интерпретации данных АМТЗ по параллельному профилю (положение профиля показано на рис. 2 синей линией).

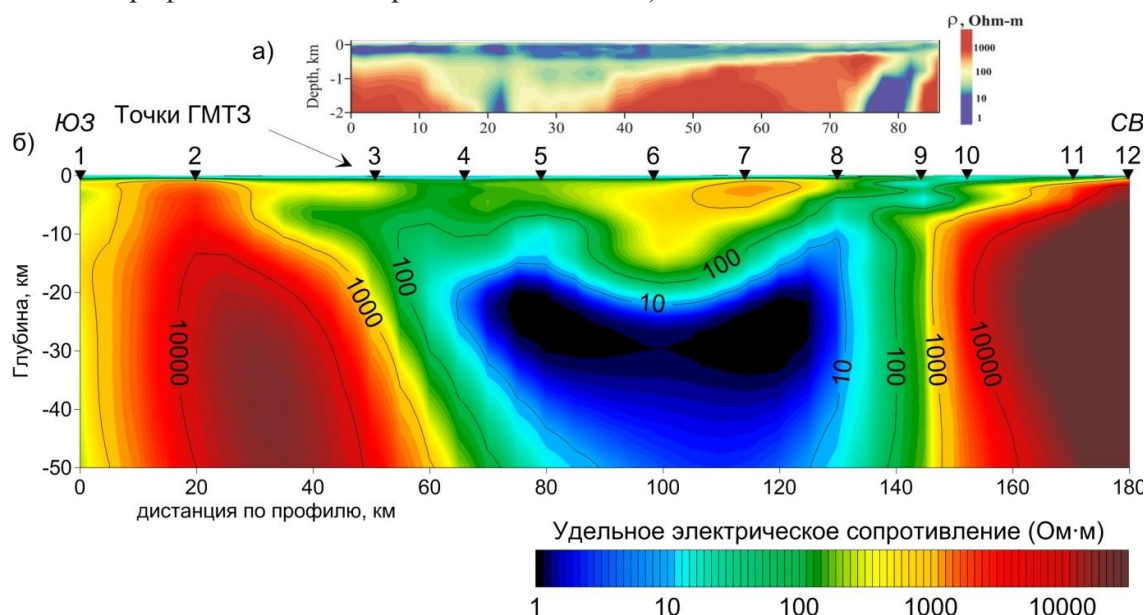


Рис. 3. Геоэлектрическая модель по профилю «Кириши-Подпорожье» по результатам 2D инверсии эффективных кривых и типпера.

#### Выводы

По результатам интерпретации МТ-данных в широком частотном диапазоне была построена глубинная геоэлектрическая модель вдоль профиля «Кириши-Подпорожье» от первых десятков метров до десятков км. Структура Ладожской коровой аномалии хорошо согласуется с результатами, полученными на исследуемой площади ранее сотрудниками Санкт-Петербургского университета (Stepanov *et al.*, 2016) и Института геологии КарНЦ РАН (Жамалетдинов и др., 2018).

Дискуссионным остается вопрос о природе высокой электропроводности Ладожской аномалии. Полученные нами результаты косвенно подтверждают гипотезу Б. Н. Клабукова (Клабуков, 2006) о двухъярусном строении Ладожско-Ботнической зоны, являющейся сложением проводников двух типов – электронно-проводящих пород у дневной поверхности и флюидных зон на глубине 10–30 км.

Исследования проведены в рамках работ по гранту РФФИ 16-05-00543А.

#### Список литературы

15. А.А. Жамалетдинов, В.Е. Колесников, А.А. Скороходов и др. Результаты электропрофилирования на постоянном токе в комплексе с АМТЗ по профилю, пересекающему Ладожскую аномалию. // Труды Карельского научного центра РАН № 2. 2018. С. 91–110.

16. К. Stepanov, К. Antashchuk, А. Saraev. Clarification of Pasha Rift Structure in Pasha-Ladoga Basin Based on AMT and Gravity Data // *Geophysica*, 2016, 51(1), 51–67.

17. Клабуков Б.Н. Возможности петроэлектрики в изучении земной коры Карелии // Геология и полезные ископаемые Карелии. Вып. 9. Петрозаводск: КарНЦ РАН, 2006. С. 127–134.

18. *М. В. Минц, Е. Ю. Соколова.* Объемная модель глубинного строения Свекотенского аккреционного орогена по данным МОВ-ОГТ, МТЗ и плотностного моделирования. // Труды Карельского научного центра РАН № 2. 2018. С. 34–61.

19. *Е.Ю. Соколова, Н.С. Голубцова, А.А. Ковтун и др.* Результаты синхронных магнитотеллурических и магнитовариационных зондирований в районе Ладожской аномалии электропроводности // Геофизика. — 2016. — № 1. — С. 48–61.

## **New MTS-Deep MTS data on the profile “Kirishi-Podporozhje” 2018.**

**Kulikov V.A.<sup>1</sup>, Sokolova E.Yu.<sup>2</sup>, Desyatov D.O.<sup>1</sup>, Ionicheva A.P.<sup>1</sup>, Pushkarev P.Yu.<sup>1</sup>, Sumarokova E.S.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Lomonosov Moscow State University*

<sup>2</sup> *Institute of physics of the earth Russian Academy of Sciences*

### **Introduction**

In the summer of 2018, the LADOGA working group, uniting the geoelectrics of the Geological Faculty of the Moscow State University, the Institute of Geology of the KarRC of the Russian Academy of Sciences and the Institute of Physics of the Russian Academy of Sciences, made field work using the MTS and DMTS methods on the regional 180 km-long profile "Kirishi-Podporozhje" for studying the southeasterly continuation of the Ladoga electrical conductivity anomaly.

Two types of magnetotelluric equipment were used: low-frequency stations LEMI-417 (the Lvov center IKI NASU) and a new magnetotelluric station MARY-PRO, developed at OOO Nord-West (Moscow).

### **Field Measurement Technique**

Five component measurements were made in synchronous mode, the base station was located in the area of Loymola village (Northern part of Ladoga Lake). The recording time for the MARY-PRO stations averaged 15-16 hours, for LEMI-417 stations - 2 days.

The use of noise-pressing technologies for estimating MT transfer functions made it possible to obtain parameters of the impedance matrix and the Wiese matrix in the period range 0.001-2000 s at all 12 points of the profile, despite high noise from the electrified Moscow-Petrozavodsk railway.

### **Geological structure of the area of work**

The profile locates in the southeast of Fennoscandian field. It crosses the Ladoga-Bothnian belt which is located between the Svekofennorogen and the Karelian craton; represented by metamorphosed volcanogenic-sedimentary complexes. Karelian craton borders with South Finnish granulite-gneiss belt which is a part of the Svekofennorogen. On the limit of the South Finnish and Ladoga-Bothnian belts, the Pasha-Ladoga graben stands out, which is a part of a widespread rift system located under the sedimentary cover of the Russian Plate in the western part of the Fennoscandian shield. Geophysical researches have shown that the Pasha-Ladoga graben is controlled by crustal and mantle fracture zones, and the foundation under it is represented by igneous rocks of the basic and ultrabasic composition (Stepanov et al., 2016).

### **Preliminary interpretation results**

Qualitative interpretation of the MT data included the analysis of deep pseudo-cuts of apparent resistances and impedance phases, the components of the Wiese-Parkinson matrix, the heterogeneity parameters of the impedance tensor; maps of amplitude and phase polar diagrams. According to the results of qualitative analysis, were supposed the existence of a large conducting structure in the central part of the profile, oriented in the north-west direction (50 ° C).

Preliminary results of 2D inversion of the effective impedance and tipper, received using the program ZONDMT2D A.E. Kaminsky (St. Petersburg) are presented as a deep geoelectric model. In the central part of the profile at a depth of 15–30 km an area of increased electrical conductivity is recorded. On the DMTZ points № 8-10 and № 3-4 narrow zones of anomalous electrical conductivity can be traced in the upper part of the Earth's crust. The conductive area is bounded by

high resistance blocks. The highest values of apparent resistances are observed at the east of the DTMT point № 10 and correspond to the rocks of the Archean Karelian microcontinent crust.

### **Conclusion**

Based on the interpretation of MT data of a wide frequency range a deep geoelectric model was built along the profile "Kirishi-Podporozhje" from the first tens of meters to tens of kilometers. The structure of Ladoga crust anomaly agrees well with the results obtained by staff of St. Petersburg University (Stepanov et al., 2016) and the Institute of Geology, KarRC of RAS (Zhamaletdinov et al., 2018).

The question of the nature of the Ladoga anomaly is still debatable. Our results indirectly confirm the B. N. Klabukov's hypothesis (Klabukov, 2006) on the two-tier structure of the Ladoga-Bothnian zone, which is a combination of two types of conductors — electron-conducting rocks at the surface and fluid zones at a depth of 10–30 km.

Investigations were made as a part of the RFBR grant 16-05-00543A.



## *Валообразные поднятия севера Западной Сибири в аналоговых моделях*

**Корбутяк Анна Николаевна, Фролова Наталья Сергеевна**

*МГУ имени М.В. Ломоносова*

Валообразные поднятия являются неотъемлемым структурным элементом любых платформ, с ними часто связаны месторождения нефти и газа, поэтому они всегда привлекали к себе внимание исследователей. Они представляют собой пологие линейные положительные структуры, протяженностью несколько десятков, а иногда и более, километров и, как правило, состоят из ряда более мелких поднятий. Такие эшелонированные валообразные структуры присутствуют и в чехле северной части Западно-Сибирской плиты.

В литературе высказываются самые разнообразные мнения о механизме формирования таких валов. Иногда их связывают с формированием складчато-надвиговых структур (в том случае, если они находятся вблизи складчатых поясов), а также с подъемом нижележащих блоков фундамента [Хаим, Ломизе, 2005], но это не всегда доказано. Существует точка зрения, что валы формируются в условиях горизонтального сжатия [Попов, 2001; Хромова, 2008], но почему такое сжатие осуществляется локально и может проявляться на большом удалении от складчатых поясов, не уточняется. Такие исследователи Западной Сибири, как А. И. Тимурзиев [2009] и Ю. В. Филиппович [2012], обратили внимание на эшелонированное расположение этих поднятий в зоне крупного Худуттейского, активизированного в позднем кайнозое, разлома, и справедливо связали их формирование со сдвиговыми движениями по нему.

Аналоговое моделирование позволяет довольно детально изучить процесс формирования валообразных поднятий, а так же их морфологию и строение, поэтому в Лаборатории тектонофизики и геотектоники МГУ нами была проведена серия экспериментов с целью изучения закономерностей образования поднятий в условиях простого сдвига. «Фундаментом» служили две доски, длинные стороны которых скользили друг относительно друга со скоростью 0,7 мм/мин. В качестве «чехла» использовали песок разной зернистости: сухой, влажный и с примесью солидола. Мощность «чехла» составляла преимущественно 4-4,5 см. Обоснование использования песка, а также подробное описание условий экспериментов и регистрации результатов описано в работе [Корбутяк и др., 2018].

При небольшой перемещение по блокам фундамента сначала формировались протяженные валы вдоль всей линии сдвигания без видимых опережающих (сколы Риделя) разрывов. При продолжении сдвигания вал, как правило, распадался на отдельные поднятия. Если использовался влажный крупнозернистый песок или тот же песок с солидолом (рис. 1 б, в), изолированные поднятия росли одновременно с развитием сколов Риделя. При этом валы были сильно вытянутыми и асимметричными. В некоторых опытах развивались мелкие разрывы в средней части валов. В экспериментах, в которых «чехлом» служил песок более мелкой фракции (среднезернистый), поднятия между смежными сколами Риделя оказывались очень слабо вытянутыми или изометричными (рис. 1а).

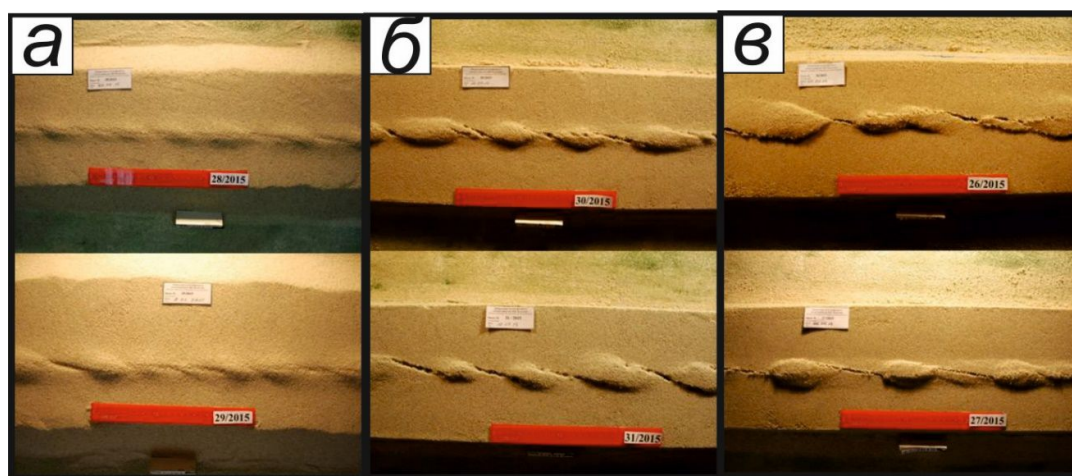


Рис.1. Валы и поднятия, полученные в экспериментах: а) сухой среднезернистый песок – поднятия мелкие, разрыв не имеют четких очертаний; б) влажный крупнозернистый песок – поднятия имеют достаточно правильную форму чётков; в) крупнозернистый песок с примесью солидола – поднятия имеют абсолютно разную форму и размер.

Развитие зон деструкции (сколов Риделя) приводит к расчленению единого вала на фрагменты, а также к подъему вверх поверхности этих фрагментов, т.е. росту отдельных валообразных поднятий. По смежным сколам Риделя, внутри ограниченной их концами зоны, происходит встречное движение материала, а поскольку существует еще и препятствие этому движению, возникает обстановка локальной транспрессии. Материал поднимается в том направлении, где не встречает сопротивления, то есть вверх, – так формируются поднятия (рис. 2). По своей природе они ничем не отличаются от структур, известных как рор-ап или push-up структуры, только последние развиты локально, а в нашем случае это структуры, регулярно повторяющиеся вдоль зоны сдвига.

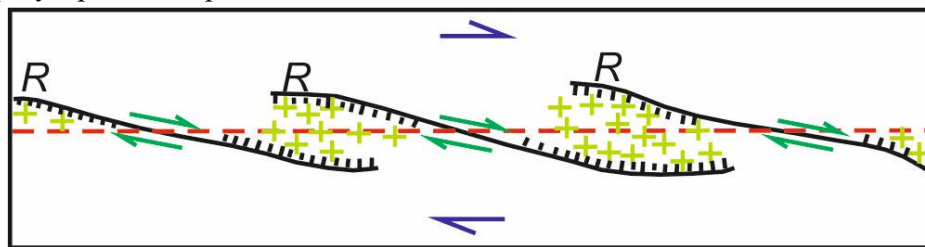


Рис. 2. Принципиальная схема формирования валообразных поднятий в зонах сдвига между сколами Риделя ( $R$ ).

Таким образом, на основании проделанной работы можно сделать следующие выводы: в экспериментах по воспроизведению зоны простого сдвига в системе «чехол-фундамент» всегда формируются поднятия. Они могут иметь различную форму: непрерывного вала, эшелонированных цепочек вытянутых валов или же почти изометричных поднятий. Форма валов зависит, прежде всего, от свойств деформируемого материала; влияет также величина сдвига.

Описанные выше эшелонированные валообразные структуры являются потенциальными ловушками углеводородов. При этом они принципиально отличаются от эшелонированных складок продольного укорочения, формирующихся в результате изгиба слоев. Общепринято, что валообразные поднятия сдвиговых зон, в том числе нефтегазоносные, имеют только

такую, складчатую, природу [Sylvester, 1988]. Эти складки были получены нами в более ранних экспериментах [Фролова и др., 2016]; они начинают формироваться сразу после начала деформации в поле напряжений первого порядка, общим для сдвиговой зоны, а потом разрушаются развивающимися сколами Риделя. Валообразные поднятия, напротив, создаются благодаря росту этих сколов, в локальных полях напряжений второго порядка в их окрестностях. Главным практическим отличием эшелонированных складок от эшелонированных валообразных поднятий является ориентировка их осей: оси складок ориентированы под  $45^\circ$  к сдвигу и отклоняются от перпендикуляра к нему по направлению сдвига; оси валообразных поднятий ориентированы под небольшим углом к сдвигу и отклоняются в противоположную сторону (рис. 3). К тому же, хорошо выраженные складки формируются только в расслоенной (хотя бы слабо) среде, тогда как валы могут формироваться в любой среде.

Следует отметить, что в опытах было получено большое морфологическое разнообразие поднятий, что позволит легче находить их природные аналоги. Можно добавить, что главным признаком сдвиговых зон считается эшелонированное расположение связанных с ними структурных элементов. Необходимо подчеркнуть, что при увеличении амплитуды перемещения по разлому в фундаменте могут возникать и четковидно расположенные поднятия; последние описаны в литературе о строении платформ.

Полученные нами в экспериментах валообразные поднятия очень похожи с нефтегазоносными валами севера Западно-Сибирской плиты. Ранее названные поднятия считались складками присдвигового волочения, или складками продольного изгиба [Тимурзиев, 2009; Филиппович, 2012]. Анализ и сравнение ориентировок осей таких складок в экспериментальных моделях и природе показывает, что здесь это не так (рис. 3). Ориентировка Худуттейского разлома по отношению к оси регионального сжатия может вызвать только правосдвиговые движения по нему. Следовательно, оси складок продольного укорочения должны быть ориентированы так, как показано на (рис. 3а). Однако оси реальных валов ориентированы совсем иначе (рис. 3б), противоположно направлению перемещения крыльев разлома в фундаменте, следовательно, они не могут быть складками продольного укорочения, а вот нашим экспериментам это как раз не противоречит (рис.3).

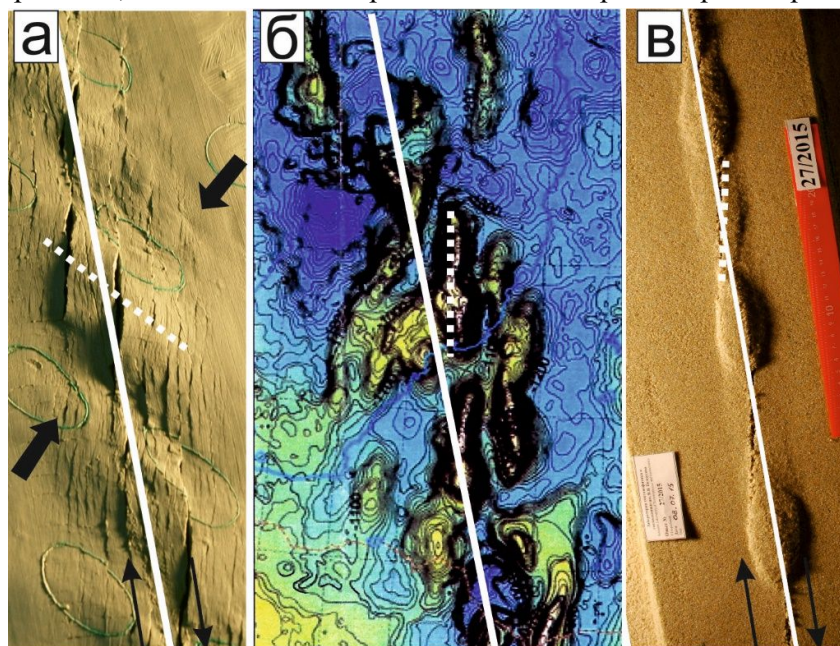


Рис. 3. Валообразные поднятия в экспериментальных (а, в) и природных (б) зонах неоднородного сдвига: а – эшелонированные складки продольного изгиба в опыте М-09 (влажная глина); б – фрагмент структурной карты по кровле альб-сеноманского горизонта [2]; в - эшелонированные валообразные поднятия push-up-типа в опыте 27. Сплошные белые линии - проекции на поверхность: на а и в – линии соприкосновения блоков, имитирующих фундамент в экспериментах, на б – Худуттейский разлом. Белые пунктирные линии – оси складок или валов. Тонкие черные стрелки показывают направление сдвига, толстые черные – направление сжатия.

Итак, основными доводами в пользу рассматриваемого нами механизма формирования валов на севере Западно-Сибирской плиты свидетельствует эшелонированное расположение их вдоль крупного разлома и, главное, ориентировка осей согласно описанной выше модели. Не противоречат нашему предположению отмеченная геологами асимметрия валов и уменьшение их выраженности вниз по разрезу. Такое изменение структуры видно на поперечных разрезах сдвиговых зон в экспериментах. Остальные гипотезы о природе валов на севере Западной Сибири либо противоречат тем или иным данным о природной структуре, либо их реальность не подкреплена экспериментами.

Знание механизма формирования поднятий, являющихся ловушками УВ, их напряженно-деформированного состояния, имеет большое практическое значение.

#### **Список литературы:**

*Корбутяк А.Н., Фролова Н.С., Мишакина А.А.* Физическое моделирование структурообразования в осадочном чехле горных пород. Сопоставление с эшелонированными нефтегазоносными валообразными поднятиями севера западной Сибири. Тверь: НТВ Каротажник, 2018. Вып. 3(285). С. 57 – 67.

*Попков В.И.* Складчато-надвиговые дислокации (Закаспий, Предкавказье, Азовско-Черноморский регион). М.: Научный мир, 2001, 135 с.

*Тимурзиев А.И.* Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): Дис. ... д-ра геол-минер. наук. М. 2009. 40 с.

*Филиппович Ю. В.* Сдвиговая тектоника в районе Надым-Тазовского междуречья и методика прогноза нефтяных залежей. Автореф. дис ... канд. геол-минер. наук, М, 2012. 21 с.

*Фролова Н.С., Корбутяк А.Н., Гуал Перес Х.* [Изучение рельефа сдвиговых зон с помощью аналогового моделирования](#) // Тектоника, геодинамика и рудогенез складчатых поясов и платформ: Материалы XLVIII Тектонического совещания, М.: ГЕОС, 2016с. Т. 2. С. 253-257.

*Хаин В.Е., Ломизе М.Г.* Геотектоника с основами геодинамики. М.: КДУ, 2005. 560 с.

*Sylvester A.G.* Strike slip faults // Geol. Soc. Amer. Bull. 1988. Vol. 100. P. 1666-1703.

## **Swell-like uplifts of the North of Western Siberia in analogue models**

Korbutyak Anna, Frolova Natalia

*Lomonosov Moscow State University*

*Abstract:* The paper describes an experimental study of structure formation in a [simple shear](#) environment in order to identify potential areas of increased fluid permeability and the mechanism of formation of the oil and gas-bearing uplifts of the North of the West Siberian plate. The data obtained on inhomogeneous development of fracture in the models, the zones of compression and rarefaction, the morphology and mechanism of formation of the studied structures.

# ОБРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

# Пассивная томография на поверхностной волне Рэлея: определение профилей продольной и сдвиговой скоростей.

**Манаков Сергей Александрович<sup>1</sup>, Коньков Андрей Игоревич<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *Институт прикладной физики РАН*

<sup>2</sup> *ООО «ГЕОДЕВАЙС»*

## **Введение**

Пассивная томография на поверхностных волнах представляет собой методику определения упругих свойств приповерхностных слоев Земли путем корреляционного анализа записей сейсмического шума, состоящего преимущественно из случайного набора цуг волн Рэлея и Лява [Bensen et al., 2007]. Она нашла применение на различных пространственных масштабах десятка метров [Nunziata et al., 2009] до сотен километров [Королева и др., 2009].

Суть метода заключается в следующем. На поверхности на некотором расстоянии друг от друга устанавливается пара датчиков, регистрирующих сейсмические шумы в течение длительного времени. Исходная запись делится на небольшие части, для каждой из которой вычисляется кросскорреляционная функция между сигналами с двух датчиков. Затем находится усредненная кросскорреляционная функция. Полученная зависимость имеет связь с функцией Грина [Snieder et al., 2010]. Дальнейший анализ аналогичен применяемому в сейсморазведке на поверхностных волнах с источником. Для однозначного восстановления функции Грина требуется равномерное распределение источников сейсмического шума [Snieder et al., 2010].

При анализе функции Грина волны Рэлея внимание уделяется только частотной зависимости фазовой скорости. Она слабо зависит от скорости продольной волны (или, другими словами, от коэффициента Пуассона) [Ландау и др., 1987], поэтому независимо восстанавливается только профиль скорости волны сдвига. Величина же коэффициента Пуассона задается из априорных соображений. Для исключения этой неоднозначности ранее было предложено включать в решение обратной задачи частотную зависимость отношения проекций вектора смещения (эллиптичность) волны Рэлея на поверхности [Konkov et al., 2015]. Таким образом, удастся восстанавливать как профиль скорости волны сдвига, так и профиль продольной скорости. Новый метод был назван PASW (от англ. «Projection Analysis of Surface Waves») - по аналогии с MASW от англ. «Multichannel Analysis of Surface Waves»). Данный подход был ранее успешно применен в различных задачах с использованием активных сейсмических источников [Авербах и др., 2016].

В докладе будут представлены результаты объединения двух методов – PASW и пассивной томографии. Таким образом, открывается возможность реконструкции обоих профилей упругих волн на основе анализа естественного сейсмического шума.

## **Описание методики**

Методика оценки дисперсии волны Рэлея состоит из трех основных этапов [Bensen et al., 2007]: 1) подготовка исходных данных, 2) вычисление усредненной кросскорреляционной функции между двумя приемниками, 3) вычисление групповой или фазовой скорости волны Рэлея. Перед корреляционным анализом необходимо провести «чистку» и нормализацию исходных данных. Цель этой процедуры – удаление высокоэнергетических выбросов. Затем



обработанный сигнал разделяется на части. Следует заметить, что для однозначного определения функции Грина длительность каждой части должна быть не менее удвоенного характерного времени распространения волны Рэля от одного приемника к другому. Для каждого «куска» записи вычисляется кросскорреляционная функция между всеми парами геофонов. После чего полученный массив функций усредняется. Усредненный кросс-спектр  $S(\omega, \Delta)$  связан с функцией Грина  $G(\omega, \Delta)$  следующим образом [Королева и др., 2009]:

$$S(\omega, \Delta) \sim \frac{G(\omega, \Delta)}{i\omega} + \left( \frac{G(\omega, \Delta)}{i\omega} \right)^*, \quad (1)$$

где  $\omega$  – циклическая частота,  $\Delta$  – расстояние между приемниками,  $()^*$  – оператор комплексного сопряжения. Полученная функция Грина анализируется стандартным для SASW/MASW способом: фазовая скорость волн Рэля определяется из фазы, а групповая – по задержке отфильтрованного в узкой полосе импульсного отклика. Если имеется несколько приемников, то средняя фазовая скорость вычисляется для каждой пары и строится топографическая схема [Bensen et al., 2007]. Полученная информация «подается на вход» обратной задачи, решением которой является распределение скорости волны сдвига.

Авторы предлагают расширить описанную выше процедуру для возможности определения частотной зависимости эллиптичности волны Рэля. Следует анализировать два кросс-спектра – между вертикальными  $S_z(\omega, \Delta)$  и вертикальной-горизонтальной  $S_r(\omega, \Delta)$  проекциями. Таким образом, вычисляются две соответствующие функции Грина ( $G_z$  и  $G_r$ ). Вычисление их отношения и приведет к искомой частотной зависимости отношения проекций.

Оценку возможностей предлагаемой методики можно осуществить, рассмотрев простую модель среды и сигнала. В этом случае функция Грина волны Рэля представляется следующим образом:

$$G_r(\omega, \Delta) = A\chi e^{-jk\Delta + j\pi/2}, \quad G_z(\omega, \Delta) = A e^{-jk\Delta}, \quad (2)$$

где  $A$  – амплитуда,  $\chi$  – отношение проекций,  $k$  – волновое число. Естественный сейсмический шум, регистрируемый двумя приемниками, можно разделить на две компоненты – когерентную и некогерентную. Это приводит к тому, что функция Грина вычисляется по формуле (1) с некоторой погрешностью, т.е. к сигналам (2) следует добавить аддитивный шум. Можно показать (см. [Турчин, 2005]), что в рамках такой модели сигнала среднеквадратичная ошибка определения фазовой скорости  $\sigma_{c_R}$  и отношения проекций  $\sigma_\chi$  будет выражаться через следующие выражения:

$$\frac{\sigma_{c_R}(\omega)}{c_R} \sim \frac{C(\omega)}{\sqrt{N}} \frac{1}{k\Delta}, \quad \sigma_\chi(\omega) \sim \frac{C(\omega)}{\sqrt{N}}, \quad (3)$$

где  $C(\omega)$  – функция когерентности (кросс-спектр, деленный на корень из произведения спектральных плотностей мощности),  $N$  – число частей, на которые разделяется исходный сигнал,  $c_R$  – фазовая скорость волны Рэля. Хорошо видно, что точность определения фазовой скорости выше и зависит как от отношения сигнал-шум (ОСШ), так и от длины приемной системы, в то время как  $\sigma_\chi$  – лишь от ОСШ.

### Апробация

Предложенная методика была апробирована на экспериментальных данных, полученных в полевых условиях (лето, сухая погода, равнинная и лесистая местность). Эксперимент



проводился в окрестностях Нижнего Новгорода на полигоне ИПФ РАН «Безводное». На поверхности вдоль грунтовой дороги расставлялись попарно геофоны с горизонтальной и вертикальной поляризациями, с фиксированным расстоянием между позициями пар. Расстояние между парами составляло 1 м. Расстояние между геофонами в паре было не более 5 см. Общее число геофонов составляло 48; длительность записи шума – около 200 с.

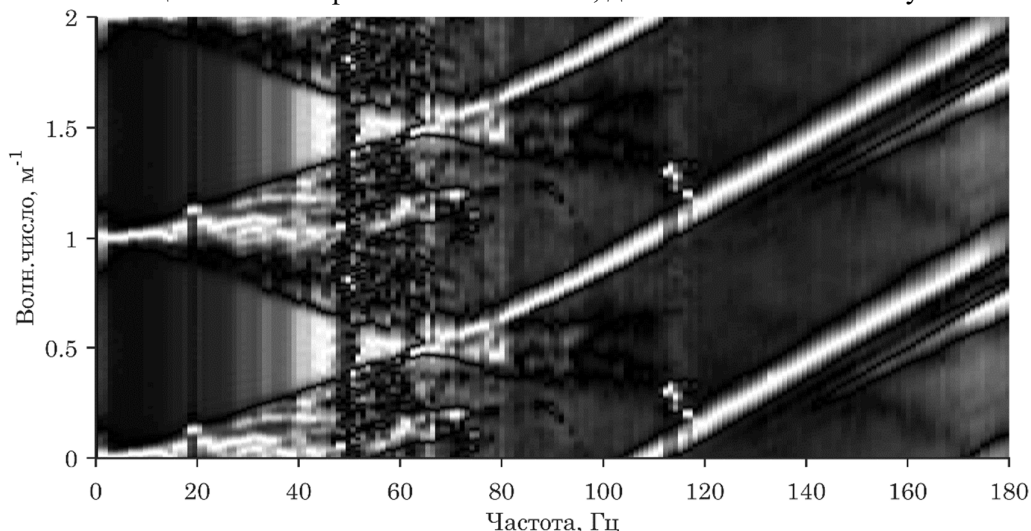


Рис 1. *FK* спектр, полученный из  $S_z(\omega, \Delta)$ .

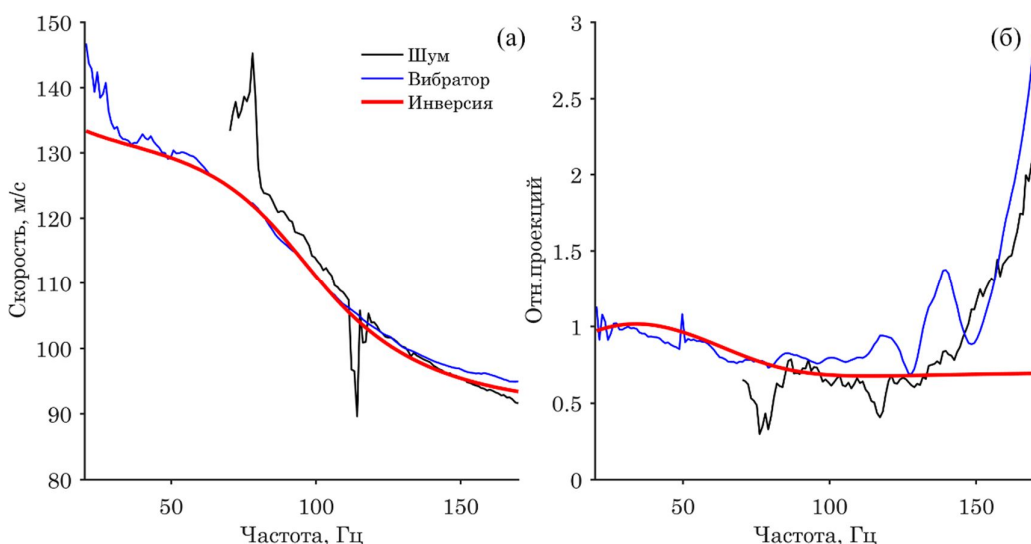


Рис 2. Частотные зависимости фазовой скорости (а) и отношения проекций (б), полученные из анализа сейсмического шума (черная линия), отклика на вибратор (синяя линия) и в результате инверсии (красная линия).

В виду использования большого числа приемников для повышения ОСШ кросс-спектры из пространства  $(\omega, \Delta)$  преобразовывались в  $(\omega, k)$  спектр:

$$FK_z(\omega, k) = \sum_{i,j} S_{z,ij}(\omega) H_0^{(1)}(k\Delta_{ij}), \quad FK_r(\omega, k) = \sum_{i,j} S_{r,ij}(\omega) H_1^{(1)}(k\Delta_{ij}), \quad (4)$$

где  $i, j$  – номера геофонов,  $H$  – функция Ханкеля. На  $(\omega, k)$  спектре находится характеристика волны Рэля. Фазовая скорость находится из отношения  $\omega^*$  к  $k^*$  на этой характеристике, а отношение проекций как  $|FK_r(\omega^*, k^*)/FK_z(\omega^*, k^*)|$ .

На рисунке 1 показан такой спектр для вертикальной проекции. Из него можно наблюдать, что волна Рэля прослеживается от частот выше 60 Гц. Сейсмические волны приходят преимущественно с одного направления, т.к. линии на спектре наклонены в одну сторону. На частотах ниже 60 Гц волновая картина очень сложная. По-видимому, это связано с существенной неоднородностью распределения источников сейсмического шума.

Найденные частотные зависимости фазовой скорости и отношения проекций представлены на рисунке 2. Там же отображен результат, полученный с использованием активного источника – портативного вертикального вибратора. Инверсия выполнена в рамках двухслойной плоскостной среды с неизвестными скоростями упругих волн и мощностью верхнего слоя. Скорость сдвиговой и продольной волн для верхнего слоя – 97 и 158 м/с соответственно, для нижнего – 159 и 239 м/с. Мощность верхнего слоя – 40 см.

На рисунке 2 видно, что точность определения фазовой скорости выше. Резкий рост отношения проекций на высоких частотах, по всей видимости, связан с верхним инверсным слоем – уплотнением грунта. Результаты, полученные на основе анализа сейсмического шума и с использованием активного источника, находятся в хорошем согласии.

### **Заключение**

Предложена новая методика определения профилей продольной и сдвиговой скоростей на основе анализа сейсмических шумов. Данный метод был успешно апробирован на натуральных данных. Ошибка определения фазовой скорости и отношения проекций в большей степени зависит от когерентности шума между двумя приемниками. Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00653 мол\_а.

### **Список литературы**

*Авербах В.С., Грибов Н.Н., Коньков А.И., Лебедев А.В., Малеханов А.И., Манаков С.А., Таланов В.И.* Новый метод реконструкции неоднородностей среды с использованием волны Рэля: примеры практического применения // Известия Российской Академии Наук. Серия физическая. – 2016. – Т. 80, № 10. – С. 1314-1320.

*Королева Т.Ю., Яновская Т.Б., Патрушева С.С.* Использование сейсмического шума для определения структуры верхней толщи Земли // Физика Земли. – 2009. – №. 5. – С. 3-14.

*Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М.* Теория упругости. – М.: Наука, 1987.

*Турчин В.И.* Введение в современную теорию оценки параметров сигналов. – Ин-т прикладной физики, 2005.

*Bensen G.D., Ritzwoller M.H., Barmin M.P., Levshin A.L., Lin F., Moschetti M.P., Shapiro N.M., Yang Y.* Processing seismic ambient noise data to obtain reliable broad-band surface wave dispersion measurements // Geophys. J. Int. – 2007. – V.169. – P. 1239-1260.

*Konkov A.I., Lebedev A.V., Manakov S.A.* Rayleigh Wave Dispersive Properties of a Vector Displacement as a Tool for P- and S-wave Velocities Near Surface Profiling // Handbook of Geomathematics / W. Freeden, M. Z. Nashed, T. Sonar, 2 ed. – 2015. – P. 2189-2206.

*Nunziata C., De Nisco G., Panza G.F.* S-waves profiles from noise cross correlation at small scale // Engineering Geology. – 2009. – V. 105, No. 3. – P. 161-170.

*Snieder R., Wapenaar K.* Imaging with ambient noise // Physics Today. – 2010. V. 63, No. 9. – P. 44-49.

**Passive tomography on Rayleigh surface wave: reconstruction of of presure and shear wave velocity profiles.**

**Manakov Sergey Alexandrovich<sup>1</sup>, Konkov Andrey Igorevich<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *Institute of Applied Physics of the Russian Academy of Sciences*

<sup>2</sup> *Geodevice LLC*

This study represents theoretical estimation of capabilities and the approbation of a new technique of passive tomography on the Rayleigh surface wave, that allows reconstruction of velocity profiles of both elastic waves. In the standard procedure of the Rayleigh surface wave analysis, only information on the frequency dependence of phase velocity is used. Based on this, it is possible to reconstruct only the profile of shear wave. To determine the profile of longitudinal velocity, one can use the frequency dependence of the displacement vector in the Rayleigh wave. This approach was previously successfully applied in various tasks using active seismic sources. The study represents the results of the expansion of such a method for the passive tomography. The characteristics of the Rayleigh wave are obtained from the correlation analysis of the natural noise signals recorded by several geophones. The method was applied to reconstruct the properties of the Earth's upper layers to a depth of several meters. The comparison with the data obtained using active sources is presented as well. The reported study was funded by RFBR according to the research project № 18-35-00653.

## Итеративный подход к разделению данных от мультиисточника

Тарасов Алексей Викторович<sup>1</sup>, Шувалов Андрей Анатольевич<sup>1</sup>, Игнатъев Владимир Иванович<sup>2</sup>, Коньков Андрей Игоревич<sup>1</sup>, Ошкин Александр Николаевич<sup>3,4</sup>, Каштан Борис Маркович<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>ООО "Геодевайс", Санкт-Петербург

<sup>3</sup>Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва

<sup>4</sup>ООО "Неоген", Москва

### Введение

Для повышения эффективности проведения сейсморазведочных работ широко применяется технология мультиисточника.

Мультиисточник представляет собой совокупность нескольких источников, которые работают с некоторой временной задержкой (или опережением) относительно ведущего источника. Источники располагаются на произвольном удалении от приемной системы, а регистрация данных производится одновременно в рамках цикла записи. В результате, получается сложная интерференционная картина, специальная обработка которой позволяет получить данные от каждого отдельного источника.

Для успешного разделения сигналов необходимо задействовать всю доступную априорную информацию, среди которой временные задержки и кинематические особенности волнового поля. Предлагается использование гиперболической медианной фильтрации и сингулярного разложения, совместное применение которых позволяет разделять данные от нескольких источников и восстанавливать сигнал в зонах сильной интерференции.

### Инверсия смешанных данных

Возможность разделения сигналов обеспечивается случайными временными задержками между выстрелами источников. Данные задержки можно учесть во время процедуры разделения. В предлагаемом подходе осуществляется инверсия ОСТ сейсмограмм для двух источников [Chen и др., 2014]. С учетом того, что начало записи сейсмотрассы синхронизировано со временем активации первого источника, задача разделения может быть сформирована в матричной форме:

$$\mathbf{Fm} = \tilde{\mathbf{d}},$$

где

$$\tilde{\mathbf{d}} = \begin{bmatrix} \mathbf{d} \\ \mathbf{T}^{-1}\mathbf{d} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{F} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} & \mathbf{T} \\ \mathbf{T}^{-1} & \mathbf{I} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{m} = \begin{bmatrix} \mathbf{d}_1 \\ \mathbf{d}_2 \end{bmatrix},$$

$\mathbf{d}_1$  и  $\mathbf{d}_2$  – данные, соответствующие первому и второму источнику,  $\mathbf{d}$  – смешанные данные и  $\mathbf{T}$  – оператор временной задержки.

Данная плохо обусловленная задача может быть решена итеративным методом с применением регуляризирующего оператора  $\mathbf{S}$ :

$$\mathbf{m}_{n+1} = \mathbf{S}[\mathbf{m}_n + \mathbf{F}^+ (\tilde{\mathbf{d}} - \mathbf{F}\mathbf{m}_n)],$$

где  $\mathbf{F}^+$  - псевдообратный оператор к  $\mathbf{F}$ . В качестве оператора  $\mathbf{S}$  используются медианная фильтрация и усеченное сингулярное разложение в гиперболических окнах.

### Гиперболическая медианная фильтрация

На первом этапе выполняется гиперболическая медианная фильтрация, которая использует гиперболичность годографа отраженных волн в сортировке общей средней точки.

Приведем схему алгоритма НурMF:

1) Входные данные:

а. Сейсмограмма  $D(t, x) = D(i\Delta t, x(j)) = D_{ij}$ ;

б. Вектор скоростей  $\vec{V} = [V_1, V_2, \dots, V_N]$ ;

в. Диапазон используемых трасс (окно).

2) Цикл алгоритма:

Для каждого отсчета с индексами  $I$  и  $J$ :

а. Формирование векторов из отсчетов, соответствующих различным гиперболам  $H_k = H_{IJ}(V_k)$ ,  $k = 1, \dots, N$ ;

б. Выбор вектора с наименьшей дисперсией  $\hat{H} = \arg \min_{k=1 \dots N} (\text{Var}(H_k))$ ;

в. Приравнивание медианы вектора новому значению отсчета  $\tilde{D}_{IJ} = \text{median}(\hat{H})$ .

3) Выходные данные:

а. Фильтрованная сейсмограмма  $\tilde{D}$ ;

б. Скоростная карта  $W$ , состоящая из «лучших» скоростей, отвечающих выбранным векторам  $\hat{H}$ .

На рисунке 1 представлен пример с выбором скорости, наилучшим образом описывающей годограф волны в заданном окне.

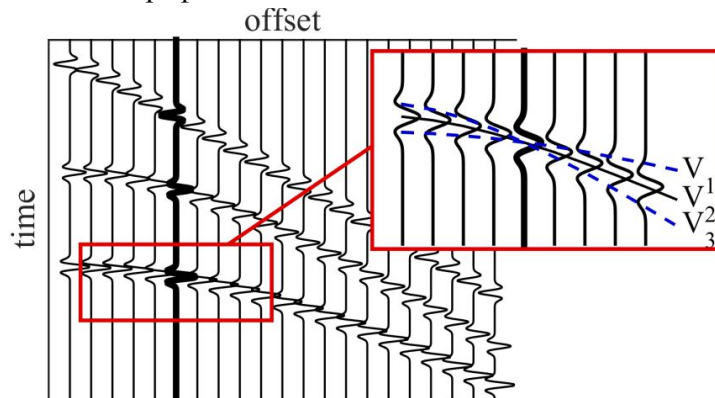


Рисунок 1. Отбор вектора с наименьшей дисперсией. На рисунке справа проведены гиперболы с использованием различных скоростей. Вектор с наименьшей дисперсией проходит через ось синфазности гиперболы, отвечающей скорости  $V_2$ .

### Усеченное сингулярное разложение в гиперболических окнах

Фильтрация путем вычисления медианного значения эффективно удаляет данные дополнительных источников, особенно в областях свободных от интерференции. В зонах

сильной интерференции может наблюдаться искажение сигнала после разделения. Для восстановления сигнала используется усеченное сингулярное разложение [Zhou и др., 2017].

Подход основан на том, что «тракторная матрица» имеет ранг, равный количеству плоских волн, наблюдаемых на сейсмограмме. Данная матрица составляется и обрабатывается для каждого частотного среза сейсмограммы отдельно. Элементы матрицы состоят из отсчетов со всех трасс, а сама матрица имеет ганкелеву структуру.

Вычисляя сингулярное разложение матрицы, и отбрасывая сингулярные числа с индексом большим, чем количество плоских волн, можно минимизировать случайный шум и восстанавливать сигнал.

Поскольку целевые отраженные волны не являются плоскими, то процедуру предлагается проводить в гиперболических окнах, ограничивающих каждую наблюдаемую волну. Во-первых, это позволяет корректно задействовать широкий диапазон трасс, во-вторых, использование минимально возможного ранга ускоряет сходимость процедуры и обеспечивает лучшее шумоподавление.

### Пример на модельных данных

Для тестирования методики были смоделированы данные с использованием двух сейсмических источников.

На рисунке 2 представлены результаты метода. На рисунке 2а изображена сейсмограмма в ОСТ сортировке, содержащая регулярно наблюдаемые данные от первого источника, и данные второго источника со случайными временными задержками.

На рисунке 2б представлен результат разделения с использованием инверсии и гиперболической медианной фильтрации. Видно, что алгоритм хорошо разделил данные, однако в зонах сильной интерференции сигнал оказывается искаженным. Это обусловлено тем, что данные второго источника имеют недостаточные временные задержки на ряде соседних трасс.

Применение усеченного сингулярного разложения позволяет восстанавливать сигнал в этих зонах (рисунок 2в). Также стоит отметить, что сигнал не меняется в зонах слабой интерференции.

Сравнив окончательный результат с оригинальными данными от первого источника (рисунок 2г) можно убедиться в успешности процедуры.

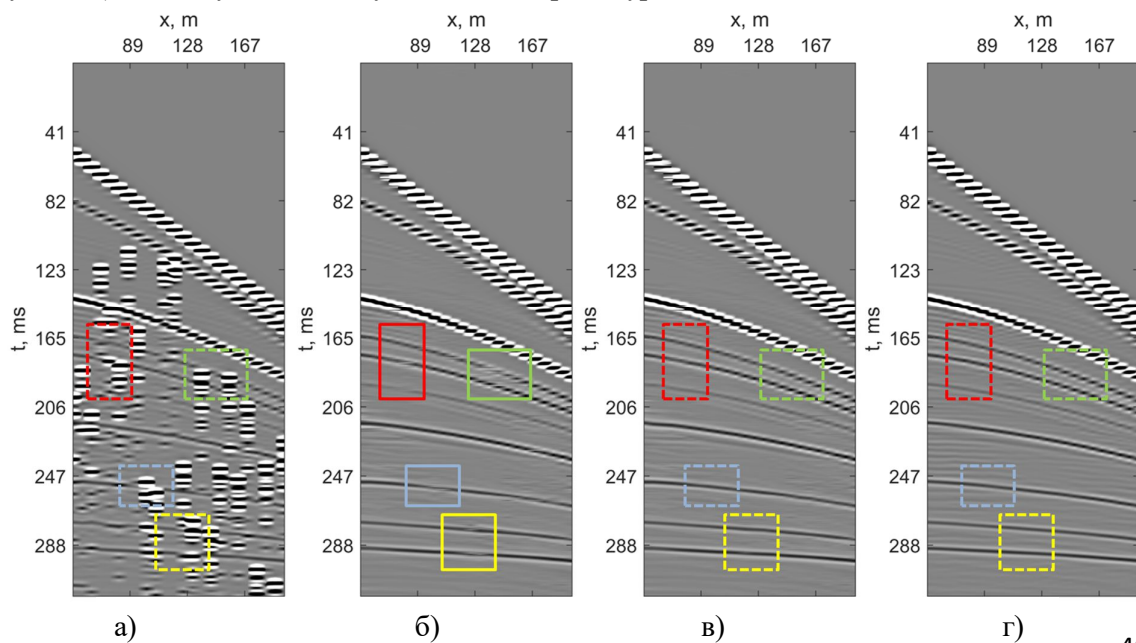


Рисунок 2. Сейсмограммы в ОСТ сортировках: а) Смешанные данные, б) Данные после разделения с использованием инверсии и гиперболической медианной фильтрации, в) Данные после разделения с регуляризацией усеченным сингулярным разложением, г) Данные, полученные при работе первого источника.

### **Заключение**

В данной работе предложен метод для разделения данных при работе с мультисисточником. Подход, основанный на инверсии и медианной фильтрации и усеченном сингулярном разложении в гиперболических окнах, показывает хорошие результаты на синтетических данных. В том числе, в условии плохой спланированности временных задержек.

Данный метод может быть также использован для фильтрации сейсмических данных при работе с одним источником, особенно если при обработке планируется задействовать суммирование ОСТ сейсмограмм.

### **Благодарность**

Работа поддержана грантом РФФИ № 17-77-10165. Также выражаем благодарность компании Tesserai Technologies, которая предоставила программный пакет Tesserai Pro для проведения моделирования волновых полей в настоящей работе.

### **Список литературы**

*Chen Y., Fomel S., Hu J.* Iterative deblending of simultaneous-source seismic data using seislet-domain shaping regularization // *Geophysics*. – 2012. Vol. 79, No. 5. –P. 179–189.

*Zhou H., Mao W.J., Zhang D., Ge Q., Wang H.M.* Deblending of simultaneous source with rank-reduction and thresholding constraints // *79th EAGE Conference and Exhibition*. – 2017.

## **Iterative approach to the simultaneous source signal separation**

**Aleksei Tarasov<sup>1</sup>, Andrei Shuvalov<sup>1</sup>, Vladimir Ignatev<sup>2</sup>, Andrey Konkov<sup>1</sup>, Alexander Oshkin<sup>3,4</sup>, Boris Kashtan<sup>1</sup>**

*<sup>1</sup>Saint Petersburg State University, Saint Petersburg*

*<sup>2</sup>Geodevice LLC, Saint Petersburg*

*<sup>3</sup>Moscow State University, Moscow*

*<sup>4</sup>Neogen LLC, Moscow*

In order to increase the efficiency of seismic survey, the technology of simultaneous source is widely used. The multisource is array of few sources located at different points that operate with certain time delay (either random or coded) between them. The recorded data is a complex interference wavefield, the special processing of which allows us to separate the wave fields and extract data from each source.

The use of several simultaneously operating sources permits to substantially decrease the field acquisition time and to obtain more data per unit of time. Also utilizing special configurations of sources and the receiving system provides a number of important capabilities in marine survey:

- 1) Increasing in the detail of research and reducing the effect of spatial aliasing by deploying an array of closely spaced sources;
- 2) Increasing of the shooting speed of ocean bottom recording systems by using several ships with sources;
- 3) Increasing the maximum offset by using an additional source that is distant from the main one at a distance equal to the length of the streamer;
- 4) Obtaining data over a wide range of azimuths.

For successful signal separation, it is necessary to use all available a priori information, among which are time delays and kinematic features of the wavefield. We propose the use of hyperbolic median filtering and singular value decomposition, the joint application of which allows us to separate data from several sources and reconstruct the signal in areas of strong interference.



# Способ фильтрации естественных вертикально-направленных продольных волн на основе 3х компонентного массива сейсмических сенсоров.

Зиятдинов Булат Данилович<sup>1</sup>, Рыжов Василий Александрович<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ЗАО "Градиент", Казань

## Введение

С развитием вычислительных мощностей и методических приемов, которые их полноценно используют, возникает все больше практических применений микросейсмическим технологиям использующих естественные источники вибраций в качестве источников.

Существуют методы [Birialtsev, 2006; Birialtsev, 2009; Ryzhov, 2017; Shabalin, 2013; Sharapov, 2016], которые позволяют определить наличие протяженных контрастных пластов на основе формы спектральной характеристики вертикально направленных продольных волн. К такого рода объектам можно отнести нефтегазовые залежи.

Задачей обработки микросейсмического сигнала является выделение вертикально-направленных волн из смеси волн-помех других типов (волн Рэлея, не строго вертикально-направленных Р и S волн). Существуют алгоритмы линейного предсказания, позволяющие на основе многокомпонентной записи частично реализовать такой фильтр, а именно исключить из микросейсмической записи волны помехи с ярко-выраженным направлением прихода, что значительно уменьшает влияние локальных источников помех. Данная фильтрация не позволяет отфильтровать волны равномерно приходящие со всех сторон.

## Данные и методы

В теории обработки временных рядов [David R. Brillinger, 1975] описывается возможность описания связи между стохастическими рядами через следующую модель:

$$Y(t) = \mu + \sum_u a(t-u)X(u) + \varepsilon(t),$$

где  $X(t)$   $r$ -мерный стационарный ряд с матрицей спектральной плотности  $f_{xx}(\lambda)$ ;  $\varepsilon(t)$  есть  $s$ -мерный стационарный ряд со средним 0, имеющий матрицу спектральной плотности  $f_{\varepsilon\varepsilon}(\lambda)$ , не зависящий от  $X(t)$  при всех запаздываниях, т.е. сдвигах аргумента в прошлое;  $\mu$  есть  $s$ -мерный вектор, а  $\{a(u)\}$  - абсолютно суммируемый  $s \times r$  матричный фильтр.  $\{a(u)\}$  можно оценить через вычисление матрицы ковариации сигнала на интервале много большем, чем размер фильтра.

Касательно решения задачи выделения вертикально-направленных волн из смеси волн-помех других типов (волн Рэлея, не строго вертикально-направленных Р и S волн) данная модель стохастических процессов может быть использована для разделения сигналов на две части: первая имеет линейную связь между компонентами микросейсмической записи, вторая  $\varepsilon(t)$ - линейно несвязанной составляющей микросейсмического сигнала.

Вертикально-направленные продольные волны не должны иметь корреляционной связи с горизонтальными компонентами записей, в то время как волны Рэлея и наклонно направленные объемные волны имеют линейную связь между компонентами.

Для проверки результатов фильтрации была выбрана расстановка датчиков из 19 пунктов наблюдения, которая участвовала в схеме, включающей 81 пункт наблюдения. Схема проектировалась с расстановкой датчиков по сети 250x250м (рис. 1). Территория

исследования характеризовалась наличием техногенных источников шума, что негативно сказалось на качестве получаемых полевых материалов, а именно наличием в сигналах значимой доли колебаний от этих источников. Применение данной фильтрации позволило снизить уровень коррелированного шума от локальных источников помех, а также уменьшить изрезанность спектра по Z компоненте.

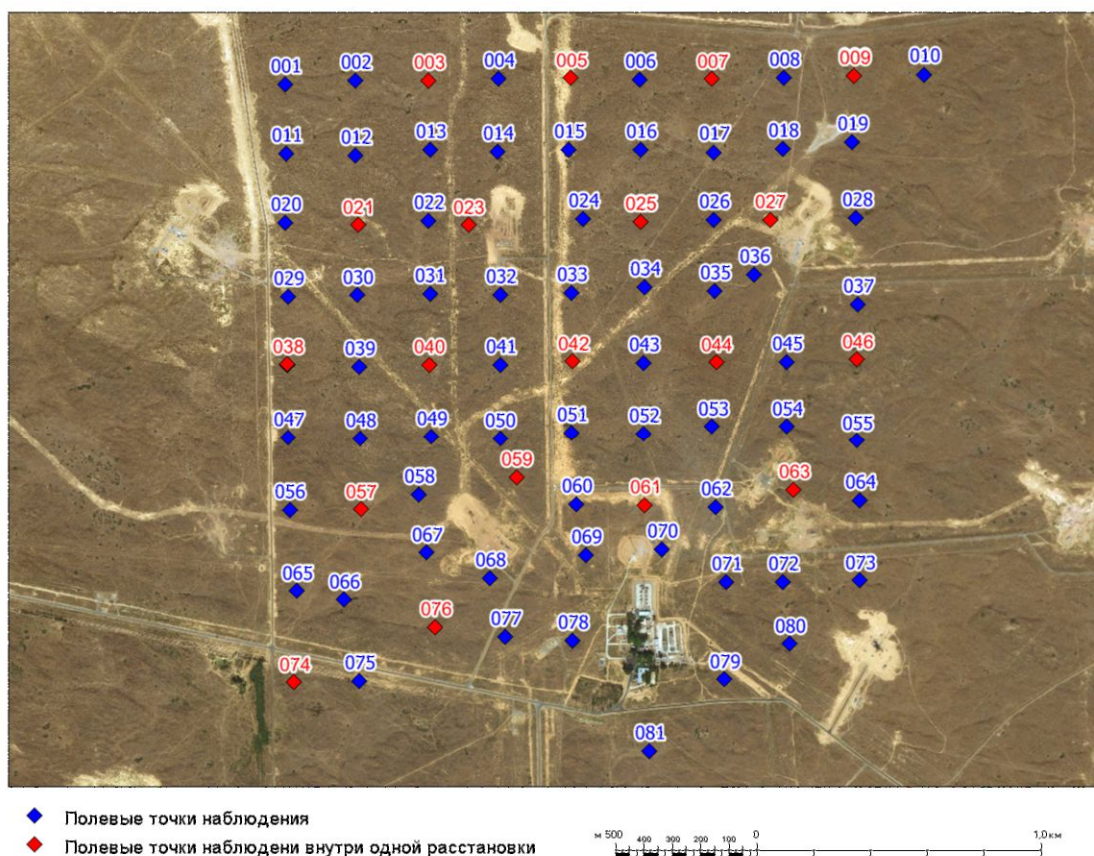


Рис. 1. Схема наблюдения. Красным цветом отмечены те п.н., по которым приведен пример фильтрации.

### Результаты фильтрации

На представленных ниже спектрограммах отчетливо видны различные техногенные помехи, от таких источников как работающие скважины, ветер, проезжающие автомобили, а также, то как удалось снизить шумовую нагрузку в результате оптимально подобранных параметров фильтрации.

На спектрограммах рис. 2 присутствуют помехи от проезжающих автомобилей. Данный способ фильтрации не позволяет их отфильтровывать, так как они нестационарны в пространстве, а, следовательно, невозможно накопить устойчивой корреляционной связи между компонентами датчиков, и соответственно, в последующем исключить их из Z компоненты.

На спектрограммах (рис. 3) присутствуют узкополосные помехи от скважин, которые эффективно удаляются в результате фильтрации, ввиду хорошей линейной корреляции между компонентами датчиков в схеме наблюдения. Также на спектрограммах присутствуют



техногенные помехи, предположительно от проезда тяжеловесной техники (трактор), которые в результате фильтрации не плохо подавляются (в данном случае из-за более медленного движения, чем автомобили на рис. 2). Тем не менее, ввиду невозможности накопить единую линейную связь между компонентами датчиков на выбранном катящемся окне фильтрации наблюдается остаточный эффект.

### Заключение

Предложенная методики фильтрации эффективно снижает шум от неподвижных в пространстве источников помех, в то время, как помехи от движущегося автотранспорта практически не отфильтровываются. Также на результат фильтрации сильно влияют параметры обработки, определяющие интервал накопления матрицы ковариации и размер катящегося окна восстановления.

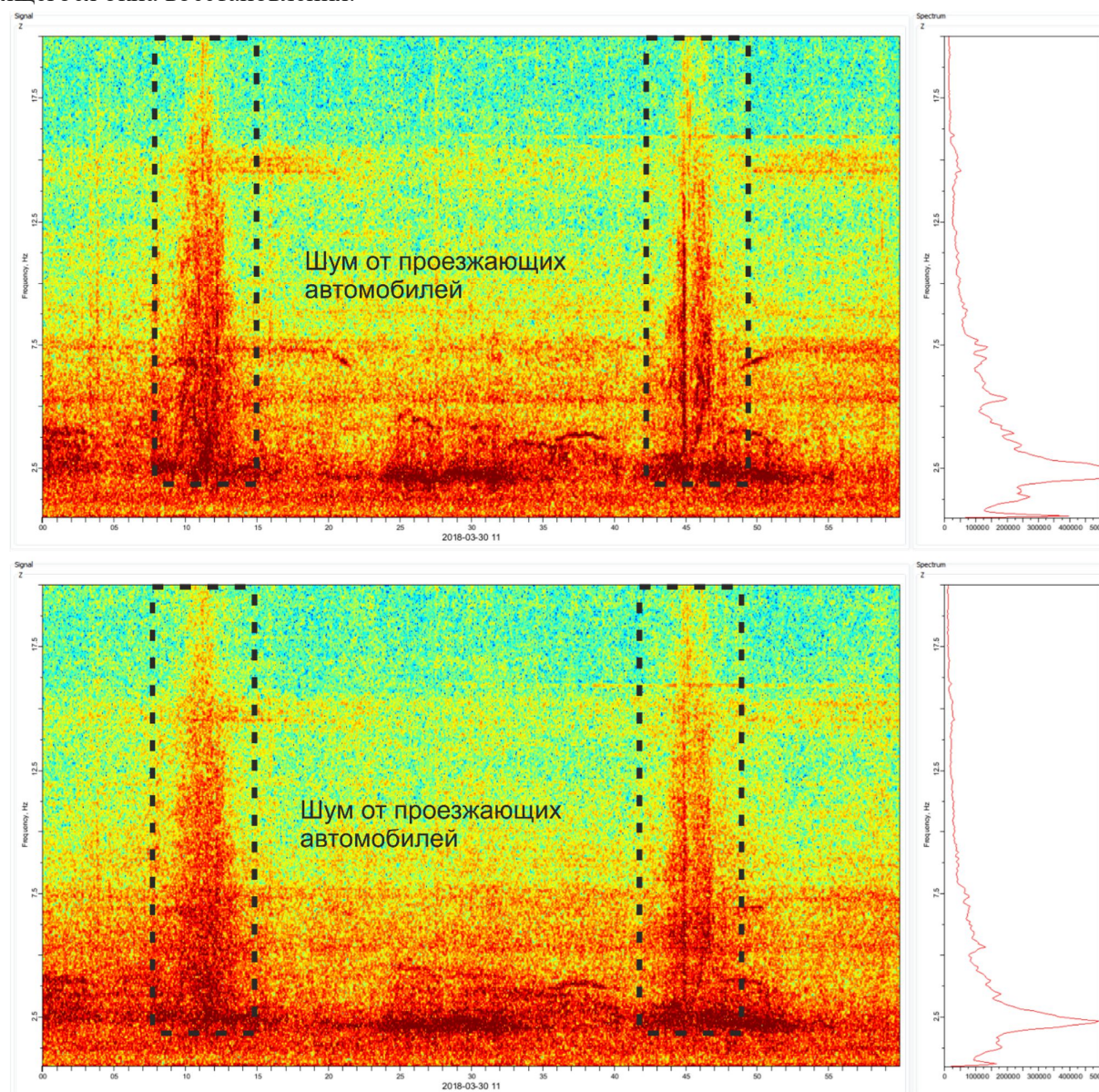


Рис. 2. Пример фильтрации шума от автотранспорта



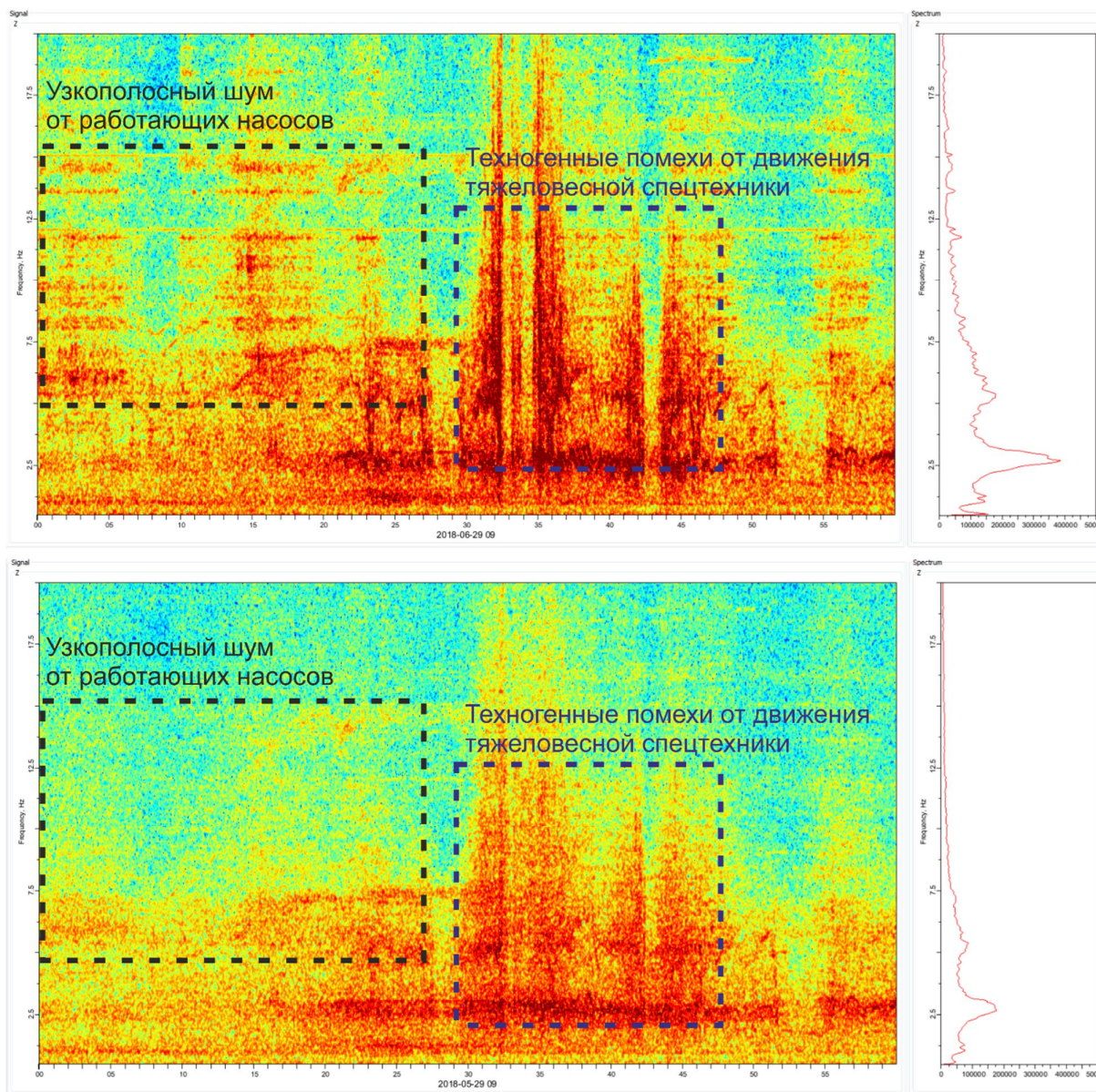


Рис. 3. Пример фильтрации шума от работающих насосов и проезда тяжелой техники

### Список литературы

- Birialtsev, E., Eronina, E., Shabalin, N., Rizhov, D., Rizhov, V., Vildanov, A.A. [2009]. Experience in Low-Frequency Spectral Analysis of Passive Seismic Data in Volga-Ural Oil-Bearing Province. *IPTC 13678. International petroleum technology conference*. Doha, Qatar.
- Brillinger, D. / Time series. Data analysis and theory/ The University of California, Berkeley, 1975
- Chen, P., Lee, E. [2015]. Full-3D Seismic Waveform Inversion\_ Theory, Software and Practice. *Springer International Publishing*.
- Goloshubin, G., Schuyver, C. Van, Korneev, V., Silin, D., Vingalov, V. [2006]. Reservoir imaging using low frequencies of seismic reflections. *The Leading Edge*, 25, 527-53.
- Ryzhov, V., Shabalin, N., Birialtsev, E., Sharapov, I. [2013]. The possibility of low frequency passive seismic. *EAGE Geomodel – 2013*.

Ryzhov, V.A., Zhukova, O.C., Chernyshkov, A.I., Khazhenets, A.V., Kharakhinov, A.V., Feofilov, S.A., Sharapov, I.R., Il'inskiy, D.A. [2017]. The experience in testing of Low-Frequency Seismic (NSZ) technology on the shelf of the Sea of Okhotsk (Sakhalin Island). *EAGE Geomodel - 2017*. Gelendzhik, Russia.

Shabalin, N.Y., Birialtsev, E.V., Ryzhov, V.A. [2013]. Passive low-frequency seismic - Myths and Reality. *Instruments and systems of exploration geophysics*, 2 (44), P. 46-53.

Sharapov, I.R., Manasyan, A.E., Papukhin, S.P., Shabalin, N.Y., Rizhov, V.A., Feofilov, S.A. [2016]. Experience of Implementation of Low-Frequency Seismic Sounding at Exploration Stage in the Samara Region . *7th International Conference & Exhibition EAGE*. – Saint Petersburg, Russia.

## **Method of filtering natural vertical-directed longitudinal waves based on a 3-component array of seismic sensors.**

**Ziatdinov Bulat<sup>1</sup>, Ryzhov Vasilii<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*CJSC "Gradient", Kazan*

### **Abstract**

The article discusses the possibility of filtering anthropogenic noise using a linear prediction filter. The results of filtering various types of anthropogenic noise are presented.

One of the processing tasks of a microseismic signal is to filtration of vertically directed longitudinal waves from a mixture of other types waves (Rayleigh waves, not strictly vertical-directional P and S waves). There is a linear prediction algorithm that makes it possible to partially realize such a filter based on a multi-component recording.

This algorithm effectively filters out interferences with an expressed direction of microseismic waves arrivals. This algorithm significantly reduces noises from local sources.

Vertically directed longitudinal waves don't have a correlation with the horizontal components of the records, while Rayleigh waves and inclined body waves have a linear connection between record components.

Interference from the oil infrastructure, passing vehicles, heavy equipment, and the wind was analyzed. The proposed filtering technique effectively reduces the noise from stationary sources of noises, while the noises from moving vehicles not effectively filtered out. Also, the processing parameters, which determine the accumulation interval of the covariance matrix and it's size, strongly influence the filtration results. This filtering effectively reduces the level of correlated noises from local surface sources.

Keywords: Rayleigh waves, filtration, longitudinal waves, oil and gas deposits, linear prediction

## Оценивание параметров поглощения и Q-деконволюция в пластовой модели среды в обобщённой статистической модели сейсмической трассы

**Кунченко Даниил Сергеевич<sup>1</sup>, Родин Иван Владимирович<sup>1</sup>, Фиников Дмитрий Борисович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Сейсмотек», Москва

### Введение

Доклад посвящен вопросам оценивания параметров и коррекции частотно-зависимого поглощения. Тема относится к классическим в сейсморазведке. Параметры поглощения оценивают очень давно, коррекция поглощения входит в обязательные графы обработки и называется Q-деконволюцией. Тем не менее, мы считаем необходимым вести в этой области разработки и пересматривать имеющийся арсенал средств реализации процедур. В последние годы делается популярным включение процедур коррекции поглощения в операторы миграционных преобразований (как это предлагал ещё Ю.В. Тимошин с соавторами в 80-е годы), а параметры оценивать томографическими методами (впервые, по-видимому, опробованными в межскважинном просвечивании, где их применение вполне обосновано). Сложности подобных подходов многочисленны и плохо разрешимы. В докладе они обсуждаться не будут, т.к. требуют обстоятельного анализа, выходящего за рамки работы. Мы будем говорить об оценивании параметров и коррекции эффектов поглощения в пространственно-временной области, что само по себе более традиционно и тоже имеет немалую историю.

Работа продолжает исследования, описанные в статьях Денисова М.С., Оберемченко Д.М. и Финикова Д.Б. [1, 2, 3] и имеет два кардинальных отличия. Первое из них заключается в способе описания нестационарной модели сейсмической трассы, а второе в алгоритмическом решении задачи, рассчитанном на пространственные системы наблюдений и современные вычислительные средства.

Исследования осуществляются ООО "Сейсмотек" при грантовой поддержке Фонда "Сколково".

### Описание алгоритма

Задача коррекции поглощения рассматривается прежде всего, как задача деконволюции. Деконволюция опирается на статистическую модель сейсмической трассы. Стационарная модель сейсмической трассы выглядит следующим образом:

$$z(t) = p(t) + n(t) = s(t) * d(t) + n(t)$$

Случайные процессы  $p(t)$  и  $n(t)$  полагают стационарными, независимыми между собой  $n(t)$  – аддитивная, возможно, коррелированная помеха, но нерегулярная (о регулярной помехе в статистической модели сейсмической трассы не говорят, полагая, что она должна быть подавлена средствами обработки). Помеха  $n(t)$  – некоррелирована по пространству и мы её тоже не будем здесь рассматривать, поскольку для наших целей (по крайней мере, на этапе оценивания параметров) её следует, по возможности, подавить многоканальными средствами в заданном диапазоне частот. Поэтому дальше мы полагаем:

$$z(t) = s(t) * d(t) = s(t) * \sum_i a_i \cdot \delta(t - \tau_i).$$

Часто полагают, что времена вступлений образуют пуассоновский поток времен, а  $a_i$  имеют одинаковое (например, гауссово) с нулевым средним. Знаменитая (у сейсмиков) теорема Кэмпбелла, по сути, означает, что  $d(t)$  – стационарный процесс типа белого шума. Для нас

это важно, но при этом полезно помнить, что этот белый шум может быть не обязательно пуассоновской природы.

Это означает, что  $M(d(t) \cdot d(t + \tau)) = \sigma^2 \cdot \delta(\tau)$ , где  $M(\cdot)$  – символ математического ожидания. На самом деле, даже при неизменной во времени форме сигнала, сейсмические трассы никогда не стационарны. Амплитуды убывают со временем, хотя бы из-за геометрического расхождения. Если же геометрическое расхождение скорректировать – то форма сигнала станет переменной. Но этот эффект столь незначителен, что им можно пренебрегать: важно, чтобы функция, компенсирующая нестационарность амплитуд, была плавной. Это типичный пример нестационарности, которую можно параметризовать, а параметры отыскивать из самых различных соображений. Именно такой подход мы пытаемся реализовать при описании трассы нестационарной моделью, включающей в себя параметры поглощения.

Мы вводим понятие обобщенной статистической модели сейсмической трассы  $Z(t)$ , которая описывается формулой:

$$Z(t) = s(t) * P(t),$$

$$P(t) = g(t) \cdot [q(t) * f(t)],$$

где  $g(t)$  описывает геометрическое расхождение,  $f(t)$  – идеальный полосовой фильтр в диапазоне  $[\omega_l, \omega_h]$ ,  $P(t)$ - модель сейсмической трассы.

$$q(t) = \int d(\tau) \cdot L(\tau, t - \tau) d\tau,$$

где  $s(t)$  – форма импульса,  $d(t)$  – импульсная трасса,  $L(\tau, t)$  – функция, описывающая действие поглощения:

$$L(\tau, t) \leftrightarrow e^{-\rho(\tau) \cdot \tau(|\omega| + jC(\omega))},$$

где знак  $\leftrightarrow$  означает преобразование Фурье,  $\rho(t)$  – функция определяемая декрементом поглощения,  $|\omega|$  и  $C(\omega)$  связаны преобразованием Гильберта.

В таком виде мы имеем минимально фазовую характеристику поглощающей среды, то есть описываем не только поглощение, но и дисперсию скорости.

Отличие этой модели от той, что была использована в [1,2] в том, что в тех работах трасса разбивалась на участки в пределах которых могла считаться стационарной (предполагалось, что все поглощающие эффекты регистрировались на временах вне окон оценивания параметров). Заметим, кстати, что после оценивания параметров – коррекция поглощения осуществлялась всюду, что вступало в определенные противоречия с этапом расчета оценок. Впрочем, практическому применению алгоритмов больше мешали трудности, связанные с латеральными вариациями параметров, которые трудно было учитывать в решениях.

Оценивание параметров поглощения основано на оптимизационном принципе. Заметим, что если скорректировать поглощение некоторым гипотетическим алгоритмом, то амплитуды записи и её энергия (сумма квадратов) возрастут. Однако, если это делать некоторыми нормированными операторами, то можно доказать, что энергия упадет и минимум достигается, если нормированные операторы соответствуют правильным параметрам поглощения. Эти операторы относятся к классу фильтров «ошибки предсказания», т.е. односторонние (физически осуществимые) фильтры с единичным нулевым отсчетом. Здесь предполагается, что сигнал  $s(t)$  и оператор поглощения  $L(\tau, t - \tau)$  минимально фазовые, но алгоритм пригоден и при нарушении этих предположений, т.к. критерий минимизации – квадратичский, и от фазы сигналов не зависит.



Следует оговорить, что строгое обращение нестационарной свёртки может быть осуществлено только в технике калмановской фильтрации, но специальные эксперименты показали, что при точных параметрах обращение переменным во времени оператором «обратного поглощения» с высокой степенью точности решает задачу [3].

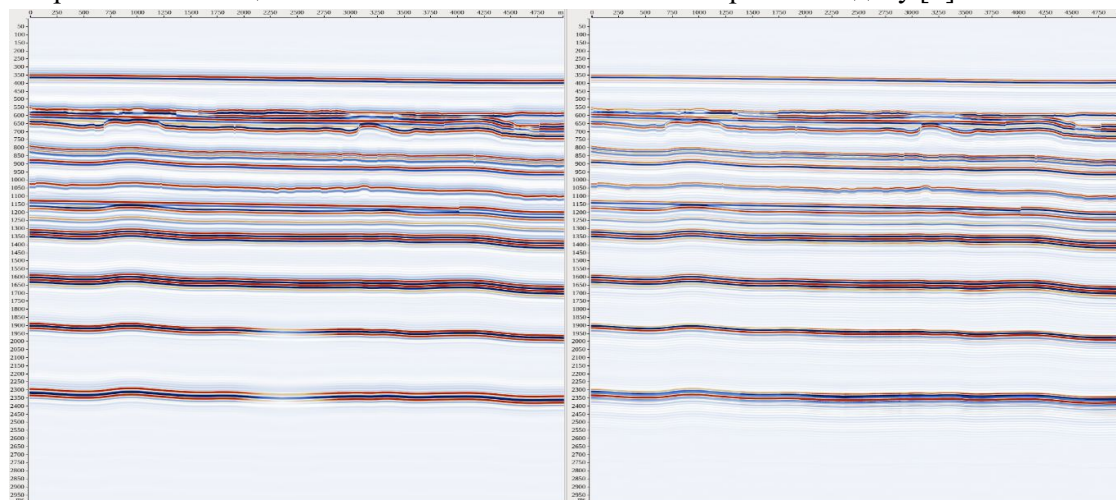
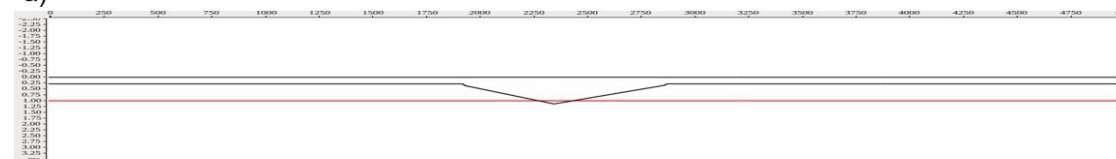


Рис. 1 Модель с аномалией поглощения до и после коррекции

а)



б)

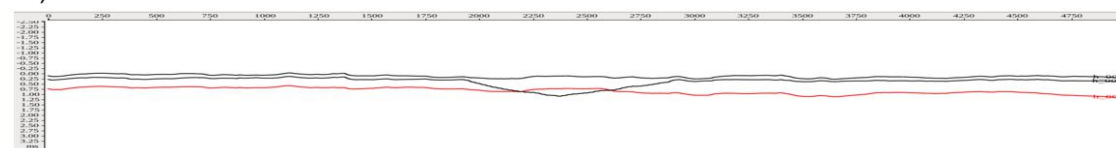


Рис. 2 а) Исходное распределение параметров; б) Оцененные параметры без осреднения

На Рис. 1 показаны слева модельные трассы, включающие в себя аномалию поглощения, справа трассы после коррекции поглощения с оцененными параметрами. Алгоритм заключается в оценивании параметров поглощения, приписываемых к заданным горизонтам пластовой модели, и общих для каждой трассы параметров логарифма амплитудного спектра сигнала. Оптимизация производится сочетанием методов покоординатного спуска и грейдерного алгоритма, примененного впервые в [4] для оценивания параметров фазового спектра. Алгоритм позволяет рассматривать объем двумерных данных как единое поле, оцениваемые параметры могут плавно меняться вдоль латеральных координат. Трёхмерность достигается вовлечением соседних линий в анализируемый объем. На Рис. 2 показаны оцененные параметры в сопоставлении с параметрами, заложенными в модель.

В докладе алгоритм и его возможности будут описаны и продемонстрированы на наборе реальных и модельных примеров, демонстрирующих его эффективность при решении практических задач обработки и интерпретации.

#### Заключение

Предложен способ оценивания и коррекции параметров поглощения. Способ ориентирован на пластовое описание модели среды, причем каждому пласту может быть приписан свой параметр поглощения. Оценивание производится в заданном диапазоне частот, после чего

параметры приписываются заданным горизонтам и могут быть подвергнуты дополнительной обработке и уточнению. Коррекция производится отдельной процедурой и может осуществляться в более широком диапазоне частот и сопровождаться дополнительной частотной фильтрацией. При этом, если оценивание осуществлялось по одному приуготовленному специально набору данных, то применяться она может к другому набору (можно, например, посчитать по предобработанной сумме заданного набора удалений взрыв/прием, а применить к исходным сейсмограммам).

#### Список литературы

Денисов М. С., Оберемченко Д. М., Фиников Д. Б., Амплитудная деконволюция с учетом частотно-зависимого поглощения. Геофизика №4. 1999, С.25-29

Денисов М. С, Фиников Д. Б., Оценка относительного декремента поглощения сейсмических волн по критерию минимума дисперсии ошибки предсказания // Геология и геофизика №2, 1999, стр. 264-269

Gelius L. J. Inverse Q-Filtering. A Spectral Balancing Technique. 1987. Geophysical Prospecting, № 35, с. 656-667

Фиников Д. Б. Симметрирующие фильтры. Технологии сейсморазведки ,2011 г., с. 226-36

## **Absorption estimation and Q-deconvolution in the layer-based model in the stochastic model of seismic trace**

**Kunchenko Daniil Sergeevich<sup>1</sup>, Rodin Ivan Vladimirovich<sup>1</sup>, Finikov Dmitriy Borisovich<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Seismotech Ltd, Moscow*

### **Abstract**

Present report deals with the issues of estimation and correction of parameters of frequency-dependent absorption. The absorption parameters have been estimated for a long time, and the absorption correction is included in the essential processing graphs and is called Q-deconvolution. Nevertheless, we believe that it is necessary to develop and revise the existing tools for the implementation of procedures in this area. In recent years, it has become popular to include procedures for correction of absorption in the operators of migration transformations, and the parameters to evaluate tomographic methods. The complexities of such approaches are numerous and poorly solvable. Therefore, in this report we are going to discuss the evaluation of parameters and correction of absorption effects in the space-time domain, which is more traditional itself and has a long history.

The proposed method for estimating the absorption parameters is focused on the layer-based model description. Each layer can be assigned its own absorption parameter. Evaluation of parameters is performed in a given frequency range. After that, the parameters are assigned to the specified horizons and can be subjected to additional processing and specification. The correction is performed by a separate procedure and can be carried out in a wider frequency range and accompanied by additional frequency filtering. At the same time, if the evaluation was carried out on one specially prepared set of data, it can be applied to another set.

The research is carried out by Seismotech, Ltd. under the grant support of "Skolkovo" Foundation.

## Технология разделения сейсмического сигнала на факторные составляющие (CSD-технология)

**Митрофанов Георгий Михайлович**<sup>1,2,3</sup>

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск*

<sup>2</sup> *Новосибирский государственный университет*

<sup>3</sup> *Новосибирский государственный технический университет*

### **Введение**

В основе технологии лежит эвристическая идея Гурвича, предложенная в 1970 году и описывающая распространение сейсмического сигнала в среде как прохождение через некий канал, содержащий несколько фильтров. Сама идея, представления наблюдаемого сейсмического сигнала в виде свертки исходного импульса и некоторой импульсной характеристики среды была в то время уже не новой. Она широко использовалась при разработке метода предсказывающей деконволюции (с 1952 года). Но в модели Гурвича был один новый и очень принципиальный момент. Он заключался в том, что выделяемые фильтры увязывались с основными областями среды и сейсмического эксперимента, определяющими характеристики наблюдаемого сигнала. К ним относились области возбуждения и приема колебаний, отражения сейсмического сигнала и его прохождения через среду от источника до отражения и от отражения до приемника. Главное преимущество этой модели, по сравнению с предшествующей, состояло в следующем. Она давала возможность оценить и проанализировать вариации характеристик различных областей, в частности, источника и приемника. При этом характеристики целевых областей, к которым относится и область отражения, могут быть очищены от вариаций, связанных с остальными областями. Кроме того, свойство локальности давало возможность строить эти характеристики для отдельных областей или условных точек системы наблюдений, что повышало детальность и разрешенность получаемых оценок. Развитие этого подхода способствовало созданию сложной сейсмической декомпозиции или CSD-технологии [Mitrofanov et al., 1993].

### **Методы**

Обобщение модели Гурвича, выполненное при построении спектрально-статистического метода [Гольдин, Митрофанов, 1975], позволило представить сейсмический сигнал, распространяющийся в среде от произвольно расположенного  $i$ -го источника к  $j$ -му приемнику, в виде [Митрофанов, 1980]:

$$W(p_i, p_j, t) = s(p_i, t) * r(p_j, t) * u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G}), \quad (1)$$

где  $*$  обозначает оператор свертки по времени, а параметры  $p_i, p_j$ , задающие положение источника и приемника, определяются пространственными переменными  $x, y, z$  или локальной переменной, задаваемой вдоль линии профиля наблюдений. Импульсные характеристики  $s(p_i, t), r(p_j, t)$  относятся к соответствующим локальным областям среды: возбуждения и приема сейсмических колебаний. При этом  $u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G})$  является модельной импульсной характеристикой среды, включающей в себя все промежуточные

воздействия, которые оказывает на сигнал среда по мере его распространения от области источника до области приема, а  $\mathcal{G}$  - набор параметров, определяющих модель среды.

Использование различных аппроксимаций для  $u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G})$  обеспечивает универсальность представления (1), которое является базовым в CSD-технологии. Так, рассматривая исходную модель Гурвича, можно считать, что в ней была применена аппроксимация вида:

$$u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G}) \cong G(p_R, t) * L(p_D, t), \quad (2)$$

где параметры  $p_R, p_D$  задают положение точки отражения и расстояние от источника до приемника в пространственных координатах, а импульсные характеристики:  $G(p_R, t)$ ,  $L(p_D, t)$  определяют, соответственно, реакцию среды в области точки отражения на нормальное падение сейсмического импульса и все промежуточные воздействия, которые оказывает на сигнал среда по мере его прохождения от области источника до отражения, а затем до области приема.

Приближение (2) может считаться удовлетворительным только для формы отраженного сигнала, который отвечает небольшому классу моделей сред. Например, когда покрывающая среда представляет собой однородный линейно-неупругий слой. Очевидно, что эти случаи для реальных сред бывают крайне редкими.

Попытка расширения класса сред, для которых можно было бы использовать подход Гурвича, привело к появлению эффективных динамических моделей, обобщающих соответствующие кинематические модели [Митрофанов, 1980]. В этом случае использовалась усложненная аппроксимация вида:

$$u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G}) \cong G^{(0)}(p_R, t) * G^{(2)}(p_R, p_D, t) * \dots * G^{(2N)}(p_R, p_D, t), \quad (3)$$

где  $G^{(2m)}(p_R, p_D, t)$  при  $m=0,1,2,\dots$  являются некоторыми эффективными фильтрами, описывающими процессы распространения и отражения сейсмических сигналов. Из структуры эффективного фильтра  $G^{(0)}(p_R, t)$  следует, что он совпадает с  $G(p_R, t)$  в модели Гурвича.

Аппроксимацию (3) можно использовать при обработке данных. Но ее слишком формальный характер ограничивал интерпретационные возможности технологии. Поэтому важным шагом развития был переход к интерпретационным моделям, ориентированным на определенные типы волн: дифрагированные [Ланда, Митрофанов, 1979], головные [Митрофанов, Сергеев, 1986], отраженные с толстыми слоями и границами в виде тонкослоистых пачек [Мадатов и др., 1991].

Представления для импульсной характеристики среды  $u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G})$  в явной или неявной форме предполагают описание отдельных сигнальных составляющих, относящихся к определенным объектам волнового поля. В этом состоит преимущество и ограничение данного подхода. Он позволяет разложить форму анализируемого сигнала, связанного с фиксированной волной, на составляющие, выделив ней те из них, которые могут представлять интерес. Таким образом, он работает, как очищающее устройство и микроскоп, позволяющий сконцентрироваться на тех особенностях волнового поля, которые относятся к исследуемым элементам среды. Но необходимо учитывать, что информация, получаемая об этих элементах, должны быть соотнесена с анализируемым сигналом.

Несмотря на сделанное замечание, сам подход к декомпозиции формы сигнала на основе мультипликативных факторных моделей, получаемых путем объединения представления (1) с различными видами аппроксимаций  $u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G})$ , является достаточно конструктивным. Проиллюстрируем это двумя моментами. Во-первых, он позволяет перейти к полностью или частично линеаризованным моделям посредством перехода к логарифмам спектральных характеристик интервалов трасс  $y(p_i, p_j, t)$ , которые содержат сигналы  $W(p_i, p_j, t)$ . Линеаризация приводит к существенному упрощению задачи учета динамических изменений в форме сигналов, наблюдаемых в реальном эксперименте. Более того, возникает аналогия между задачами коррекции временных статических поправок и коррекции динамики. Во-вторых, возможность изменения аппроксимаций обеспечивает универсальность подхода и оптимизацию подбираемых моделей. Поэтому его можно применять как на этапах обработки, так и интерпретации данных.

### Прикладные аспекты

Отмеченная универсальность моделей, лежащих в основе CSD-технологии, обеспечивает широту ее приложений от анализа качества исходной сейсмической информации до решения локальных обратных задач. Охарактеризуем прикладные возможности технологии, выделив три основные группы задач.

Первая группа относится к анализу качества получаемых данных. Задачи приобретают актуальность в связи со значительными объемами получаемой информации и выполнением работ в областях со сложными поверхностными условиями. В результате требуется оценить качество исходных данных, проведя экспресс-обработку полевых данных. В этом случае могут быть использованы упрощенные аппроксимации для  $u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G})$ , что повысит скорость разложения волнового поля с выделением и анализом основных вариаций во временной и спектральной области.

Вторая группа связана с процессами углубленной динамической обработки данных. Здесь необходимо тщательно выбирать вид аппроксимации  $u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G})$  с учетом типов выделяемых и анализируемых волн. Соответствующие аппроксимации могут быть ориентированы на полную форму сигнала или его отдельные функционалы. Учитывая усложненные виды аппроксимации импульсной характеристики среды, здесь очень важно анализировать методы получения оценок параметров, ориентированных на неединственность решения задачи. При работе со спектральными характеристиками необходимо обеспечивать однозначное определение фазовой составляющей спектра и статистическую устойчивость получаемых оценок параметров при различном отношении сигнал/помеха в целевых интервалах анализа.

Третья группа непосредственно ориентирована на решение интерпретационных задач, которые могут быть сформулированы как локальные обратные задачи сейсморазведки. В этом случае технология обеспечивает возможности перехода от решения трехмерных задач для полной модели среды к локальным одномерным задачам, ориентированным на целевые объекты, с которыми связаны отдельные составляющие  $u^M(p_i, p_j, t | \mathcal{G})$ , например,  $G^{(0)}(p_R, t)$  в представлении (3). Здесь могут быть реализованы два альтернативных пути. Первый, когда технология готовит исходные данные для решения обратных динамических задач. Второй –

обеспечивает получение значений параметров  $\mathcal{J}$  непосредственно в процессе декомпозиции волнового поля или формы сигнала.

Таким образом, разные уровни технологии применимы, как на этапах предварительной обработки данных с целью корректировки формы сейсмических сигналов, чтобы устранить ее вариации, связанные с неоднородностью условий возбуждения и приема, так и на этапах решения обратных задач. Ее использование демонстрировалось на модельных и реальных данных в различных случаях, в частности, совместно с разложением Прони, для определения зон аномальных пластовых давлений на шельфе Северного моря

### **Заключение**

Повышение эффективности сейсмического метода разведки и увеличение точности прогноза, определяемых на его основе характеристик целевых объектов, возможно только при использовании более сложных методов обработки получаемых сейсмических материалов. Методы должны полнее учитывать особенности реального сейсмического эксперимента и априорные данные о строении среды. К таким методам относится CSD-технология. В ее основе лежит описание элементов волнового поля с учетом особенностей реального сейсмического эксперимента и использование априорных данных о строении среды. Априорная модель среды позволяет идентифицировать в наблюдаемом волновом поле сигналы, относящиеся к заданным типам волн и связанные с определенными локальными объектами среды.

Представляемая технология позволяет производить трансформацию имеющихся данных, что дает возможность перехода от сложно построенной трехмерной модели среды к квази-одномерной модели по отношению к исследуемому объекту. Особенности реального эксперимента учитываются путем описания условий возбуждения и приема импульсными характеристиками соответствующих зон, а изменение формы сигнала, связанное с прохождением через среду, представляется на основе лучевого метода и разложения формы сигнала по эффективным фильтрам. В результате приходим к мультипликативной факторной модели, структура которой зависит от вводимых аппроксимирующих функций и имеющейся системы наблюдений.

Сведение глобальной обратной задачи к ряду локальных обратных задач и использование аппарата факторных моделей для выделения целевых мультипликативных составляющих, позволяет добиться двойного эффекта. Часть оцененных составляющих могут выступать в роли корректирующих фильтров, устраняющих влияние особенностей реального эксперимента и верхней части среды, а другие составляющие будут входными данными для решения объектно-ориентированных обратных задач. Одновременно происходит конструктивный учет ранее полученной информации о среде с использованием существующих программных средств на предшествующих этапах обработки и интерпретации сейсмических материалов. Тогда решения обратных задач, получаемые с применением CSD-технологии и относящиеся к локальным объектам среды, являются уточнением исходной глобальной модели и могут рассматриваться как последующая итерация в общей схеме решения обратной задачи для трехмерной модели среды.

### **Благодарность**

Развитие CSD-технологии продолжалось длительное время. Ее концепция и отдельные шаги обсуждались со многими специалистами. Особенно значимыми были работы и

обсуждения с С.В.Гольдиным, Е.И.Ланда, В.Н.Сергеевым, А.Г.Мадатовым, В.-А.И.Середа, Г.М.Голошубиным, Н.В.Нелле, А.П.Сысоевым, А.А.Евдокимовым. Автор благодарен им за те идеи, которые были положены в основу этой технологии.

### **Список литературы**

*Гурвич И.И.* О теоретических основах динамических измерений в сейсморазведке // Изв. вузов: Геология и разведка. – 1970. – № 6. – С. 108-113.

*Гольдин С.В., Митрофанов Г.М.* Спектрально-статистический метод учета поверхностных неоднородностей в системах многократного прослеживания отраженных волн // Геология и геофизика. – 1975. – № 6. – С. 102-112.

*Митрофанов Г.М.* Эффективное представление волнового поля в сейсморазведке // Геология и геофизика. – 1980. – № 4. – С. 135-145.

*Ланда Е.И., Митрофанов Г.М.* Оценка параметров малоамплитудного сброса по сейсмограммам ОГТ // Изв. АН СССР. Серия: Физика Земли. – 1979. – № 7. – С. 34-41.

*Митрофанов Г.М., Сергеев В.Н.* Исследование линеаризованной модели для головной волны в связи с задачей обработки данных КМПВ // Геология и геофизика. – 1986. – № 8. – С. 98-108.

*Мадатов А.Г., Митрофанов Г.М., Середа В.-А.И.* Аппроксимационный подход при динамическом анализе многоканальных сейсмограмм. 1: Модельные представления // Геология и геофизика. – 1991. – № 10. – С. 97-106.

*Mitrofanov G.M., Helle H.B., Kovaljev V.P., Madatov A.G.* Complex seismic decomposition - theoretical aspects // Extended abstracts of papers, EAEG 55th meeting. – Stavanger: EAEG, 1993. – pp. 112-113.



## **The technology of seismic signal separation into factor components (CSD-technology)**

**Mitrofanov G.M.**<sup>1,2,3</sup>

<sup>1</sup> *IPGG SB RAS, Novosibirsk*

<sup>2</sup> *NSU, Novosibirsk*

<sup>3</sup> *NSTU, Novosibirsk*

### **Abstract**

Theoretical bases of dynamic parameters separation of the seismic signal on components, corresponding to certain parts of the propagation medium, will be given. It allows the creation of technologies for determining, analyzing and accounting for the variations of various parameters associated with the waveform observed in a real seismic experiment. The set of such parameters is quite wide. These include: amplitude, energy, arrival time, spectral characteristics. As the basis here, factor's models are used that provide a triple effect. First, the high level of universality of the technologies being created, because the models extend to the ray theory of wave propagation, as well as to heuristic models of the theory of diffraction and refracted waves. Secondly, the determinable components of factors serve as the raw material for analyzing and accounting for changes in the form of the signal that are acquired by it during the interaction of elastic oscillations with the medium of propagation. Thirdly, the obtained components related to the target objects of the environment can be used as input data in local inverse problems solution. As an example, a CSD-technology oriented to the data processing of the reflected-waves method is given.

The presented technology allows us to transform of the available data, which makes it possible to move from a complexly constructed three-dimensional model of the medium to a quasi-one-dimensional model with respect to the object under study. The features of a real experiment are taken into account by describing of sources and receivers conditions by the impulse characteristics of the corresponding zones, and the change in the waveform associated with passing through the medium is presented on the basis of the ray method and the decomposition of the waveform by effective filters. As a result, we arrive at a multiplicative factor model, the structure of which depends on the approximating functions introduced and the available observation system.

Reducing of the global inverse problem to a number of local inverse problems and the use of the apparatus of factor models for the separation of target multiplicative components, allows us to achieve a double effect. Some of the evaluated components can act as corrective filters, eliminating the influence of the variations of a real experiment and the upper part of the medium, while other components will be input data for solving object-oriented inverse problems.

## Определение в методе ПРО градиентно-скоростных свойств геологической среды

**Кондрашков В.В.\*, Анискович Е.М., Глаголев А.Ю.**

*АО "ПАНГЕЯ"*

Получаемые в настоящее время геологические результаты по сейсмическим данным МОВ в процессе кинематической обработки сводятся к изображению слоисто однородного разреза с очень приблизительными пластовыми скоростями. Реальная картина гораздо сложнее. Вся толща Земли находится под постоянным воздействием внешних гравитационных сил, в первую очередь Луны в виде лунных приливов, горного давления и внутренних тектонических сил, охватывающих всю толщу Земли. Вследствие этого в ней присутствуют силы напряжений различного порядка и направления. Как известно, с увеличением давления скорости сейсмических волн в осадочных и кристаллических породах увеличиваются. Как показывает практика, положительный градиент (относительное сжатие) или отрицательный градиент (относительное растяжение) скорости присутствует повсеместно. Даже при горизонтально слоистой толще, его вектор может сильно отклоняться от вертикали, а вместе с ним и вектор напряжения. Влияние литологии на направление вектора напряжения уменьшается с глубиной, подтверждением этого является отсутствие явной корреляции зон аномального градиента с литологическими границами при явной приуроченности их к тектоническим нарушениям и к объектам аномальной плотности. Первые результаты получения скоростей и их градиенты были продемонстрированы в 2003 году на международной геофизической конференции в Москве в виде двух докладов [1,2].

В публикациях изучению градиента скоростей посвящено мало работ [3,4]. В них говорится о его влиянии на результаты обработки сейсмических данных, о влиянии горизонтального градиента скорости на кинематические характеристики отраженных волн, на форму годографов и на точность построения границ по скважинным и сейсмическим данным на территории Прикаспийско-Кубанской нефтегазоносной области Азербайджана. Градиент определялся по скоростям ОГТ, полученным в результате накопления и по скважинным данным, если они имелись. Показано, что диапазон изменения градиента определяется  $(0.03 - 0.67) 1/c$ .

В данной работе предлагается подход, позволяющий напрямую получать по исходным данным значения градиента средней скорости, как дифференциального параметра, аналогично получению интервальных скоростей. Традиционно градиент скорости в сейсморазведке - быстрота её изменения в направлении, перпендикулярном к изолиниям равного значения скоростей. Для реализации этого определения необходимо иметь достаточно точное и геологически адекватное поле скоростей, полученное от линии наблюдения. При всех известных подходах к определению скоростей на данный момент только в методе ПРО скоростной анализ дает возможность получения средневзвешенных скоростей для каждой точки  $(x, \text{тверт})$  или  $(l_0, t_0)$ .

Но и в этом случае практически невозможно полностью учесть искривление фронта волны на малых неоднородностях даже по интервальным скоростям (полученным из средних скоростей), так как для получения одной скоростной трассы накопление производится по множеству пар ПВ - ПП, охватывающих большой объем геологического разреза от точки отражения до поверхности. Вследствие чего происходит сильное осреднение и скоростной анализ не позволяет получить информацию, связанную с локальными скоростными

неоднородностями внутри этого объема, поэтому получение точного градиента по накопленным скоростным разрезам нереально и задача должна решаться напрямую в процессе накапливания, что и осуществляется в методе ПРО. Получаемый при этом градиент является дифференциальным параметром так же, как интервальные скорости, получаемые по интегральным средним скоростям.

Определение градиента скорости базируется на очевидной мысли, что средняя скорость для падающего луча отличается от средней скорости вдоль восходящего луча практически для любой реальной среды. Для реализации этой мысли подходит изохрона - оператор ПРО, в котором есть параметр  $\gamma$  - отношение этих скоростей[5]

$$t_0 = \sqrt{4l_1l_2 \left[ \frac{t^2(1+\gamma(l))^2}{4(l_1+l_2)[\gamma^2(l)l_1+l_2]} - \frac{1}{\bar{v}^2} \right]},$$

где  $t_0$  - время пробега вдоль падающего и отражённого лучей при совмещенных ПВ и ПП  
 $t$  - время пробега вдоль падающего и отражённого лучей при разнесенных ПВ и ПП,  $l_1 = (x - x_s)$  - расстояние от ПВ до точки выхода нормали на линию наблюдения,  $l_2 = (x_r - x)$ , - расстояние от ПП до выхода нормали на линию наблюдения,  $l = (l_1 + l_2)$  - расстояние ПВ-ПП,  $l_0$  - точка выхода нормального луча на линию ПВ-ПП,  $\gamma(l)$  - отношение скоростей восходящего и падающего лучей в зависимости от удаления  $l$ ,  $\bar{V} = 2V_1 V_2 \setminus (V_1+V_2)$  - средняя гармоническая скорость,  $V_1$ -скорость вдоль падающего луча,  $V_2$  - скорость вдоль восходящего луча.

Как известно, скорости с удалением меняются (увеличиваются в реальных условиях). Соответственно меняется и отношение скоростей  $\gamma(l) = (V_2/V_1)$ . На максимальном удалении отношение  $\gamma(l)$  максимально, с уменьшением расстояния ПВ - ПП уменьшается до единицы, и с переменной положения ПВ относительно ПП  $\gamma(l) = \frac{1}{\gamma(-l)}$ . Таким условиям удовлетворяет единственная функция  $\gamma(l) = a^{f(l)}$ , где  $a > 0$  и  $f(l)$  - нечётная функция,  $a$  - параметр. Возьмём  $f(l) = l$ . Если через  $\bar{V}(l_0)$  обозначить среднюю скорость вдоль центрального луча, то при условии непрерывности градиента средней скорости  $\frac{d\bar{V}}{dl_0} = \bar{V} * \frac{d\gamma}{dl}$ . Таким образом, оценка градиента требует определения двух параметров  $\bar{V}$  и  $\frac{d\gamma}{dl} = a^l \ln a$ , в котором  $\frac{d\gamma}{dl} = \ln a$  при  $l = 0$ . Параметры определяются путем перебора.

Фактически, двухпараметрический анализ ПРО - это набор скоростных анализов ПРО при различных значениях градиента. Полученные сглаженные градиентные разрезы показывают скорость изменения средних скоростей как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях. Анализ обычных нефтеразведочных разрезов показывает, что на фоне регионального горного давления присутствуют локальные вариации напряженного состояния, о чем свидетельствует скалярное поле градиентов, которое имеет сложную знакопеременную мозаичную структуру со значениями в интервале  $+/- (1,0-1,5) 1/c$ .

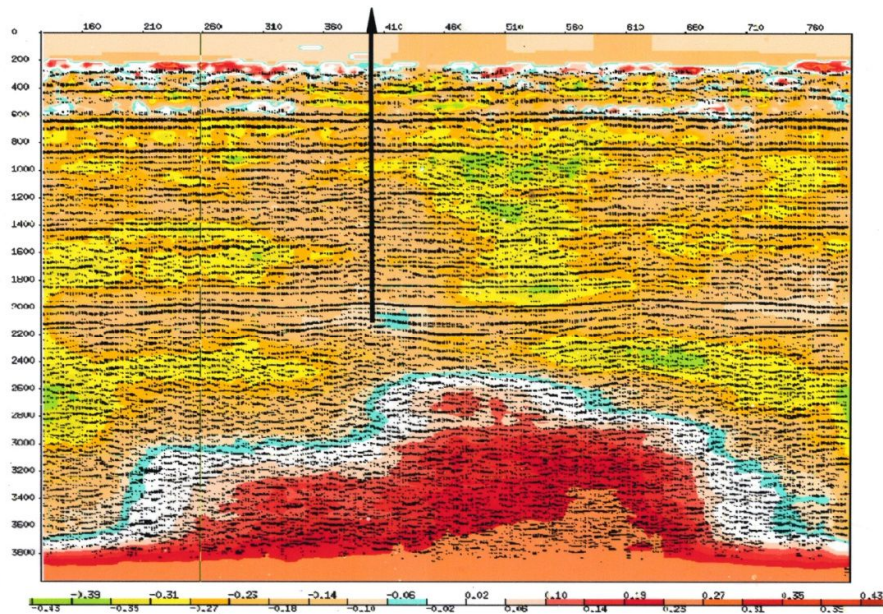
В осадочной толще, в первую очередь под действием периодического (лунносуточного) воздействия, флюид выдавливается в межпластовую зону и дислокационные зоны тектонических нарушений, обеспечивая миграцию нефти и газа на большие расстояния как по вертикали, так и по горизонтали, в результате флюид находится в движении и накопиться не может, нужно чтобы его движение прекратилось. Для этого необходимо замкнутое пространство, что возможно при наличии определенных структурно тектонических условий. В этих замкнутых пространствах в присутствии жидкой или газообразной субстанции давление во всех точках одинаково, поэтому градиент скорости продольных волн должен

быть равен или близок к нулю. Такой объект должен быть изолирован, иметь достаточный размер и быть окруженным областью положительного градиента, предполагая, что положительному градиенту соответствуют более плотные скорости.

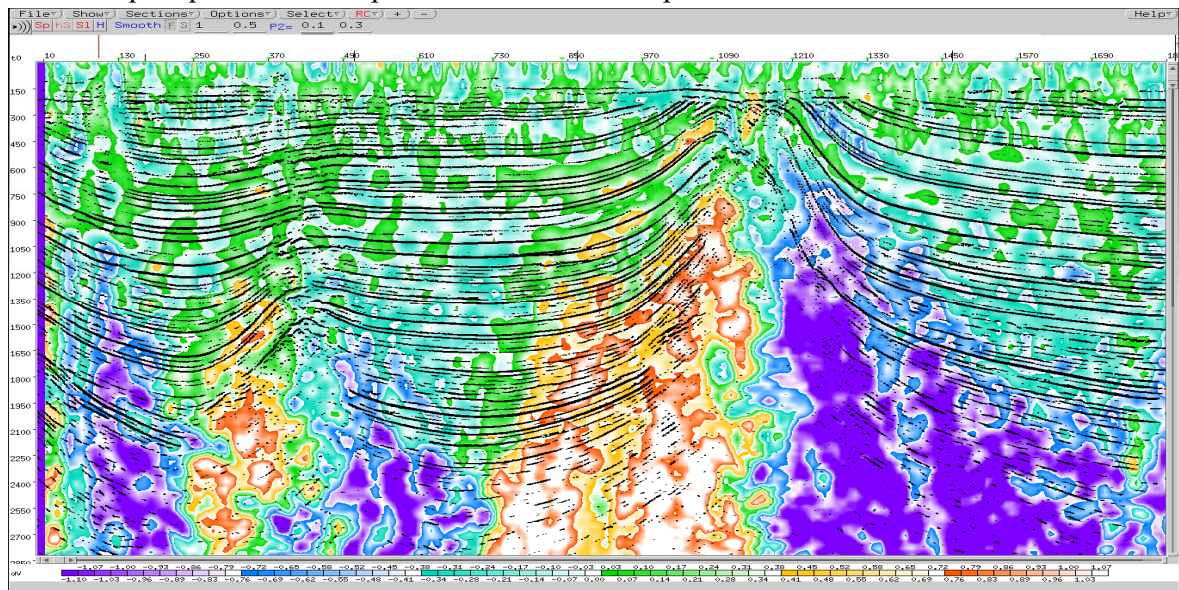
В напряженном состоянии могут находиться только прочные твердые породы. Если напряжение (например, на изгиб) превысило предел прочности, то в месте разрушения напряжение и градиент скорости должны стать равными нулю. В зону дислокации неизбежно поступает флюид (в толще Земли пустот не бывает) и передвигается по нарушению, постепенно заполняя его отложениями солей. Если разлом залечен, то градиент будет отличен от нуля, и флюид будет накапливаться ниже или выше, что объясняет факт приуроченности месторождений углеводородов (и не только) к тектоническим нарушениям. Естественно, что выделение зон с нулевым градиентом не так просто по многим причинам, об одной из которых далее пойдет речь.

ПРО является дифракционным преобразованием в пространстве центровых лучей ( $t_0$ ,  $l_0$ ). Это дает возможность определения скоростей ПРО при отсутствии осей синфазности, связанных с зеркально отражающими границами, только по дифрагированной и рассеянной компонентами сейсмического поля, что характерно для коры ниже осадочной толщи и верхов астеносферы. Поэтому в коре градиентный анализ ПРО впервые показал наличие медленных волн деформации, которые под действием гигантских тектонических сил перемещаются по всей коре со скоростями до 100 км/год и интервалом следования до 100 км и более.[6]. Таким образом, градиент скоростей есть тот параметр, который позволил обнаружить деформационные (тектонические) волны, порожденные напряженным состоянием среды. Перемещаясь по коре ортогонально поверхности Земли, при сверхнизких частотах они накладываются на блоки, структуры более мелкого масштаба, которые относительно неподвижны и сами находятся в напряженном состоянии. Это обстоятельство затрудняет интерпретацию поля градиентов при поиске полезных ископаемых.

На рис.1 представлен временной разрез, наложенный на разрез градиентов скоростей по профилю Западной Сибири. Вдоль баженовского горизонта ( $t_0=2,0$  с.) просматриваются три антиклинальные структуры с амплитудой порядка 30 – 40 м, происхождение которых неясно. На разрезе градиентов в палеозое проявляется горст, края ступеней которого совпадают с максимумами антиклиналей. Палеозой представлен метаморфическими породами и на данной глубине горста нет, он находится глубже. Вероятно, градиент скорости отображает напряженное состояние пород при движении горста вверх.



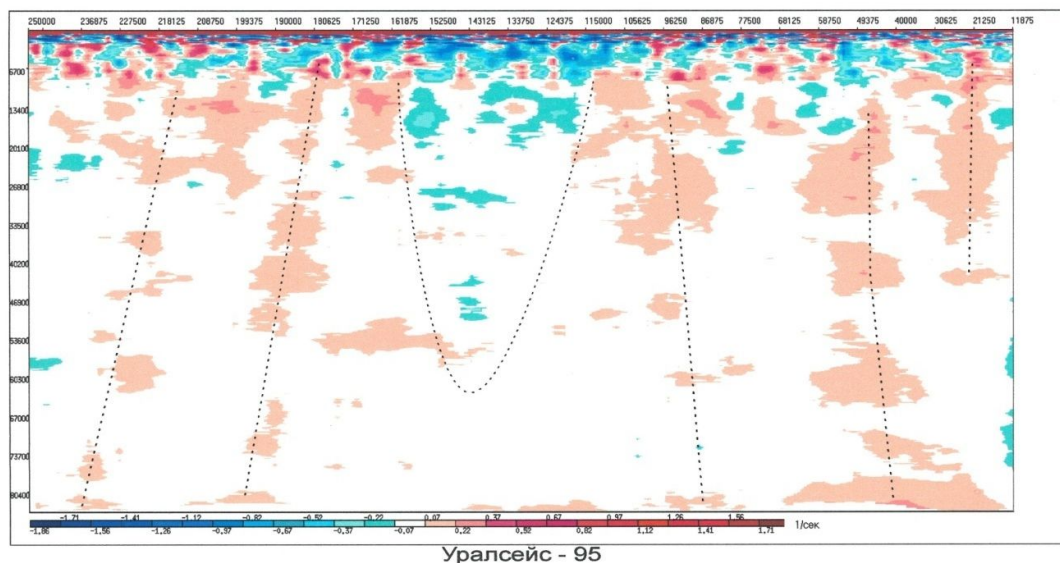
**Рис.1** Разрез градиентов скоростей. Западная Сибирь.



**Рис2** Саратовская область, мигрированный разрез с наложением поля градиентов.

На рис.2 близкий к нулю градиент (сине-зеленый переход) наблюдается в зонах тектонических нарушений и в условиях солянокупольной тектоники этот эффект относится к соли, которая аморфна и в течение некоторого времени после силового воздействия градиент становится равным нулю.





**Рис.3** Разрез градиентов скоростей в глубинном представлении

На рис.3 представлен временной разрез градиентов регионального широтного профиля Уралсейс 95 длиной 200 км и на глубину 80 км. На нём наблюдаются деформационные медленные волны с почти вертикальной ориентацией со значениями градиента менее  $\pm 0,2$  (1/с), так как Урал - старая со слабой геодинамикой структура. Наклон осей встречный относительно центральной части с отрицательным градиентом. Вероятно это результат встречного движения Русской платформы и Североказахстанской плиты. Центральная зона место наибольшего напряжения встречных сил, превысивших прочность горных пород, которые в результате были разрушены. По дислоцированному пространству кислая магма вышла на поверхность, образовав “гранитный пояс” вдоль всего Урала.

### Литература

1. Кондрашков В.В., Шукин Ю.К., Ершов П. Н. Результаты анализа скоростей и напряженного состояния среды в системе ПРОСЕЙС на примере регионального профиля УРАЛСЕЙС. Тезисы конференции ЕАГО, SEG, EAGE, РАЕН МОСКВА 2003
2. Анискович Е. М., Кондрашков В.В., Богданов А.Н.. Анализ горизонтального градиента в методе ПРО, как средство изучения скоростных параметров геологической среды. Тезисы конференции ЕАГО, SEG, EAGE, РАЕН МОСКВА 2003
3. Ахметов Т.А. Использование горизонтального градиента сейсмических скоростей для локализации мест скопления углеводородов. Геология нефти и газа, №5, 2004г. с.39 – 43.
4. Ахметов Т.А. Опыт применения метода полного нормированного градиента к сейсмическим и гравимагнитным данным в Азербайджане. Москва, Геофизика, №6, 2003г., с. 44 – 50.
5. Анискович Е.М., Кондрашков В.В., Демушкин А.И. О принципах накопления и определения скоростей: сравнение методов ОГТ, ДМО и ПРО. Технологии сейсморазведки, №2, 2005г. с 60 – 79.
6. Быков В.Г. Деформационные волны земли: концепция, наблюдения и модели. Геология и геофизика, 2005, т.46, № 11, с.1176-1190.

## **Determination of the geological environment Gradient-velocity properties by the PSR (Parametric Sweeping of Reflections) method**

**Kondrashkov V. V., Aniskovich E. M., Glagolev, A. Yu.,**

“PANGEA Inc“

The whole Earth is under the constant influence of external gravitational and internal tectonic forces. It contains stress forces of different order and direction. It is known, with increasing pressure, the velocities of seismic waves in sedimentary and crystalline rocks increase. A positive velocity gradient (relative compression) or a negative gradient (relative tension) is ubiquitous. The influence of lithology on the velocity gradient decreases rapidly with depth. To determine the gradient at one point, it is necessary to have a fairly accurate average velocity field. As a rule, during the velocity analysis using multiple pairs «shot point – receiver point» strong averaging occurs and information related to local velocity inhomogeneities is lost. Therefore the gradient in the PSR method is calculated directly during the processing. The resulting gradient is a differential parameter as well as interval velocities derived from integral average velocities.

The resulting gradient is a differential parameter in the same way as interval velocities derived from integral average velocities. The definition of the velocity gradient is based on the obvious thought that the average speed along the incident ray differs from the average speed along the ascending ray for almost any real medium. In addition, the velocities and the velocity ratio  $\gamma(l) = (V_2/V_1)$  vary with distance. At the maximum distance, the ratio  $\gamma(l)$  is maximum in modulus, with decreasing distance  $\gamma(l)$  tends to «1», and with a change of «shot point» position relative to “receiver point”  $\gamma(l) = \frac{1}{\gamma(-l)}$ .

Such conditions are satisfied by a unique function  $\gamma(l) = a^{f(l)}$ , where the parameter  $a > 0$  and  $f(l)$  is an odd function. Take  $f(l) = 1$ . If  $\bar{V}(l_0) = 2V_1V_2/(V_1+V_2)$  is the average harmonic velocity along the zero-offset ray, then the  $\frac{d\bar{V}}{dl_0} = \bar{V} * \frac{d\gamma}{dl}$ , где  $\frac{d\gamma}{dl} = a^l$ , where  $\frac{d\gamma}{dl} = a^l \ln a$ , in which  $\frac{d\gamma}{dl} = \ln a$  at  $l = 0$ . The parameters  $\bar{V}$  and  $\ln a$  are determined by scanning.

Only solid rocks can be stressed. If the stress exceeds the tensile strength, the gradient should be “0” at the tectonic fault. Moreover, in closed spaces in the presence of a liquid or gaseous substance, the pressure at all points is the same. Therefore the velocity gradient of longitudinal waves must also be equal to “0” or close to “0”. Such object should be isolated, have a sufficient size and be surrounded by a positive gradient area, assuming that the positive gradient corresponds to a denser velocity.

It is shown that under conditions of salt-dome tectonics, a near-zero gradient is observed in zones of tectonic disturbances, as well as in salt rocks, which is amorphous and in which over time after a forceful action, the gradient becomes close to “0”.

Using the example of a section of velocity gradients along the profile of Western Siberia, the relationship between the anticlinal structures of the Bazhenov horizon and the upward movement of the horst at great depths in the form of an impression of stresses in Paleozoic metamorphic rocks is shown. The PSR method is a diffraction transformation in the space of center rays (to, lo), which allows to determine the velocity parameters of inhomogeneous medium in the crust below the sedimentary strata and in the tops of the asthenosphere. As a result, the PSR gradient analysis first showed the presence of slow deformation waves, which, under the influence of giant tectonic forces, move throughout the crust at speeds up to 100 km / year and a repetition interval of up to 100 km or more.

## Двухэтапное обращение полного волнового поля: от верхней части к целевым глубинным горизонтам

Гадыльшин К.Г.<sup>1</sup>, Чеверда В.А.<sup>1</sup>, Протасов М.И.<sup>1</sup>, Неклюдов Д.А.<sup>1</sup>, Королёв А.Е.<sup>2</sup>, Ланда Е.<sup>2</sup>, Старков К.<sup>2</sup>, Шевченко А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск*

<sup>2</sup> *ООО «ПетроТрейс», Москва*

### Введение

Метод обращения полного волнового поля (FWI от английского Full Waveform Inversion) обеспечивает построение глубинной скоростной модели путём решения обратной динамической задачи сейсмологии на основе использования всей информации, доступной в сейсмических данных. Однако для восстановления скоростного строения верхней части разреза (ВЧР) в настоящее время наиболее распространённой является версия FWI, опирающаяся на использование рефрагированных волн (diving waves в англоязычной литературе). Естественно, что ввиду использования при этом ограниченных выносов источник – приемник, применение такого подхода позволяет восстанавливать глубинную скоростную модель в ограниченной по глубине области.

В этой связи нами предложен, разработан и апробирован двухэтапный подход к обращению полного волнового поля:

- На первом этапе строится модель интервальных скоростей для верхней части разреза, используя рефрагированные волны;
- На втором этапе, полученная скоростная модель используется как стартовая для восстановления целевых горизонтов путем обращения отраженных волн.

Верификация предложенного подхода выполнена на серии численных экспериментов по обработке как синтетических, так и реальных морских сейсмических данных.

### Метод

Формально обратная динамическая задача сейсмологии заключается в решении нелинейного операторного уравнения:

$$F(m) = d, \quad (1)$$

где  $F: M \rightarrow D$  оператор прямой задачи, ассоциированный с акустическим (упругим) волновым уравнением, который отображает пространство скоростных моделей  $M$  в пространство данных  $D$ . Метод обращения полного волнового поля заключается в применении нелинейного метода наименьших квадратов к уравнению (1). Для этих целей вводится следующий функционал

$$E(m) = \frac{1}{2} \|d^{obs} - F(m)\|_D^2, \quad (2)$$

где  $d^{obs}$  – наблюдаемые данные,  $F(m)$  – синтетические данные, рассчитанные для некоторой текущей модели  $m$ . Отыскание точки минимума для этого функционала в пространстве моделей и есть метод обращения полного волнового поля.

### Численный эксперимент 1.

Стандартный подход к тестированию алгоритмов полноволнового обращения состоит в их верификации на некотором наборе синтетических данных. Мы для этого выбрали модель Marmousi. Входные данные смоделированы для набора из 20 временных частот, равномерно расположенных в диапазоне 5-15 Гц. Выбор нижней временной частоты обусловлен тем, что



современные системы возбуждения и регистрации позволяют уверенно получать данные, в которых регистрируется нижний диапазон частот выше 5Гц. Система наблюдения состоит из 460 приёмников, расположенных на глубине 10м от линии  $z=0$  с шагом 20м, и 46 источников, равномерно размещенных на той же линии с шагом 200м. В качестве начального приближения использовалась вертикально неоднородная модель (см. рис. 1). Результат двухэтапного обращения полного волнового поля в представлен на рис. 1.

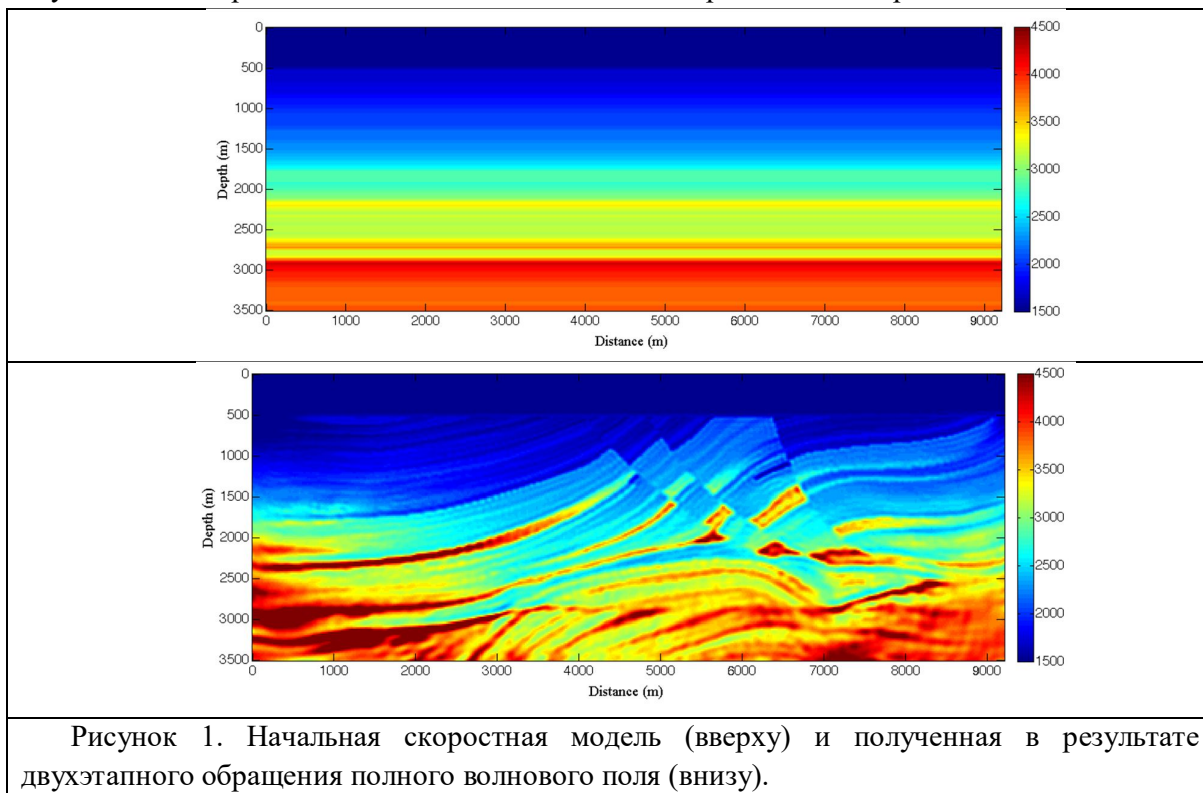


Рисунок 1. Начальная скоростная модель (вверху) и полученная в результате двухэтапного обращения полного волнового поля (внизу).

### Численный эксперимент 2.

Таким образом, на синтетических данных предложенный двухэтапный подход к обращению полного волнового поля показывает приемлемый результат для сложной сейсмогеологической модели для реалистичной системы наблюдения. Поэтому в качестве следующего шага мы реализовали метод обращения полного волнового поля для данных, полученных в ходе полевых наблюдений. Эти работы были выполнены совместно с ООО «ПетроТрейс» на подготовленном тестовом 2D морском профиле. В качестве одной из предварительных обрабатывающих процедур была выполнена полосовая фильтрация в целях подавления «шумов моря» в области временных частот ниже 5 Гц.

В целях надежной реконструкции ВЧР были использованы рефрагированные волны, полученные в ходе специальной предобработки (Рис. 2). При выполнении их обращения одним из ключевых является вопрос оценки размеров целевой области, то есть минимального и максимального выносов. Чтобы оценить глубину проникновения рефрагированных волн и зону освещенности, для каждого сейсмического источника, используемого в обращении, на каждой итерации нелинейного процесса оптимизации были выполнено построение сейсмических лучей для оценки минимального и максимального используемого выносов. Во избежание краевых эффектов мы используем специальные окна, обеспечивающие гладкое зануление градиента целевого функционала вне зоны освещенности.

В качестве начального приближения использовалась модель интервальных скоростей, построенная по формуле Дикса. В обращении использовались 114 источников, шаг по источникам 37.5м. Для каждого источника использовались 370 приёмников, шаг по приёмникам 12.5м. Обращение производилось последовательно для временных частот 5 Гц и 6 Гц. При этом результат обращения, полученный для 5Гц использовался затем как стартовая скоростная модель для 6 Гц. Сравнение скоростных моделей, построенной по правилу Дикса и полученной путём обращения рефрагированных волн можно видеть на Рис. 3.

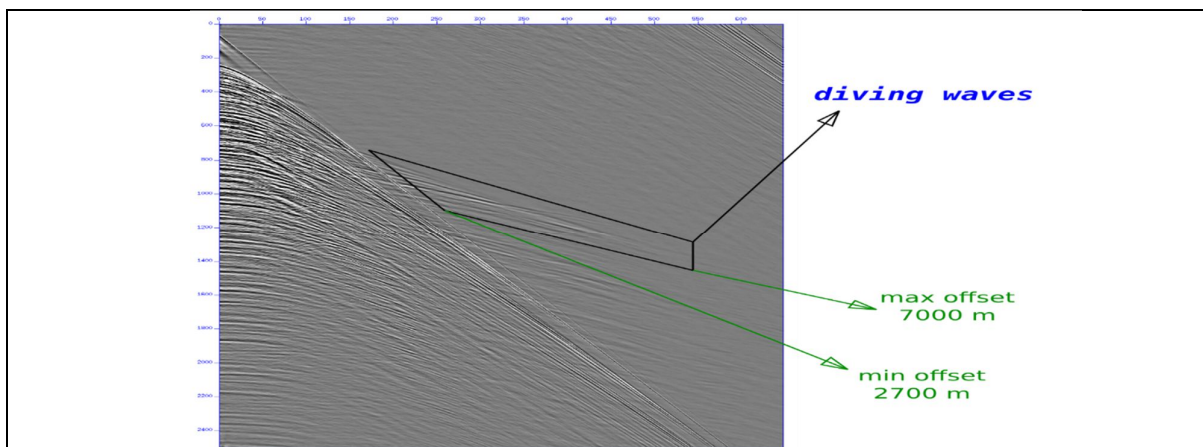


Рисунок 2. Сейсмограмма ОПВ. Область, отмеченная черным, – целевая рефрагированная волна, соответствует выносам от ~2700м до ~7000м.

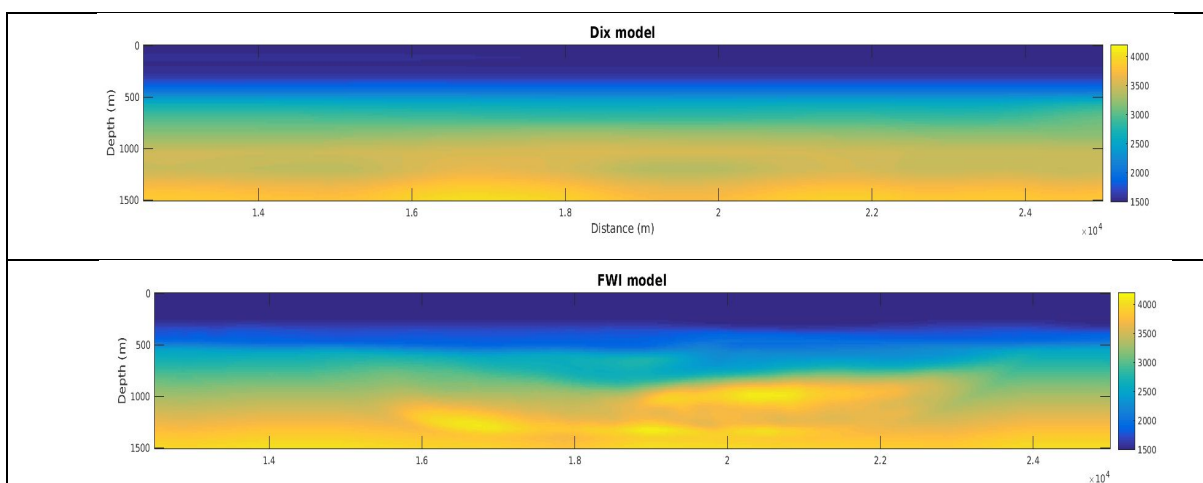


Рисунок 3. Скоростные модели: Стартовая модель Дикса (сверху) и восстановленная в результате обращения на рефрагированных волнах (внизу).

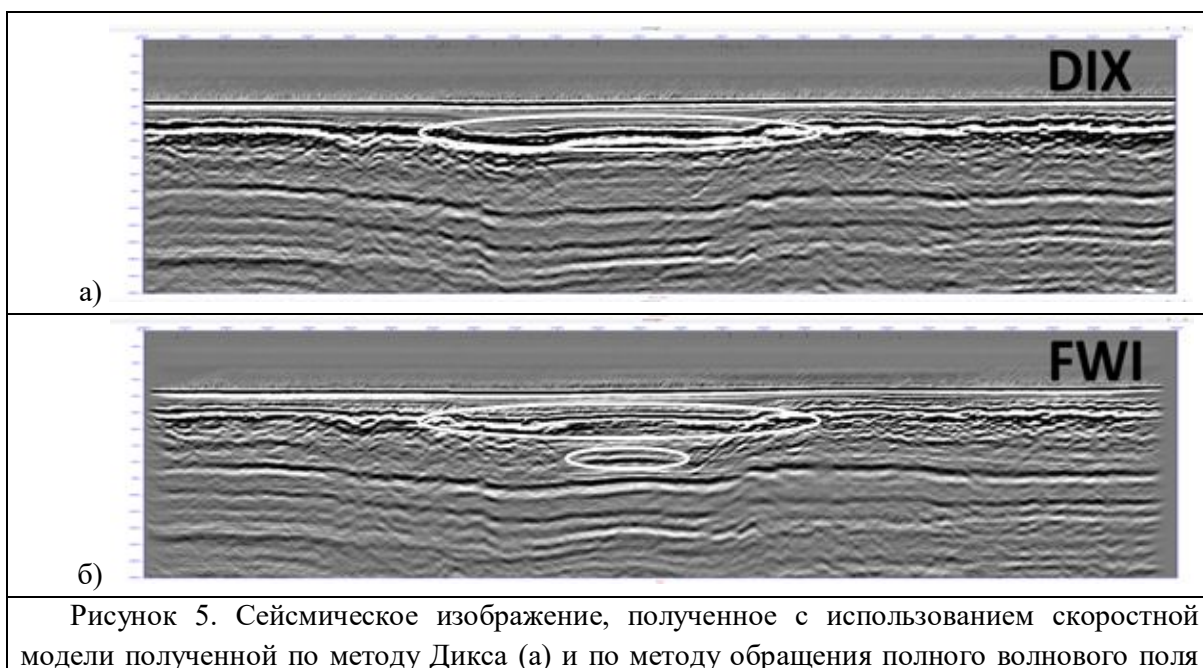
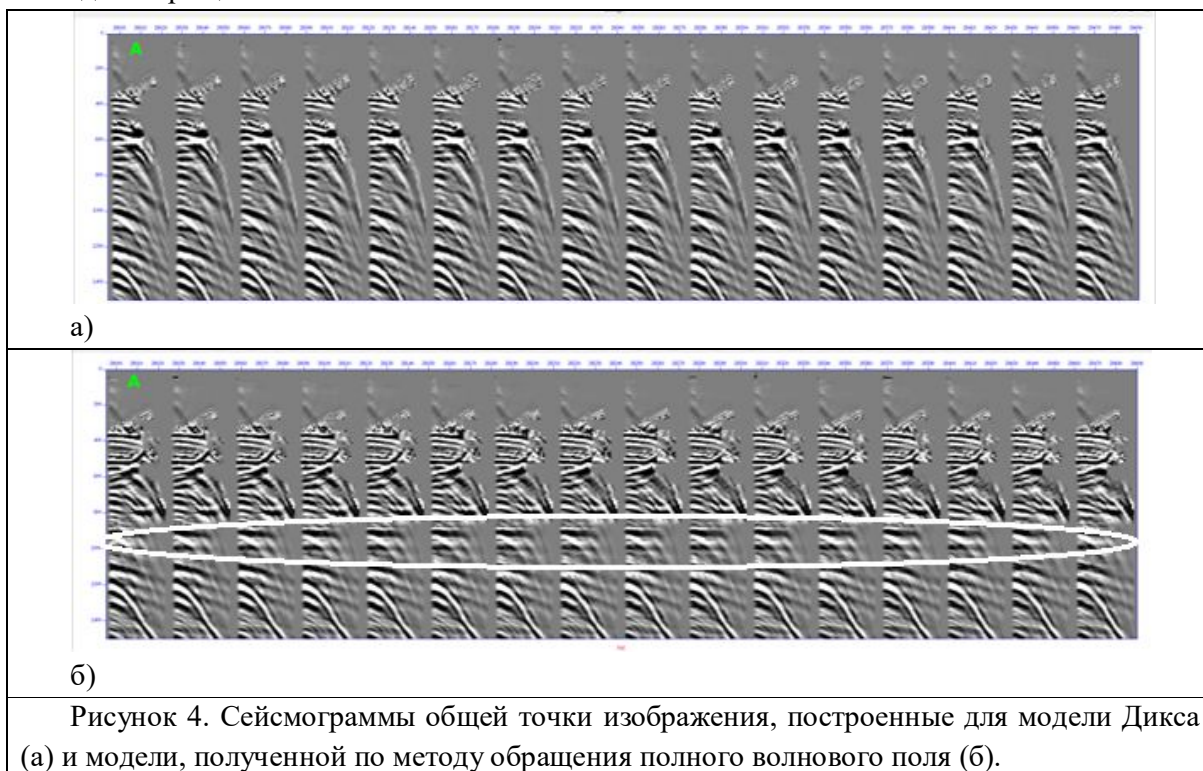
Для оценки качества построенной скоростной модели мы построили сейсмограммы общей точки изображения (СІГ – Common Image Gathers в англоязычной литературе). Они приведены на Рис.5. Как видно, при использовании скоростной модели, полученной по методу обращения полного волнового поля произошло существенное «выпрямление» СІГ.

На заключительном шаге мы построили сейсмические изображения в глубинном масштабе. На Рис. 5 приведены два глубинных сейсмических изображения: построенное по модели, полученной по методу Дикса (Рис. 3а) и по модели, полученной в результате обращения полного волнового поля (Рис. 3б). Как видно, второе имеет гораздо большую

разрешённость и информативность, в чём можно легко убедиться, сравнивая изображения в белых овалах.

### Заключение

Разработан, реализован и апробирован на синтетических и реальных данных метод восстановления верхней части разреза путём обращения полного поля рефрагированных волн. Продемонстрировано повышение разрешающей способности и информативности сейсмических изображений при использовании скоростной модели, восстановленной методом обращения полного волнового поля.



(б).

### **Благодарности**

Разработка алгоритма обращения рефрагированных волн, его численная реализация и применение для реконструкции скоростного строения ВЧР выполнены сотрудниками ИНГГ СО РАН Гадильшиным К.Г. (численная реализация, при поддержке гранта РФФИ 18-35-00253), Чевердой В.А. (постановка задачи и обоснование модификации функционала, при поддержке гранта РФФИ 17-17-01128) и Протасовым М.И. (разработка и реализация процедур построения изображений и вычисление сейсмограмм общей точки изображения, при поддержке гранта 17-05-00001). Д.А.Неклюдовым выполнено построение сейсмических изображений, сотрудники ООО «ПетроТрэйс» предоставили реальные данные и провели их предварительную обработку.

## **Two-stage Full Waveform Inversion: from near surface to deep layers**

**Gadyshin K.G.<sup>1</sup>, Tcheverda V.A.<sup>1</sup>, Protasov M.I.<sup>1</sup>, Neklyudov D.A.<sup>1</sup>, Koroljev A.E.<sup>2</sup>, Landa E.<sup>2</sup>, Starkov K.<sup>2</sup>, Shevchenko A.<sup>2</sup>**

*1 - Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG SB RAS)*

*2 - Petrotrace*

In our previous studies we have developed numerical methods and software for scattered waves imaging of singular objects like clusters of caves and fracture corridors. The approach developed needed the depth velocity model to provide correct positioning of these objects within the medium. However, usually this kind of model is not available. Instead, they know time velocity model in the result of some standard set of routine seismic data processing.

Based on these needs of practice, we performed a modification of the method to ensure the possibility to use the time velocity model for scattered/diffracted waves imaging. To this end, we continue to use Gaussian beams, but have significantly changed the imaging conditions.

Such a modification makes a much wider possibility of practical application of the scattered waves imaging method, which now no longer needs a depth velocity model.



## Специфика обработки сейсмических данных, базирующаяся на пластовом описании среды

**Исаков Михаил Александрович<sup>1</sup>, Силаенков Олег Александрович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Сейсмотек», Москва

### **Введение**

Основным результатом современной обработки является глубинное сейсмическое изображение и глубинно-скоростная модель среды, которые не противоречат исходным сейсмическим данным и геологическим представлениям. Традиционно обработка делится на два этапа – временную обработку в модели средних скоростей и глубинные построения.

При стандартном подходе к временной обработке, ВЧР описывается моделью статики, параметры статических поправок и скоростей суммирования подбираются так, чтобы обеспечить хорошие условия суммирования и получение представительного временного разреза/куба. Далее сейсмическое поле проходит процедуру миграции в модели средних скоростей. Результатом такого подхода является сейсмическое изображение среды, которое конвертируется в глубинный масштаб с использованием скважинных данных.

Получение глубинных изображений требует другого подхода к предварительной временной обработке, с ранних этапов ориентированной на построение глубинно-скоростной модели среды. В докладе мы продемонстрируем реальный пример такой обработки и опишем основные особенности примененной методики.

### **Особенности глубинной обработки**

Обработка, ориентированная на построение глубинно-скоростной модели среды (ГСМ), направлена на сохранение и описание исходной формы годографов отраженных волн настолько детально, насколько могут позволить качество и плотность сейсмического материала. Только те локальные изменения свойств среды, которые мы не в состоянии учесть в ГСМ, можно компенсировать статическими поправками. В противном случае мы искажаем форму годографа, что приводит к ошибочному определению кинематических параметров среды и делает не возможным учет влияния скоростных аномалий на более глубоких отражениях. На Рис.1 показан пример искажения азимутальности на сейсмограмме ОСТ после ввода корректирующих статических поправок.

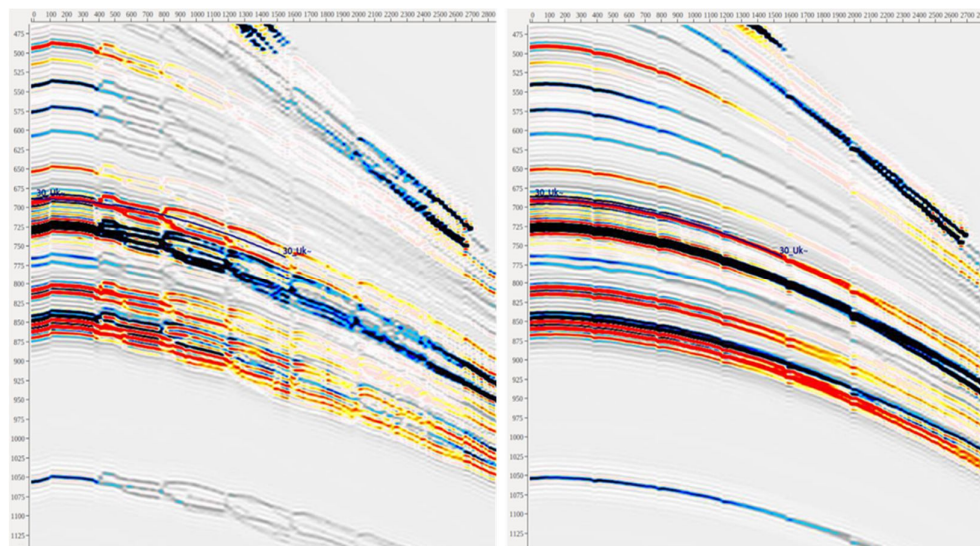


Рис 1. Пример автоматической коррекции статических поправок на реалистичной модели. Слева – исходная сейсмограмма ОСТ, справа – сейсмограмма ОСТ после ввода корректирующих статических поправок.

Построение глубинно-скоростной модели делится на две основных задачи:

1. Параметризация кинематических параметров отраженных волн – получение поля времен. Выполнение различных процедур обработки (сигнальная, поверхностно-согласованные процедуры) на основе полученного поля времен.

2. Решение обратной кинематической задачи – получение глубинно-скоростной модели среды с использованием полученного поля времен и априорной информации.

В вопросе кинематических инверсий всегда немаловажной остаётся проблема измерения поля времён. В простых случаях данные могут быть хорошо описаны гиперболой, но для более сложных ситуаций: рельеф, сильные преломления, петли (Рис.2) – был разработан и применяется на практике метод кинематико-динамического преобразования, смысл которого заключается в миграции данных в некоторой модели, описании остаточной кинематики в глубинной области и последующей кинематической демиграции описанных глубинных кривых, или поверхностей, во временную область. Так же в нашем арсенале имеется возможность описывать временное поле посредством гиперболы и статики. Другими словами, сначала данные гиперболизируются при помощи статических поправок, а затем «реальная» кинематика выражается через время гиперболы и соответствующие поправки за источник и приёмник, но не исходной статики, а её гладкой составляющей, той, которую мы способны учесть в модели.

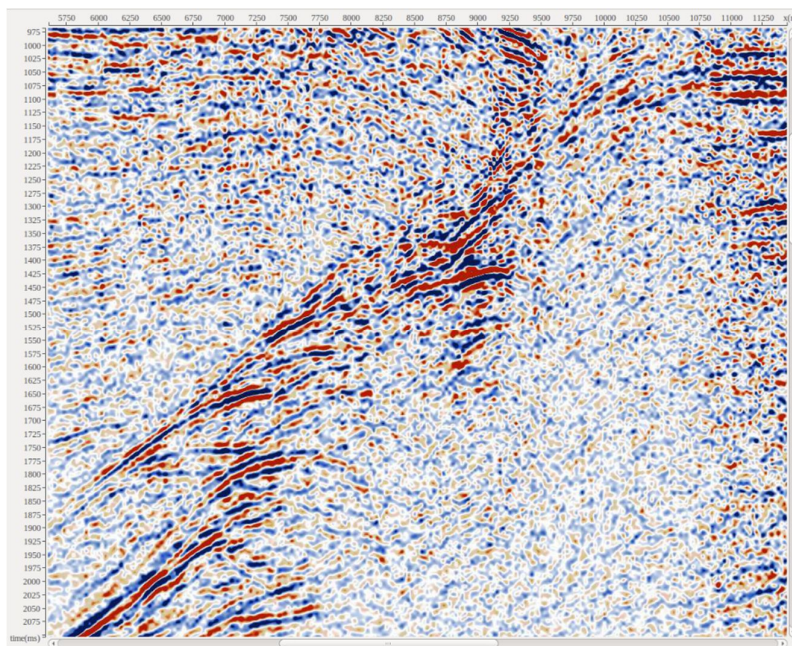


Рис 2. Пример сложнопараметризуемого волнового поля.

На реальных данных, которые мы показываем в качестве примера, ГСМ строилась послойно, сверху вниз, методом кинематико-динамического преобразования.

Суть метода состоит в параметризации кинематических параметров отраженных волн по уже мигрированным сейсмограммам.

1. В оценочной ГСМ, выполняется глубинная миграция сейсмограмм Кирхгофа (скорость ниже последнего известного горизонта может быть задана константой).

2. На результате миграции проводится итерационное описание годографа отраженной волны исследуемого горизонта:

- корреляция глубин отражающего горизонта;
- нахождение вдоль него коэффициентов остаточной кинематики мигрированных сейсмограмм по горизонтальным спектрам;
- получение локальной суммы с последующим уточнением корреляции  $N_0$ .

На Рис.3 показана корреляция глубин и спектры коэффициентов остаточной кинематики вдоль очередного горизонта на сечении глубинного мигрированного куба.

3. В модели миграции, с учетом коэффициентов остаточной кинематики решается прямая задача для исследуемого горизонта, т.е. получается значение времени для каждого удаления каждой точки ОГТ (табличный годограф произвольной формы). Используя результат решения прямой задачи, решается обратная задача. В результате в ГСМ добавляется следующий горизонт.

Последний горизонт в ГСМ всегда можно корректировать на основе результатов последней глубинной миграции, уточнять его кинематическое описание или только конфигурацию глубин ( $N_0$ ). Детальность описания строения контрастных границ (кровля соляного тела) в глубинно-скоростной модели среды существенно влияет на получаемую в результате глубинной миграции геометрию и качество фокусировки нижележащих горизонтов.

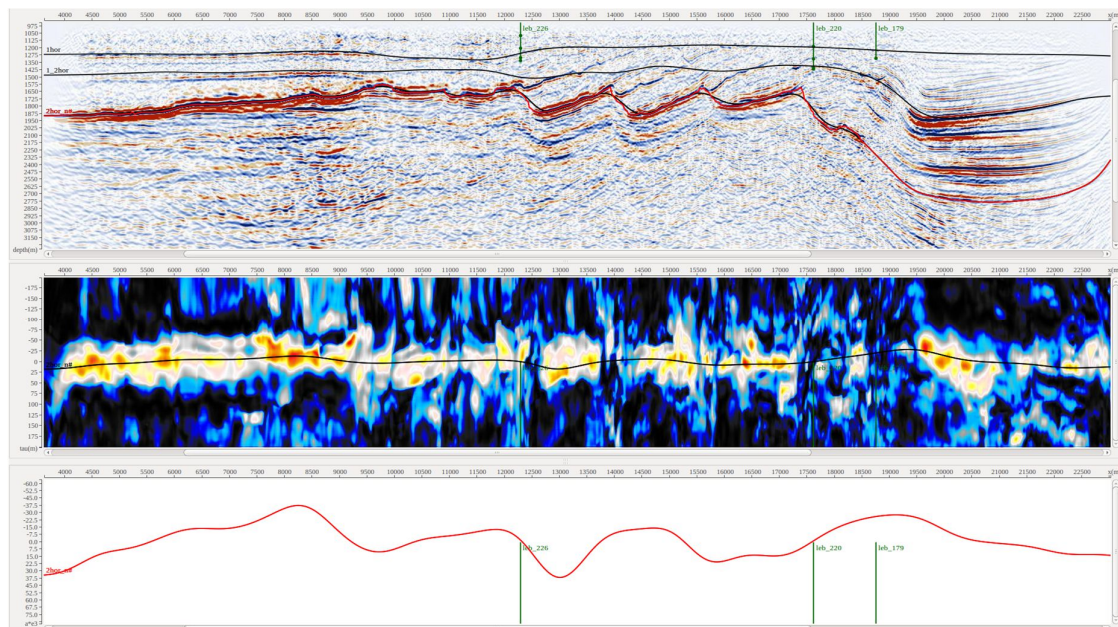


Рис 3. Определение кинематических параметров отраженных волн по горизонтальным спектрам остаточной кинематики мигрированных сейсмограмм.

Верхнее окно – фрагмент сечения глубинного мигрированного куба с корреляцией исследуемого горизонта (красный).

Среднее окно – горизонтальный спектр коэффициентов остаточной кинематики по отражающему горизонту, выделенному красным цветом в верхнем окне.

Нижнее окно – кривая коэффициентов остаточной кинематики, соответствующая корреляции на горизонтальном спектре.

## Заключение



При построении ГСМ важно максимально сохранять без искажений и использовать информацию о кинематике отраженных волн, полученную из сейсмических данных, но при этом привлекать всю достоверную априорную информацию. Суммарный временной разрез/куб не имеет самоценности для глубинных построений, и может использоваться при контроле качества выполняемых промежуточных процедур обработки.

#### **Список литературы**

*Лангман С.Л., Силаенков О.А.* Кинематико-динамическое преобразование — инструмент параметризации волнового поля // Геомодель 2011. 13-я конференция по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов. — Геленджик, Россия, Сентябрь.2011.

*Давлетханов Р.Т., Силаенков О.А.* Учёт влияния ВЧР на основе поверхностно-согласованной параметризации годографа отражённой волны // Технологии сейсморазведки. — 2016. — Т. 13, № 3. С. 102—113.

*Каплан С.А., Лебедев Е.Б., Фиников Д.Б., Шалашиников А.В.* Прямые задачи в обработке и интерпретации сейсмических данных // Санкт-Петербург 2016. 7-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук — к постижению гармонии недр». — Санкт-Петербург, Россия, Апрель.2016.

## **Specifics of seismic data processing based on the layer-model description**

**Isakov Mihail Aleksandrovich<sup>1</sup>, Silaenkov Oleg Aleksandrovich<sup>1</sup>**

*Seismotech Ltd, Moscow*

### **Abstract**

The main result of the modern seismic processing are depth velocity model, and common image gathers, which do not contradict with the initial seismic data and geological model view. Seismic processing, traditionally, is divided by two stages: time processing in the average velocity model, and depth conversions.

Using the conventional method of time processing, the near-surface section is described with the static model. The parameters of static corrections and stacking velocities are selected to provide appropriate stacking conditions and to obtain a representative time section/cube. After that the migration in the average velocity model is performed. The result of such approach is a seismic image, which can be converted in the depth scale using the well data.

However, the depth imaging requires a different approach for time processing, which is focused on the depth-model building. In this report we are going to discuss a real example of such processing and describe the main features of the applied technique.

## *Построение скоростной модели верхней части разреза в условиях распространения многолетнемерзлых пород с учётом данных наземной электроразведки*

**Яковлев Д.В.<sup>1</sup>, Каплан С.А.<sup>2</sup>, Клокова В.П.<sup>2</sup>, Соколова Е.Ю.<sup>2,3</sup>, Шпекторов А. Л.<sup>2</sup>, Слинчук Г.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Северо-Запад», Москва

<sup>2</sup> Отделение «ВНИИГеосистем» ФГБУ «ВНИГНИ», Москва

<sup>3</sup> ИФЗ РАН

<sup>4</sup> Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва

### **Введение**

Многолетнемерзлые породы (ММП), которые покрывают около 60% территории России, отличающихся по своим физическим свойствам от талых аналогов. Сейсмические скорости и электрическое сопротивление значительно увеличиваются в мерзлой породе благодаря температурной зависимости свойств минерального скелета, а также, в существенно большей степени, – из-за изменения агрегатного состояния поровой влаги, занимающей относительно большой объем в приповерхностных горизонтах любых литотипов [Фролов, 1998]. При построении моделей глубинного распределения сейсмических скоростей требуется особый учет искажений, вносимых высокоскоростными толщами ММП, характеризующимися к тому же латеральной неоднородностью (талики) и переменной мощностью.

Геоэлектрические разрезы, построенные по линиям сейсмических профилей, позволяют определить вариации мощности толщи ММП [Яковлев и др., 2018]. Кроме того, на основе известных (региональные, литературные и скважинные данные) и вновь установленных корреляционных зависимостей между сопротивлением и сейсмическими скоростями можно определить начальные значения скоростей самых верхних, неразрешимых по имеющимся сейсморазведочным наблюдениям, горизонтов разреза для их использования при решении задач сейсмического моделирования и инверсии.

В качестве полигона для опробования методики учёта электроразведочных данных о строении ММП при построении сейсморазведочных разрезов выступала восточная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП), расположенная в центре Таймыра. В этом районе в настоящее время ведутся региональные геофизические работы с целью выявления нефтегазоперспективных зон.

### **Данные и методы**

В 2014-2016 гг. в центральной части Таймырского региона выполнены полевые геофизические работы по сети профилей общей протяженностью около 3200 км (рис. 1). В 2017 году начата интерпретация полученных геофизических данных. Работы выполняются за счёт госбюджетных ассигнований и ориентированы на выявление и подготовку к лицензированию новых крупных зон нефтегазоаккумуляции.

Основу геофизического комплекса составляет сейсморазведка (метод общей глубинной точки – МОГТ) и электроразведка методом магнитотеллурического зондирования (МТЗ). МТЗ-зондирования нацелены на изучение особенностей состава и строения юрско-меловых толщ и изучение палеозойских комплексов [Афанасенков, Яковлев, 2018]. В то же время, полученные результаты по региональной сети профилей показывают, что метод МТЗ в современном исполнении также позволяет изучать строение криолитозоны: определять

мощность толщ пород в мёрзлом состоянии, выявлять неоднородность их строения, обнаруживать подмерзлотные аномалии, которые могут быть связаны с углеводородами (УВ) [Яковлев и др., 2018]. В последней работе проведен анализ характера изменений удельного электрического сопротивления (УЭС) терригенных юрско-меловых отложений, слагающих верхнюю часть разреза на большей части территории ЕХРП, происходящих при переходе к отрицательным температурам. В зависимости от литотипов и минерализации поровой влаги выявлены (по имеющимся геотермическим измерениям в скважинах) корреляция глубины подошвы толщи ММП с изолинией 30-40 Ом·м и вариации мощности этого слоя от десятков метров в западном и центральном частях прогиба до ~1 км в его восточной части, сложенной в большей мере песчанистыми (более высокоомными в мерзлом состоянии) породами в верхних горизонтах.

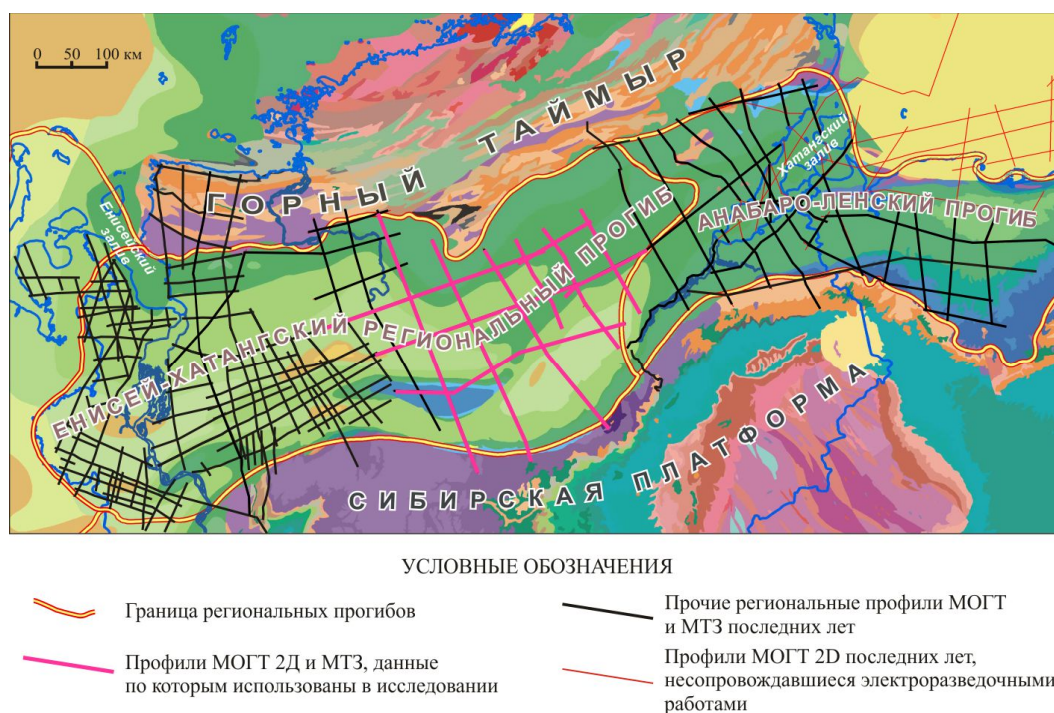


Рис. 1. Положение используемых региональных геофизических профилей на геологической карте Таймырского региона

На первом этапе для расчета кинематических поправок была использована информация о подошве ММП по региональной карте на основе данных МТЗ. Ряд численных экспериментов, проведенных сейсмической группой отделения «ВНИИгеосистем», показал недостаточную эффективность использования для введения поправок за высокоскоростные приповерхностные неоднородности данных карты, построенной как по изолинии УЭС 30 Ом·м, так и по более высокоомным границам (УЭС > 300, 400 Ом·м) (рис. 2). Существенной стабилизации распределения скоростей в верхних подмерзлотных горизонтах удалось достичь при фиксации неоднородностей выше границы УЭС=120 Ом·м (включая талики).

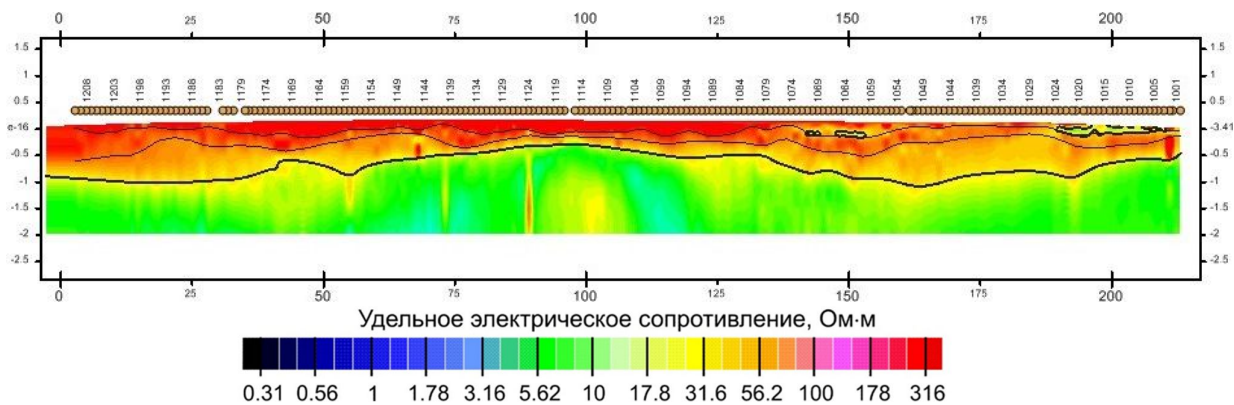


Рис. 2. Выделение слоев с различным пороговым УЭС в пределах толщи многолетнемерзлых пород по одному из профилей (изолинии УЭС=40, 120, 400 Ом·м)

На втором этапе по значениям УЭС в толще ММП были рассчитаны начальные скорости для первого слоя. Для этого по данным электрического каротажа (КС) и вертикального сейсмического профилирования (ВСП) по скважине Логатская-361, расположенной в районе исследований, определена линейная связь между сопротивлением и скоростью (рис. 3). По этой зависимости по геоэлектрическим разрезам были рассчитаны скорости в первом слое в пунктах МТЗ. Введенные таким образом поправки существенно стабилизировали распределение скоростей в подмерзлотных слоях.

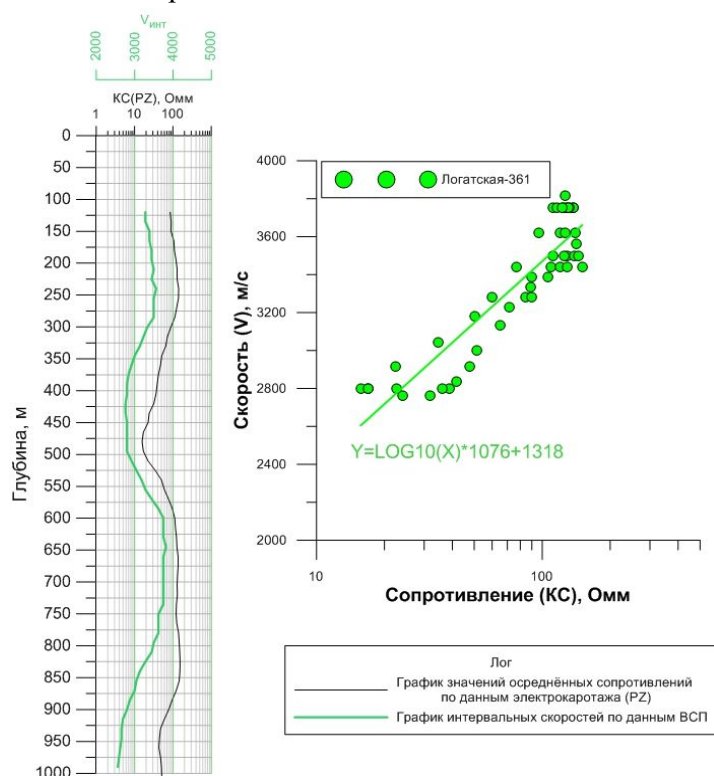


Рис. 3. Связь сопротивления и скорости интервалов по данным в скважине Логатская-361

### Результаты

Сведения о глубине залегания уверенно фиксируемых электроразведкой многолетнемерзлых толщ, а также латеральная изменчивость удельного электрического сопротивления в них, послужили материалом для введения поправок за ММП в скоростные

модели. В результате введения этих поправок были существенно стабилизированы скорости в подмерзлотных приповерхностных слоях, что в определенной мере повлияло также и на построение нижележащих сейсмических границ раздела. Структурный каркас глубинной части ПГСМ также формировался с опорой на знания о поведении основных границ глубинных неоднородностей в разрезах сопротивлений (поверхности палеозоя и кристаллического фундамента) (рис. 4).

В результате проведенных опытных работ на основе использования системы ГИС INTEGRО была выстроена методика подготовки электроразведочных материалов для учета эффектов ММП при построении скоростных разрезов, опирающаяся на: 1) построение и генерализацию изолиний  $УЭС = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  по системе профилей МОВ ОГТ / МТЗ; 2) построение профильных зависимостей осредненных  $УЭС$  по слою, ограниченному снизу этой изолинией; 3) построение поверхности  $УЭС = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  по площади исследования; 4) построение графиков зависимостей  $УЭС$  от глубины для набора пунктов зондирований на профиле (системы «псевдо-каротажных скважин» по глубинным разрезам сопротивлений) в целях верификации и уточнения корреляционных зависимостей сейсмических скоростей и значений  $УЭС$  для уточнения процедуры введения поправок за ММП в скоростные модели.

Для реализации этой методики возможности ГИС INTEGRО были расширены новыми специальными процедурами подсчета статистических характеристик параметров геофизических разрезов в произвольных слоях (полигонах) модели, а также построения и включения в базу скважинных данных «псевдо-скважин» для рутинного представления и использования их материалов в целях совместного анализа с сейсмическими данными.



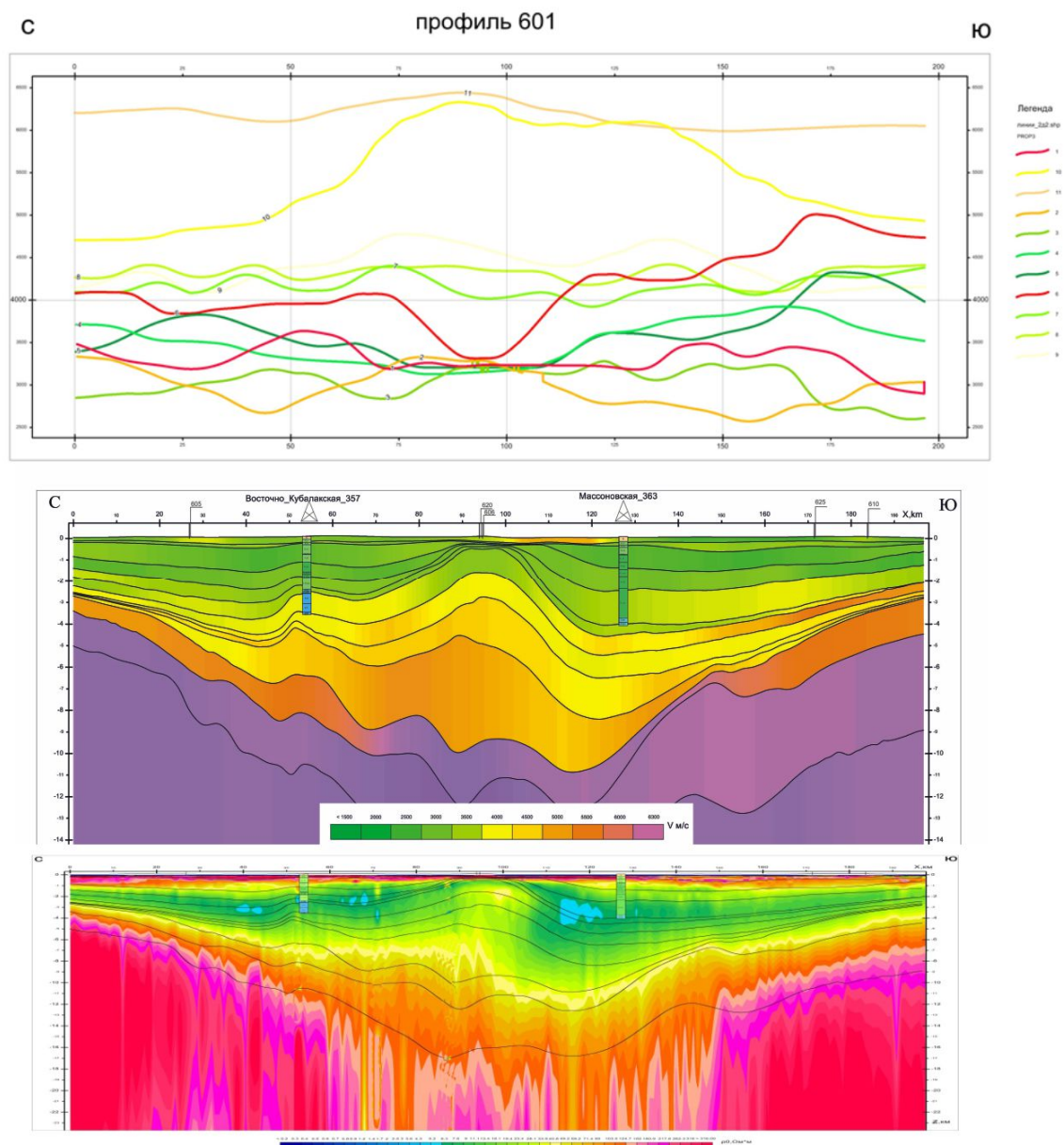


Рис. 4. Профильные распределения локальных медианных оценок  $V_p$  по мощности каждого слоя модели (с номерами с 1 по 11 сверху вниз по порядку); слоистая локально-однородная глубинно-скоростная модель по профилю 601 (в цветовой шкале значений  $V_p$ , м/с); геоэлектрический разрез с наложенными структурными линиями по данным МОГТ.

### Список литературы

Афанасенков А.П., Яковлев Д.В. Применение электроразведки при изучении нефтегазоносности Северного обрамления Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2018, т. 59, №7, с.1029-1049

Фролов А.Д. Электрические и упругие свойства мерзлых пород и льдов / А.Д. Фролов. Пушкино, ОНТИ ПНЦ РАН, 1998, 515 с.

Яковлев Д. В., Яковлев А. Г., Валясина О. А. Изучение криолитозоны северного обрамления Сибирской платформы по данным региональных электроразведочных работ // Криосфера Земли. — 2018. — т. 22, № 5. — с. 77–95.

**Construction of the permafrost velocity model using electromagnetic data**  
**Yakovlev D.V.<sup>1</sup>, Kaplan S.A.<sup>2</sup>, KlokoVA V.P.<sup>2</sup>, Sokolova E.Yu.<sup>2,3</sup>, Shpektorov A.L.<sup>2</sup>,  
Slinchuk G.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> *North-West Ltd., Moscow*

<sup>2</sup> *Department "VNIIGeosystem" FGBU "VNIGNI", Moscow*

<sup>3</sup> *IFZ RAS*

<sup>4</sup> *Lomonosov Moscow State University*

Permafrost rocks, which cover about 60% of the territory of Russia, differing in their physical properties from thawed counterparts. Seismic velocities and electrical resistance increase significantly in frozen rock due to the temperature dependence of the properties of the mineral skeleton, and also, to a significantly greater extent, due to changes in the aggregative state of pore moisture, which takes a relatively large volume in the near-surface horizons of any lithotypes [Frolov, 1998]. When building models of the depth distribution of seismic velocities, special consideration is needed for the distortions introduced by high-speed permafrost strata, which are also characterized by lateral heterogeneity (taliks) and variable power.

Geoelectric sections constructed along the lines of seismic profiles allow us to determine the variations in thickness of the permafrost layer [Yakovlev et al., 2018]. In addition, based on known (regional, literary and well data) and newly established correlation dependences between resistance and seismic velocities, it is possible to determine the initial velocities of the highest, unsolvable, available horizons for their use in solving problems of seismic modeling and inversion .

The eastern part of the Yenisei-Khatangsky regional trough, located in the center of Taimyr, served as a testing ground for testing the methodology for recording electrical exploration data on the structure of the permafrost at the construction of seismic exploration sections. Regional geophysical work is currently being carried out in this area in order to identify oil and gas prospective zones.



## Построение трёхмерных дифракционных изображений на основе использования Гауссовых пучков.

**Чеверда В.А.<sup>1</sup>, Лисица В.В.<sup>1</sup>, Протасов М.И.<sup>1</sup>, Решетова Г.В.<sup>1</sup>, Мельник А.А.<sup>2</sup>, Петров Д.А.<sup>2</sup>, Шиликов В.В.<sup>2</sup>, Волянская В.В.<sup>3</sup>, Мерзликина А.С.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука, СО РАН, Новосибирск*

<sup>2</sup> *ООО РН КрасноярскНИПИнефть, Красноярск*

<sup>3</sup> *ПАО НК Роснефть*

<sup>4</sup> *АО ИГиРГИ, Москва*

### **Введение**

В наших предыдущих исследованиях (Protasov, Tcheverda and Reshetova, 2016; Protasov and Tcheverda, 2012) был разработан численный метод и программное обеспечение для построения изображений в рассеянных волнах таких сингулярных геологических объектов, как скопления каверн и коридоры трещиноватости. Развитый подход требовал знания глубинной скоростной модели, которая обеспечивает корректное позиционирование локальных неоднородностей в пространстве. К сожалению, зачастую такая информация бывает недоступной. Вместо глубинной скоростной модели в обработке используется скоростная модель во временном масштабе, которая получается в результате выполнения некоторых процедур из стандартного графа обработки.

Исходя из этого, нами была выполнена модификация метода, обеспечившая возможность использования скоростной модели во временном масштабе при построении изображений в рассеянных/дифрагированных волнах. Такая модификация позволила заметно расширить применение разработанного метода

### **Построение трёхмерных сейсмических изображений в рассеянных волнах с использованием модели во временном масштабе.**

Напомним предварительно, как строятся изображения в рассеянных волнах с использованием глубинной скоростной модели. Мы предполагаем, что глубинная скоростная модель представляется в виде суперпозиции двух составляющих:

1. Заданная гладкая макроскоростная модель или пропагатор с упругими параметрами  $\lambda_0(\vec{x})$ ,  $\mu_0(\vec{x})$  и плотностью  $\rho_0(\vec{x})$ ;
2. Неизвестное резкое возмущение этой макроскоростной модели, в дальнейшем рефлектор, с параметрами  $\lambda_1(\vec{x})$ ,  $\mu_1(\vec{x})$ ,  $\rho_1(\vec{x})$ .

Последнее и задаёт мелкомасштабные (субсейсмические) объекта, находящиеся внутри пропагатора и наша цель состоит в их реконструкции по рассеянным волнам  $\vec{\varphi}(x_r, y_r; x_s, y_s; \omega)$ , порождённым в результате действия источника в точке  $(x_s, y_s)$  и зарегистрированным в точке  $(x_r, y_r)$  на системе наблюдения, расположенной на свободной поверхности  $z=0$ .

Для вычисления изображения в некоторой точке  $\vec{x}_i$  мы выполняем суммирование этих данных с некоторыми весами, представляющими произведение двух Гауссовых пучков, которые выпускаются из этой точки в направлении системы наблюдения. В данной работе мы с их помощью будем строить *PP* изображения и использовать для этого два продольных

Гауссова пучка<sup>1</sup>: упругий продольный (P) Гауссов пучок  $\bar{T}_p^{gb1}(x, y, z; \bar{x}_i; \gamma, \theta, \beta, az; \omega)$  и акустический Гауссов пучок  $T_p^{gb2}(x, y, z; \bar{x}_i; \gamma, \theta, \beta, az; \omega)$ , соответствующий скорости продольных волн в среде. Именно их произведение и даёт требуемый вес для суммирования данных многократного перекрытия (см. Рисунок 1):

$$f(\bar{x}_i; \beta) = \int T^{gbh}(x_s, y_s; \bar{x}_i; \gamma, \theta, az, \beta; \omega) \bar{T}^{gbh}(x_r, y_r; \bar{x}_i; \gamma, \theta, \beta, az, \omega) \bar{\varphi}(x_r, y_r; x_s, y_s; \omega) k(\gamma, \theta, \beta) dx_r dy_r dx_s dy_s daz d\gamma d\theta \quad (1)$$

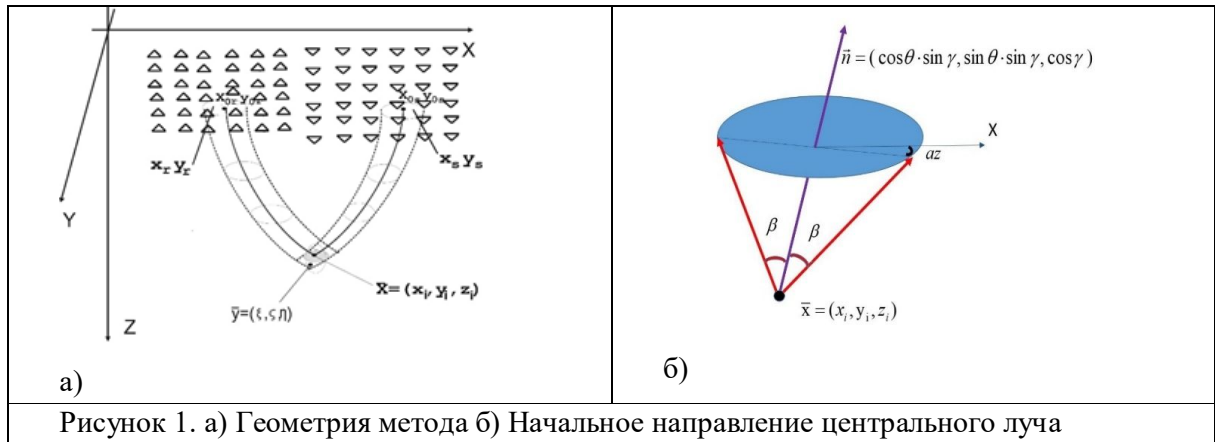


Рисунок 1. а) Геометрия метода б) Начальное направление центрального луча

К сожалению, глубинная скоростная модель, зачастую бывает недоступной, поэтому вместо неё используется скоростная модель во временном масштабе, поэтому мы модифицировали предложенный метод, чтобы обеспечить его применения с использованием скоростной модели во временном масштабе, известной также, как модель средних скоростей. Для этого прежде всего выполним в (1) интегрирование по частоте  $\omega$ :

$$I_{depth}(\bar{x}; az, \beta) = \int k(\gamma, \theta, \beta) \cdot T_{gb}^S(x_s, y_s; \bar{x}_i; t = \tau_{gbs}(x_s, y_s); \gamma, \theta, az, \beta) \times \left( \bar{T}_{gb}^R(x_r, y_r; \bar{x}_i; t = \tau_{gbr}(x_r, y_r); \gamma, \theta, az, \beta) \bullet \bar{\varphi}(x_r, y_r; x_s, y_s; t = \tau_{gbs}(x_s, y_s) + \tau_{gbr}(x_r, y_r)) \right) d\gamma d\theta dx_s dy_s dx_r dy_r \quad (2)$$

Чтобы теперь получить изображение во временном масштабе, мы вычисляем (2) для текущей средней скорости  $V_0^P$  в точке изображения  $(x_1^i, x_2^i, x_3^i = 0.5V_0^P t_i)$ . Таким образом, изображение во временном масштабе задаётся следующим соотношением:

$$I_{time}(x_1^i, x_2^i, t_i; az, \beta) = I_{depth}(x_1^i, x_2^i, x_3^i = 0.5V_0^P t_i; az, \beta) \quad (3)$$

### Трёхмерные синтетические сейсмические данные

Для верификации предложенного метода была разработана трёхмерная разномасштабная геологическая модель, содержащая разломы, коридоры трещиноватости и скопления каверн. В качестве каркаса этой модели мы выбрали типичное обобщённое геологическое строение некоторой площади на севере Красноярского края. Для построения трёхмерного каркаса этой модели мы использовали результаты обработки и интерпретации данных трёхмерной сейсморазведки. Построенные поверхности можно видеть на Рисунке 3а. Для наполнения пространства между поверхностями упругими параметрами и получения трёхмерной сейсмической модели использовались результаты скважинных наблюдений и скоростной анализ (Рисунок 3б). На Рисунке 3в мы приводим данные полномасштабного сейсмического моделирования для нулевых удалений (Landa, Reshetova and Tcheverda, 2018).

<sup>1</sup> Аналогичным образом строятся PS изображения, если использовать P и S Гауссовы пучки.

Синтетические данные были рассчитаны на прямоугольной системе наблюдения  $8000 \text{ м} \times 10000 \text{ м}$  для приёмников, расположенных на равномерной сетке с шагом  $25 \text{ м} \times 25 \text{ м}$ . Максимальная глубина модели равна  $4000 \text{ м}$ . Для возбуждения волнового поля использовались точечные источники типа центра расширения, излучающие импульс Рикера с доминирующей частотой  $49 \text{ Гц}$ . Эти источники располагались на линиях, расположенных вдоль короткой стороны системы наблюдения через  $50 \text{ м}$ , расстояние между линиями равно  $300 \text{ м}$ . Распределение кратности мы представляем на Рисунке 3а, на Рисунке 3б приведена сейсмограмма вертикальной компоненты в центре системы наблюдения вдоль её длинной стороны. Здесь же приведена и амплитудно-частотная характеристика для центральной трассы. На Рисунке 3в изображена сейсмограмма нулевых удалений вдоль центральной линии.

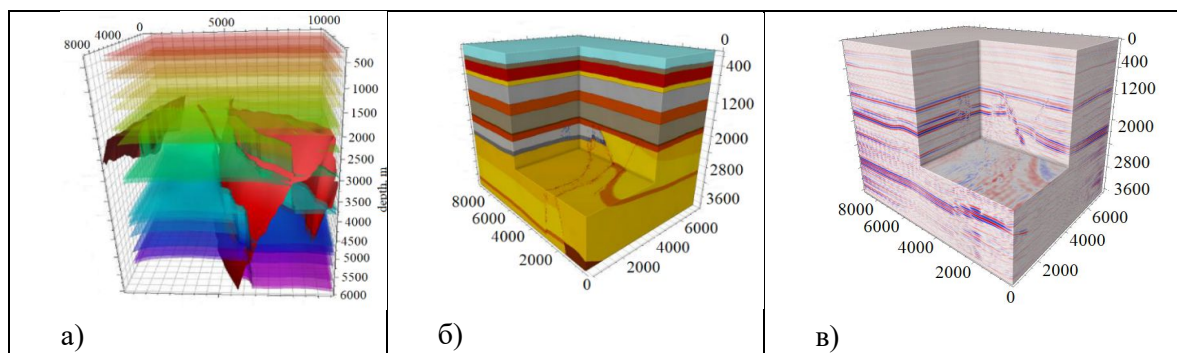


Рисунок 2. Основные этапы построения трёхмерных синтетических сейсмических данных. а) Каркас модели б) Сейсмическая модель в) Синтетическое волновое поле (нулевые удаления)

В дополнение к построенному каркасу мы ввели следующие мелкомасштабные неоднородности:

1. Тектоническую брекчию, заполняющую зону разрушения, охватывающую геологические разломы. Для моделирования её образования мы использовали метод дискретных элементов (Botter et al., 2014; Lisitsa, Tcheverda and Volyanskaya, 2018). Зоны разрушения в окрестности разломов видны на Рисунке 2б;
2. Два пересекающихся коридора трещиноватости (Рисунок 4);
3. Совокупность каверн, утончающаяся к границе рифея.

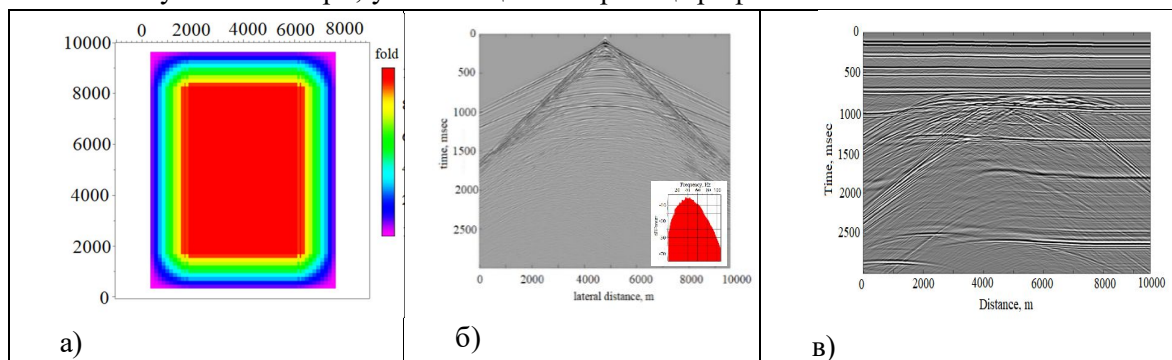


Рисунок 3. а) Кратность перекрытия синтетических данных. б) Сейсмограмма вертикальной компоненты вдоль центральной линии вдоль большей стороны системы наблюдения. На вставке – амплитудно-частотная характеристика центральной трассы. в) Сейсмограмма нулевых удалений вдоль центральной линии.

**Изображения в рассеянных волнах.**

Результаты обработки синтетических данных по представленному алгоритму мы приводим на Рисунке 5. Как можно видеть, наблюдается практически полное совпадение между моделью слева и изображением справа.

Возможность строить изображения в рассеянных волнах по разным азимутам открывает уникальная возможность построения диаграмм рассеяния в любой заранее выбранной точке среды. Это позволяет определить преимущественные направления распространения рассеянной сейсмической энергии, которая, в свою очередь, связана с геометрией мелкомасштабных неоднородностей. В частности, для коридоров трещиноватости её направление совпадает с преимущественным направлением трещин.

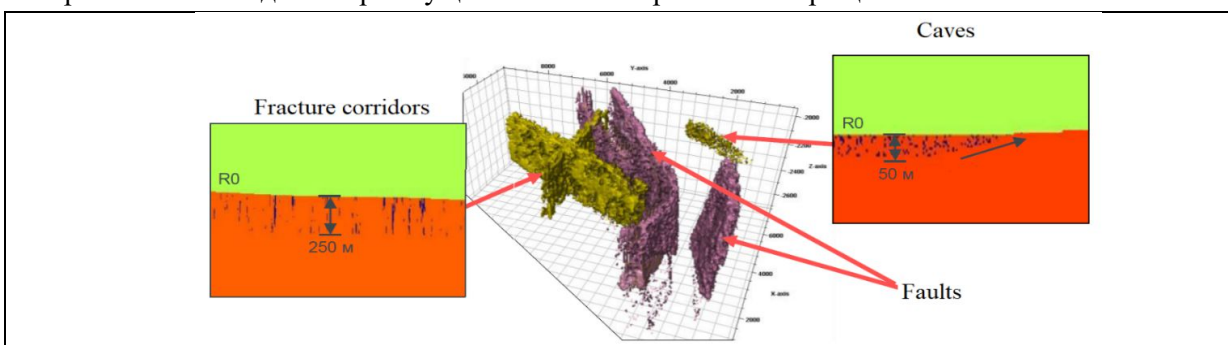


Рисунок 4. Разломы и мелкомасштабные неоднородности в синтетической геологической модели.

На Рисунке 6 приведены эти кривые, вычисленные для набора референтных точек. Как видно, действительно направление распространения рассеянной энергии ортогонально преимущественному направлению трещиноватости. Особенно интересно отметить, что индикатриса рассеяния в точке а обладает только одним лепестком, что связано с наклоном соответствующего разлома, перекрывающего распространение рассеянной энергии в противоположном направлении.

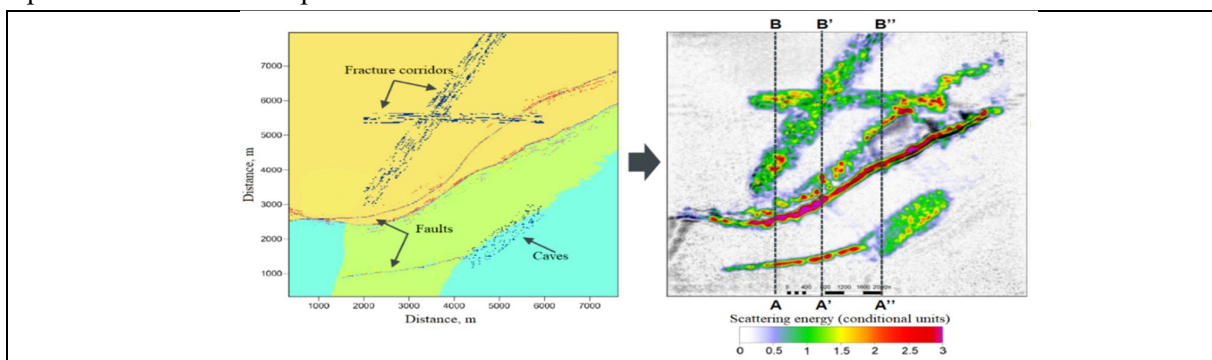


Рисунок 5. Сравнение модели (слева) и полно азимутального изображения в дифрагированных/рассеянных волнах.

### Заключение.

Использование скоростной модели во временном масштабе вместо глубинного не приносит значимых ошибок при построении изображений в рассеянных волнах. Возможность построения диаграмм рассеяния заметно повышает информативность полученных результатов, открывая возможность не только для локализации скоплений субсейсмических неоднородностей, но и для оценки их преимущественной ориентации.

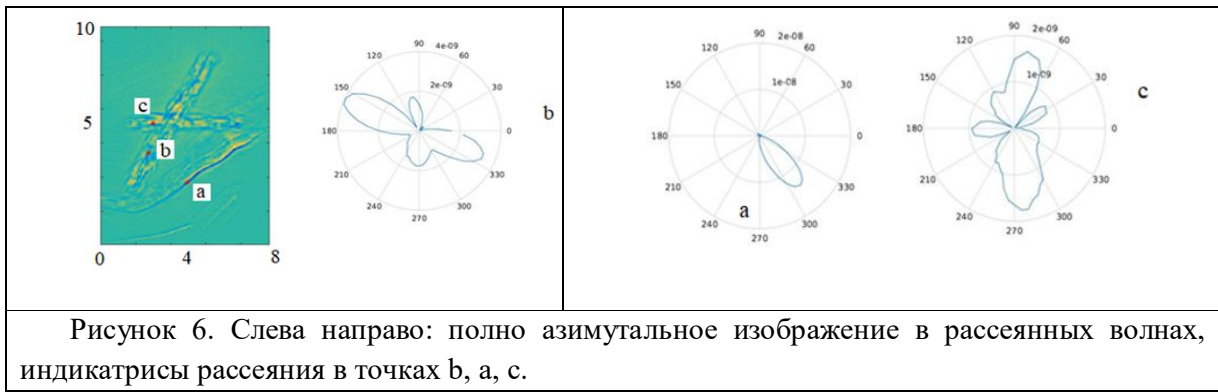


Рисунок 6. Слева направо: полно азимутальное изображение в рассеянных волнах, индикатрисы рассеяния в точках b, a, c.

### **Благодарности**

Расчёты выполнялись на высокопроизводительных многопроцессорных вычислительных комплексах Сибирского Суперкомпьютерного Центра (ИВМиМГ СО РАН).

В.А.Чеверда, В.В.Лисица, М.И.Протасов и Г.В.Решетова поддержаны Российским научным фондом, грант № 17-17-01128.

### **Список литературы**

*Botter C., Cardozo N., Hardy S., Lecomte I., Escalona A.* From mechanical modelling to seismic imaging of faults: A synthetic workflow to study the impact of faults on seismic.// *Marine and Petroleum Geology.* - 2014 - **57**. - 187 – 207.

*Landa E., G.Reshetova, V.Tcheverda.* Modeling and Imaging of Multiscale Geological Media: Exploding Reflectors Revisited.// *Geosciences.* – 2018 - **8**. - 476.

*Lisitsa V.V., Tcheverda V.A., Volianskaya V.V.* GPU-based Implementation of Discrete Element Method for Simulation of the Geological Fault Geometry and Position.// *Supercomputer Frontier and Innovations.* – 2018. - **5(3)**. - 46 – 50.

*Protasov M.I., Tcheverda V.A.* True-amplitude elastic Gaussian beam imaging of multi-component walk-away VSP data. // *Geophysical prospecting.* – 2012. - **60(6)**, 1030 - 1042.

*Protasov M.I., Tcheverda V.A., Reshetova G.V.* 2016. Fracture detection by Gaussian beam imaging of seismic data and image spectrum analysis.//*Geophysical Prospecting.* – 2016. - **64(1)**. - 68 – 82.

## **Gaussian Beams Based 3D Diffraction Imaging**

**Tcheverda V.A.<sup>1</sup>, Protasov M.I.<sup>1</sup>, Lisitsa V.V.<sup>1</sup>, Reshetova G.V.<sup>1</sup>, Shilikov V.V.<sup>2</sup>, Petrov D.A.<sup>2</sup>, Ledyayev A.I., Melnik A.A.<sup>2</sup>, Volyanskaya V.V.<sup>4</sup>, Merzlikina A.S.<sup>3</sup>**

*1 - Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS*

*2 - Ltd RN KrasnoyarskNIPIneft*

*3 - Joint stock company "Institute of Geology and Development of Combustible Minerals"*

*4 - Public Joint Stock Company "Oil Company Rosneft"*

In our previous studies we have developed numerical methods and software for scattered waves imaging of singular objects like clusters of caves and fracture corridors. The approach developed needed the depth velocity model to provide correct positioning of these objects within the medium. However, usually this kind of model is not available. Instead, they know time velocity model in the result of some standard set of routine seismic data processing.

Based on these needs of practice, we performed a modification of the method to ensure the possibility to use the time velocity model for scattered/diffracted waves imaging. To this end, we continue to use Gaussian beams, but have significantly changed the imaging conditions.

Such a modification makes a much wider possibility of practical application of the scattered waves imaging method, which now no longer needs a depth velocity model.

## *Изучение отраженных и дифрагированных волн на сейсмограммах после миграционного преобразования с целью обоснования алгоритмов их разделения.*

**Шевченко Алексей Александрович<sup>1</sup>, Королев Александр Евгеньевич<sup>1</sup>, Литвякова Ольга Олеговна<sup>1</sup>, Российская Елена Мяскутовна<sup>1</sup>, Фомичева Елена Алексеевна<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «ПетроТрейс», Москва

### **Введение**

Распределение сигнала отраженной и дифрагированной волн на сейсмограммах после миграции зависят от различных факторов. Наиболее важные из них – это модель среды, определяемая геометрией отражающей границы и скоростями в среде и скорость, использованная при миграционном преобразовании. Отраженная и дифрагированные волны на исходных волновых полях до миграционного преобразования находятся в интерференции. После миграции на сейсмограммах меняется распределение энергии обеих волн и годографы волн изменяют свою форму. Моделирование откликов отраженных и дифрагированных волн на мигрированных сейсмограммах выполняется на основе формул, опубликованных в работе (Baï at al., 2011). В отличие от этой публикации рассматривается вопрос об отклике линейного дифрагирующего объекта, принадлежащего плоской отражающей границе. Предлагается рассматривать все точечные рассеиватели, принадлежащие линейному объекту. В таком случае отклик от линейного дифрагирующего объекта можно получить как двумерную поверхность, огибающую годографов точечных рассеивателей. Приведенные примеры расчета годографов отраженных, рассеянных и дифрагированных волн, показывают наличие проблем с разделением волн на 3Д угловых сейсмограммах после миграции (Дирекционных сейсмограммах - Paradigm). Наличие интерференции отраженных и дифрагированных (от линейного объекта) доказывает сложность «кинематического» разделения данных волн, не использующего вариации амплитуд разделяемых волн. На приведенных примерах реальных сейсмограмм, можно отождествить отраженные и дифрагированные волны. Цель данной работы обосновать требования к использованию специальных алгоритмов разделения волновых полей после миграции на отраженную и дифрагированную компоненты.

Годографы отраженных волн на угловых мигрированных сейсмограммах отображаются появляются в виде криволинейных поверхностей в виде чаши, открытой кверху. Чаша симметричная для горизонтальной отражающей границы и имеет смещенный минимум и некоторую приплюснутую форму для наклонных отражающих границ (Рис.1. А, D). При построении угловых мигрированных сейсмограмм часто используется спиральная параметризация сейсмических трасс по углу и азимуту структурного угла отражающей границы. Так как в обрабатываемых пакетах визуализация 3Д сейсмограмм выполняется на плоскости, то плоская развертка спиральной сейсмограммы не дает хорошего визуального 2Д представления годографа. На Рис.1 иллюстрируется процесс построения 2Д развертки годографов отраженной и рассеянной волн. На левых фрагментах рисунка (А, D, G) представлены 3Д изображения годографов отраженных волн и рассеянной волны. На центральных фрагментах (В, Е, Н) показаны сечения 3Д годографов, получаемые после миграции сейсмограмм в спиральную систему координат. На правых фрагментах рисунка 1 (С, F, I) спиральные сейсмограммы «развертываются» в плоское 2Д изображение. Из рисунка видно, что для наклонной отражающей границы и для рассеивания со смещением от центра



сейсмограммы положением точки дифракции форма годографов на 2Д изображении имеет вид периодической колеблющейся кривой. Такая форма годографа есть следствие проекции из 3Д пространства на плоскость. В 3Д пространстве годографы имеют вид гладких поверхностей без каких-то особенностей. Для отраженных волн наблюдается единственный минимум 3Д годографа. Однако колебательный характер 2Д проекций показывает необходимость использования в обработке получаемых изображений корректных алгоритмов, учитывающих вид годографов в 3-х мерном пространстве.

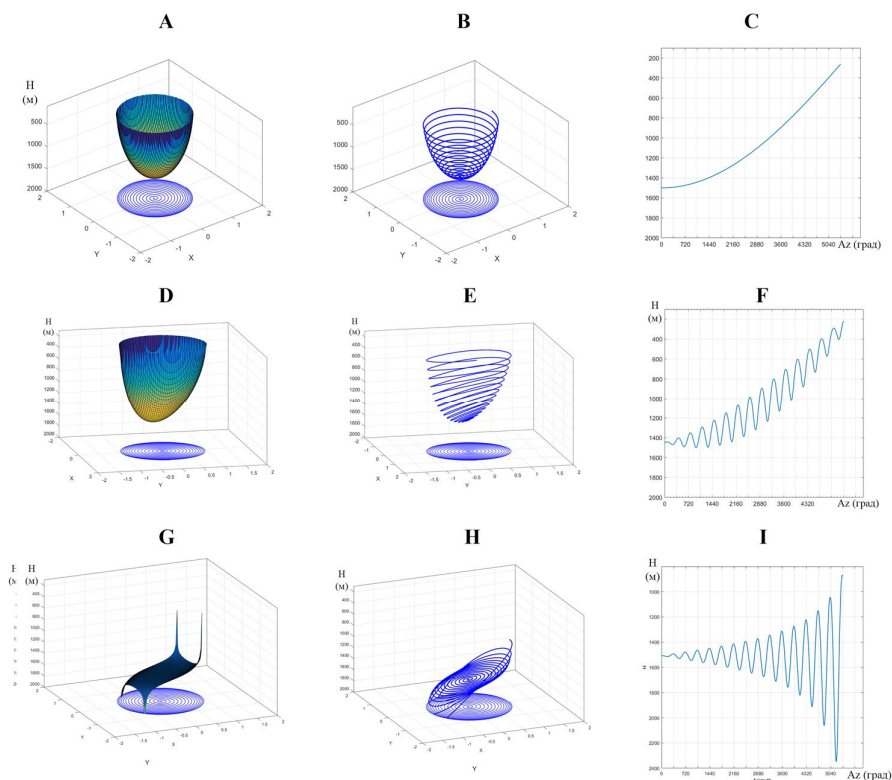


Рис.1. Годографы отраженной и рассеянной волн на 3Д мигрированных сейсмограммах угла наклона границы (ADCIG). Для фрагментов А-С Угол наклона отражающей границы 0°. Для фрагментов D-I Угол наклона отражающей границы 25°.

А, D - Годограф отраженной волны в виде 3Д поверхности; В, Е – Сечение 3Д годографа отраженной волны по координатам трасс в сейсмограмме с параметризацией по углу и азимуту наклона отражающей границы; С – Проекция годографа отраженной волны на 2Д плоскость, совпадающая с визуализацией «спиральной» сейсмограммы в пакете ECHOS. Дирекционные сейсмограммы (Paradigm).

Рассмотрим вопрос о том, как выглядят годографы волн, которые образуются как дифрагированные волны от линейного источника, принадлежащего плоскости отражения. То есть будем рассматривать некоторый, может быть идеальный случай, когда изменение коэффициента отражения произошло скачком от одного значения к другому. И скачок в пространстве произошел вдоль прямой линии, лежащей на отражающей поверхности. Граница на плоскости отображается на годографе отраженной волны (Рис.2А) в виде некоторой кривой линии, назовем ее «линейным годографом». Данная кривая естественно принадлежит к поверхности годографа отражения, так как линия изменения отражающих свойств лежит на поверхности отражения. Если мы зафиксируем произвольную точку на выделенной линии, то данной точке будет соответствовать годограф рассеянной волны на 3Д

мигрированной сейсмограмме. Так как точка рассеяния принадлежит плоскости отражения то, годограф рассеянной волны будет касаться годографа отраженной волны (Рис.2В). Так как точка рассеяния находится на линии, являющейся дифрагирующим объектом, то точка касания двух годографов находится на «линейном годографе». И «линейный годограф» объединяет все точки касания годографов рассеянных волн при условии, что точки рассеяния находятся на линии дифракции. Если каждая точка выбранной прямой генерируют рассеянную волну, тогда огибающая всех рассеянных годографов будет некоторой поверхностью в 3Д пространстве. Построенная огибающая поверхность будет касаться годографа отраженной волны во множестве точек, названной нами «линейный годограф» (Рис.2С). Назовем такую поверхность годографом дифрагированной волны (на мигрированной сейсмограмме). И рассмотрим форму годографа данной волны для линии принадлежащей горизонтальной (Рис.2D,E,F) и наклонной отражающим поверхностям (Рис.2G,H,I).

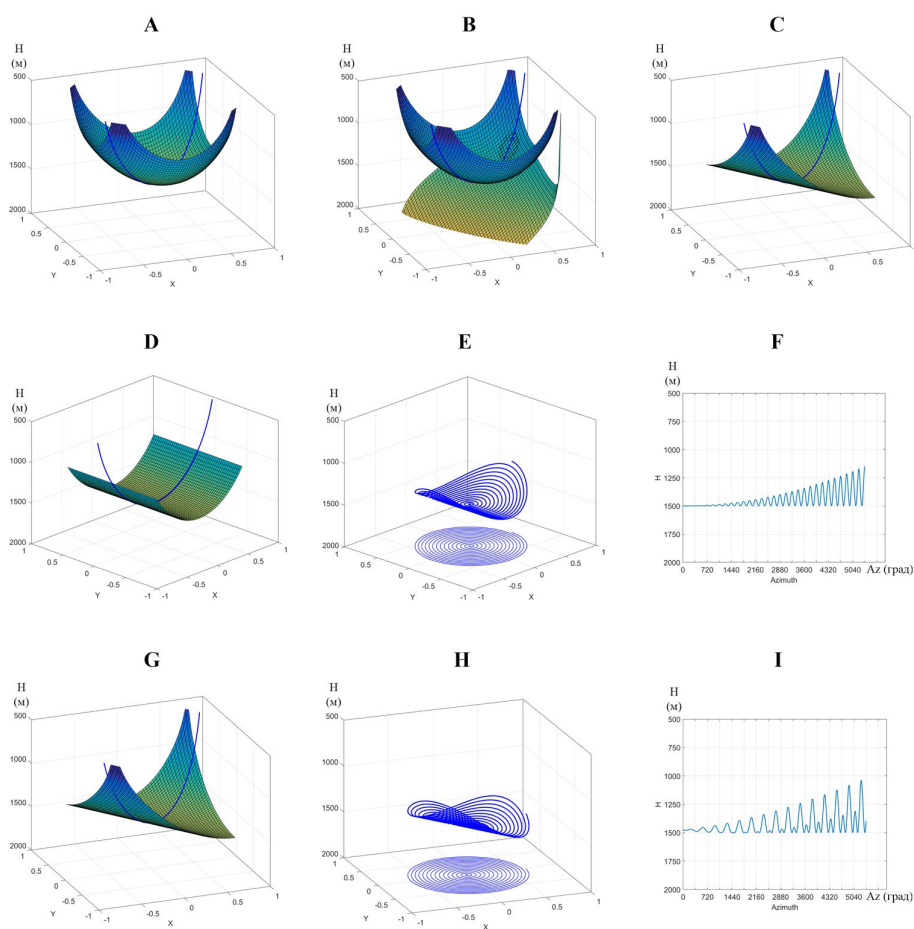


Рис.2. Сопоставление годографов рассеянных и отраженных волн на 3Д мигрированных сейсмограммах угла наклона границы (ADCIG). Для фрагментов D-F Угол наклона отражающей границы  $0^\circ$ . Для фрагментов A-C и G-I Угол наклона отражающей границы  $15^\circ$ .

A - Годограф отраженной волны в виде 3Д поверхности; В – добавлена поверхность годографа рассеянной волны от одной точки. С – поверхность, построенная как огибающая всех годографов рассеянных волн с носителями на выделенной линии. D – Огибающая для горизонтальной плоскости отражения E – Сечение 3Д годографа (B); F – Проекция годографа

отраженной волны на 2Д плоскость. G,H,I – соответствующие изображения, рассчитанные для наклонной отражающей плоскости ( $\alpha=15^\circ$ ).

Годограф дифрагированной волны на мигрированной сейсмограмме от линии дифракции, лежащей на горизонтальной плоскости отражения в 3Д пространстве представляет собой линейчатую поверхность. Но его проекция в 2Д пространство имеет вид синусоидальной кривой с увеличивающейся амплитудой. Локальные максимумы 2Д годографа касаются 2Д графика отраженной волны (Рис.1С). Локальные минимумы касаются прямой  $H=1500\text{м}$ , соответствующей глубине расположения отражающей границы.

Годограф дифрагированной волны на мигрированной сейсмограмме от линии дифракции, лежащей на наклонной плоскости отражения в 3Д пространстве имеет вид криволинейной поверхности. Однако при проектировании в 2Д пространство форма годографа имеет некоторые особенности, которые сложно было бы предсказать без построения рисунка (Рис.2I). Объяснение такой формы годографа дается на Рис.3. После проектирования на 2Д изображение годограф дифрагированной волны должен (по построению) иметь точки касания с годографом отраженной волны и с линией ( $H=1500\text{м}$ ) (Рис.3А). Точки касания должны быть расположены в одном азимуте и соответствовать точкам максимумов и минимумов годографа отраженной волны. Согласование точек касания годографов хорошо видно на Рис.3В. Годограф дифрагированной волны построен численно на основании формул, приведенных в статьях (Bai at al., 2011; Landa at al.).

На Рис.4 приведены 2Д проекции 3Д сейсмограмм после миграции ADCIG (Дирекционные сейсмограммы Paradigm). Для каждой из 2-х мигрированных сейсмограмм (Gather) приведены маленькие фрагменты профилей (Line), проходящих через точку построения изображения. На рисунке очень хорошо видны годографы отраженных волн и менее выражены годографы дифрагированной волны. Но наличие на сейсмограммах крутых осей синфазности и точечных ярких особенностей может быть объяснено наличием волн, соответствующих дифракциям от протяженных элементов, принадлежащим отражающей поверхности.

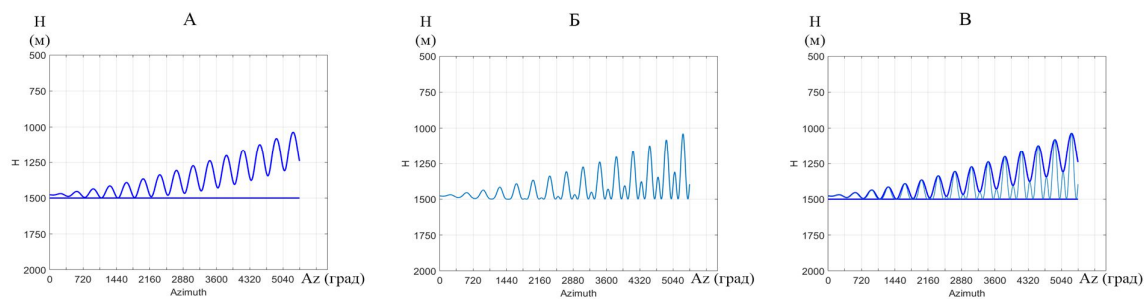


Рис.3, Сопоставление годографов отраженной и дифрагированной волн на 3Д мигрированных сейсмограммах угла наклона границы (ADCIG). Дирекционные сейсмограммы (Paradigm).

А – Годограф отраженной волны от границы с углом наклона границы  $15^\circ$  и горизонтальный годограф рассеянной волны от точечного объекта с координатами  $(0,0,1500)$ . В – Годограф дифрагированной волны от линейного объекта, принадлежащего наклонной отражающей границы ( $\alpha=15^\circ$ ). С – Сопоставление трех годографов на одном графике.

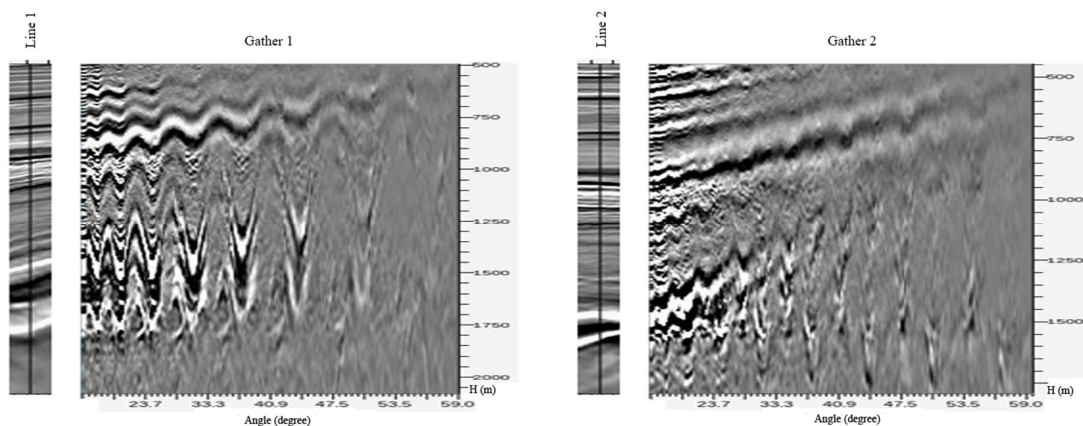


Рис.4. 3Д мигрированные сейсмограммы угла наклона границы (ADCIG) (Дирекционные сейсмограммы Paradigm) и фрагменты линий с мигрированными разрезами.

### Заключение

Годографы волновых полей на дирекционных сейсмограммах после миграции (ADCIG) имеют в 3Д представлении имеют достаточно простую форму. Также, как и для прямого моделирования, на мигрированных сейсмограммах выполняется принцип Гюйгенса, то есть годографы отраженной и дифрагированной от линии волн можно рассматривать как огибающую соответствующих элементарных рассеянных волновых фронтов. Закономерности годографов рассеянных и дифрагированных волн согласованы с годографами отраженных волн, то есть имеют с ними общие точки, точки касания. Годографы отраженных волн на реальных полях ведут себя так, как предсказано теоретическими расчётами. То, что годографы рассеянных и дифрагированных волн на реальных сейсмограммах видны не очень хорошо можно объяснить плохим представлением в 2Д проекции. Однако распределение амплитуд дифрагированных волн как известно не всегда простое. И как правило амплитуда дифрагированных волн существенно больше в области касания их годографов с годографами отраженных волн.

При использовании алгоритмов выделения энергии дифракции или рассеяния необходим аккуратный расчет годографов даже для плоских наклонных границ. Так как необходимо точно вводить кинематику волн, иначе на результатах разделения не избежать всевозможных артефактов.

### Список литературы

*Bai Y., Sun Z., Chen L., Yang H., 2011.* Seismic Diffraction Separation in 2D and 3D Space. 73th EAGE Conference & Exhibition 2011.

*Landa, E., Fomel, S. and Reshef, M. 2008.* Separation imaging and velocity analysis of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers. 78th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2176~2180

**The study of reflected and diffracted waves on seismograms after migration for elaborating the separation algorithms.**

Shevchenko Alexey Alexandrovich<sup>1</sup>, Korolev Alexander Evgenievich<sup>1</sup>, Litvyakova Olga Olegovna<sup>1</sup>, Rossiiskaya Elena Myaksutovna<sup>1</sup>., Fomicheva Elena Alekseevna<sup>1</sup>

<sup>1</sup> PetroTrace Ltd.

The signal distribution of the reflected and diffracted waves on the seismograms after migration depends on various factors. The most important of them are the model of the medium, determined by the geometry of the reflecting boundary and the velocities, and the migration velocity. The reflected and diffracted waves in the observed wave fields are in the interference. After migration, the energy distribution and arrival times of both waves changes on the. Modeling of the responses of reflected and diffracted waves on the migrated seismograms is performed on the basis of the formulas published in (Bai at al., 2011). In contrast to this publication, the question of the response of a linear diffracting object belonging to a flat reflecting boundary is considered. It is proposed to consider all the point diffusers belonging to a linear object. In this case, the response from the linear diffracting object can be obtained as a two-dimensional surface, the envelope of the hodographs of point diffractions. The examples of the hodographs of the reflected, scattered and diffracted waves that are calculated show problems with the separation of waves on 3D angular seismograms after migration (Directional seismograms - Paradigm). The presence of interference of reflected and diffracted (from a linear object) proves the complexity of the wave separation. In the examples of real migrated gathers, the reflected and diffracted waves can be identified. The purpose of this work is to substantiate the requirements for the use of special algorithms for the separation of wave fields after migration into the reflected and diffracted components.

## *Разделение волновых полей отраженных и дифрагированных волн на сейсмограммах 3Д с использованием преобразования Радона.*

**Шевченко Алексей Александрович<sup>1</sup>, Королев Александр Евгеньевич<sup>1</sup>, Сафронова Ольга Николаевна<sup>1</sup>, Смирнов Константин Александрович<sup>1</sup>, Ланда Евгений<sup>1</sup>.**

<sup>1</sup> ООО «ПетроТрейс», Москва

### **Введение**

Работа посвящена разработке алгоритмов фильтрации сейсмических полей 3Д. При обработке многомерных данных важной проблемой является определение формы годографа сигнала и помехи. При пространственной фильтрации диапазоны применения фильтра легко могут изменяться во времени и в пространстве. Однако если фильтрация или разделение сигналов основывается на преобразовании Радона, то изменение диапазонов и шага преобразования по времени или глубине требует специальных подходов, учитывающих использование априорной информации о поведении отражающих границ в пространстве. Закономерности годографов рассеянных и дифрагированных волн обычно согласованы с годографами отраженных волн, то есть имеют с ними общие точки, точки касания. То, что годографы рассеянных и дифрагированных волн на реальных сейсмограммах видны не очень хорошо можно объяснить плохим представлением изображения в плоской проекции. Если говорить об амплитуде рассеянной волны, то как правило локальные геологические объекты рассеивают энергию в пространстве равномерно. Однако распределение амплитуд дифрагированных волн как известно не всегда простое и имеет определенные симметрии в пространстве. Как правило амплитуда дифрагированных волн существенно больше в области касания годографа дифракции с годографом отраженной волны.

### **Отражение и рассеивание волн на 3Д сейсмограмме после миграции**

Распределение сигнала отраженной и дифрагированной волны на сейсмограммах после миграции зависят от различных факторов. Наиболее важные из них – это модель среды, определяемая геометрией отражающей границы и скоростями в среде и скорость, использованная при миграционном преобразовании. Отраженная и дифрагированные волны на исходных волновых полях до миграционного преобразования находятся в интерференции. После миграции на сейсмограммах меняется распределение энергии обеих волн и годографы волн изменяют свою форму, но общие закономерности (симметрии) в отраженных и дифрагированных волновых полях сохраняются. Для разделения волновых полей на мигрированных сейсмограммах используется специальное локальное преобразование Радона (Федяев, Шевченко 2018). Основу кинематики преобразования Радона определяют годографы отраженной и рассеянной волн моделируемые на основе формул, опубликованных в работе (Vai at al., 2011).

Годографы отраженных волн на угловых мигрированных сейсмограммах отображаются появляются в виде криволинейных поверхностей в виде чаши, открытой кверху. Чаша симметричная для горизонтальной отражающей границы и имеет смещенный минимум и некоторую приплюснутую форму для наклонных отражающих границ (Рис.1. А, D). При построении угловых мигрированных сейсмограмм часто используется спиральная параметризация сейсмических трасс по углу и азимуту структурного угла отражающей границы. Так как в обрабатываемых пакетах визуализация 3Д сейсмограмм выполняется на



плоскости, то плоская развертка спиральной сейсмограммы не дает хорошего визуального 2Д представления годографа. На Рис.1 иллюстрируется процесс построения 2Д развертки годографов отраженной и рассеянной волн. На левых фрагментах рисунка (А, D) представлены 3Д изображения годографов отраженных волн и рассеянной волны. На центральных фрагментах (В, Е) показаны сечения 3Д годографов, получаемые после миграции сейсмограмм в спиральную систему координат. На правых фрагментах рисунка 1 (С, F) спиральные сейсмограммы «развертываются» в плоское 2Д изображение. Из рисунка видно, что для наклонной отражающей границы и для рассеивания со смещением от центра сейсмограммы положением точки дифракции форма годографов на 2Д изображении имеет вид периодической колеблющейся кривой. Такая форма годографа есть следствие проекции из 3Д пространства на плоскость. В 3Д пространстве годографы имеют вид гладких поверхностей без каких-то особенностей. Для отраженных волн наблюдается единственный минимум 3Д годографа.

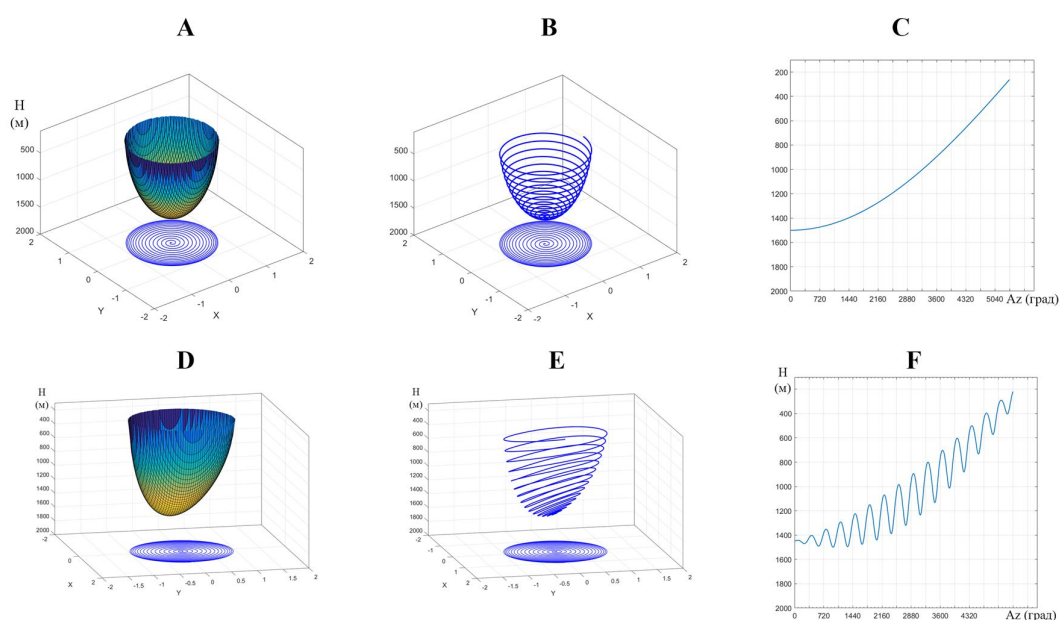


Рис.1. Годографы отраженной волн на 3Д мигрированных сейсмограммах угла наклона границы (ADCIG). Для фрагментов А-С Угол наклона отражающей границы  $0^\circ$ . Для фрагментов D-F Угол наклона отражающей границы  $25^\circ$ . А, D - Годограф отраженной волны в виде 3Д поверхности; В, Е – Сечение 3Д годографа отраженной волны по координатам трасс в сейсмограмме с параметризацией по углу и азимуту наклона отражающей границы; С, F – Проекция годографов отраженной волны на 2Д плоскость, совпадающая с визуализацией «спиральной» сейсмограммы в пакете ECHOS. Дирекционные сейсмограммы (Paradigm).

Рассмотрим вопрос о том, как выглядят годографы волн, которые образуются как дифрагированные волны от линейного источника, принадлежащего плоскости отражения. То есть будем рассматривать некоторый, может быть идеальный случай, когда изменение коэффициента отражения произошло скачком от одного значения к другому. И скачок в пространстве произошел вдоль прямой линии, лежащей на отражающей поверхности. Граница на плоскости отображается на годографе отраженной волны (Рис.2А) в виде некоторой кривой линии, назовем ее «линейным годографом». Данная кривая естественно принадлежит к поверхности годографа отражения, так как линия изменения отражающих



свойств лежит на поверхности отражения. Если мы зафиксируем произвольную точку на выделенной линии, то данной точке будет соответствовать годограф рассеянной волны на 3Д мигрированной сейсмограмме. Так как точка рассеяния принадлежит плоскости отражения то, годограф рассеянной волны будет касаться годографа отраженной волны (Рис.2В). Если каждая точка выбранной прямой генерируют рассеянную волну, тогда огибающая всех рассеянных годографов будет некоторой поверхностью в 3Д пространстве. То есть годограф дифрагированной волны есть огибающая поверхность, построенная из множества годографов рассеянных волн. Годограф дифрагированной волны будет касаться годографа отраженной волны во множестве точек, названной нами «линейный годограф» (Рис.2С).

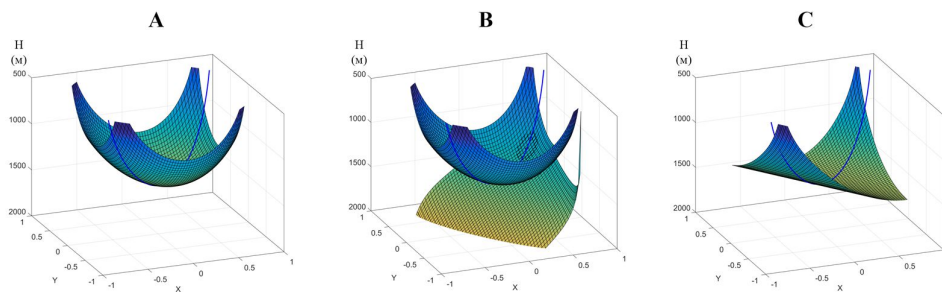


Рис.2. Сопоставление годографов рассеянных и отраженных волн на 3Д мигрированных сейсмограммах угла наклона границы (ADCIG). Угол наклона отражающей границы  $15^\circ$ .

А - Годограф отраженной волны в виде 3Д поверхности; В – добавлена поверхность годографа рассеянной волны от одной точки. С – поверхность, построенная как огибающая всех годографов рассеянных волн с носителями на выделенной линии.

Приведенные примеры расчета годографов отраженных, рассеянных и дифрагированных волн, демонстрируют всю сложность проблемы разделения волн на 3Д угловых сейсмограммах после миграции (Дирекционных сейсмограммах - Paradigm). Наличие интерференции отраженных и дифрагированных (от линейного объекта) осложняется вариацией амплитуд разделяемых волн. Формы годографов и вариации амплитуд различных типов волн хорошо видны на реальных сейсмограммах (Рис.3). Для отраженных волн наблюдается плавное изменение амплитуды вдоль годографа. Дифрагированные волны можно отождествить по резким периодическим вариациям амплитуды.

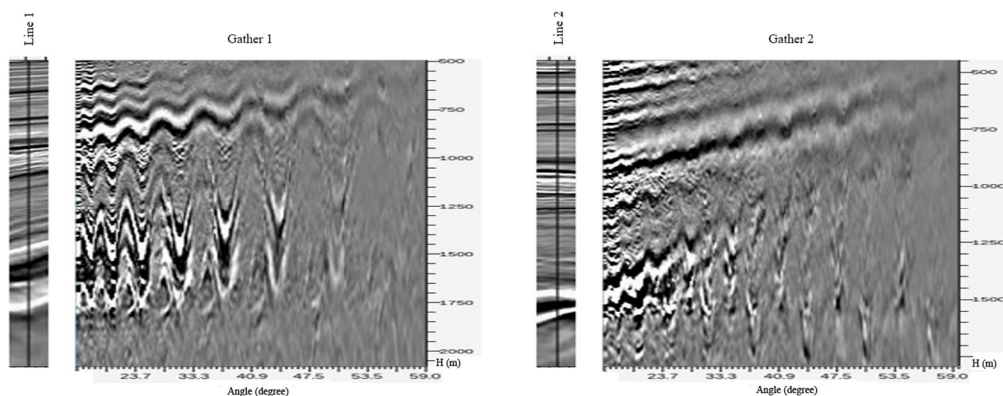


Рис.3. 3Д мигрированные сейсмограммах угла наклона границы (ADCIG) (Дирекционные сейсмограммы Paradigm) и фрагменты линий с мигрированными разрезами.

Использование локальной апертуры для разделения волнового поля позволяет использовать достаточно простую аппроксимацию годографов и учитывать периодические изменения амплитуды выделяемой волны. Для обработки угловых сейсмограмм 3Д требуется использовать разбиение волнового поля на локальные фрагменты, выполнить на каждой локальной апертуре разделение поля и затем суммировать результаты разделения полей в исходную подборку сейсмических трасс.

На Рис.4. приведен тестовый пример создания локальных апертур для разделения волнового поля. На фрагменте А приведена схема расположения трасс на угловой сейсмограмме. Каждому углу и азимуту отражающей границы на схеме соответствует одна точка синего цвета. Различными цветами обозначены точки, относящиеся к различным положениям локальной базы анализа. На фрагменте Рис.1Б представлен пример расчет весов суммирования трех различных апертур, используемых при формировании суммарного волнового поля после разделения. После разделения волнового поля на каждой апертуре суммирование результатов трасс происходит с весом, рассчитанным на основе информации о количестве трасс суммирования и расстоянии каждой трассы от центра апертуры суммирования. Такой алгоритм восстановления позволяет получить гладкое изменение волнового поля после разделения. На Рис.5 приведено разбиение исходной системы наблюдения на локальные полосы с различным направлением по азимутам. В области центра сейсмограммы апертуры накладываются друг на друга и перекрывающиеся трассы имеют меньший вес при формировании суммарного изображения.

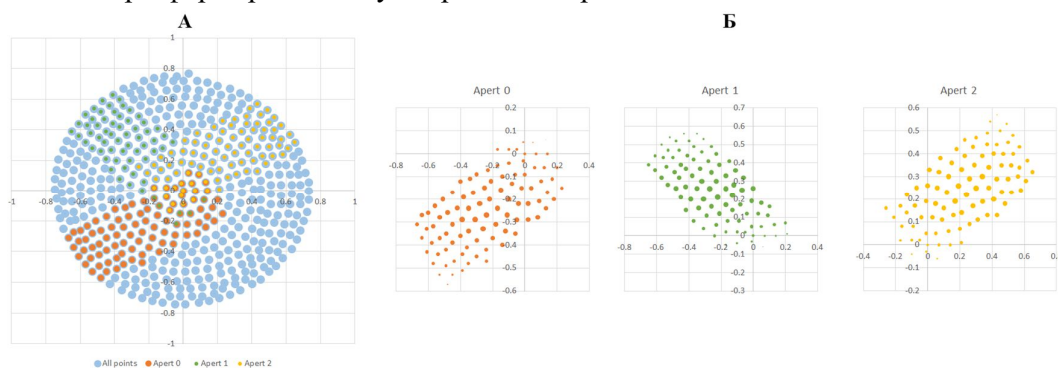


Рис.4. Выборка апертур анализа на мигрированной сейсмограмме 3Д для выделения локальных рассеивающих объектов.



Рис.5. Выборка апертур анализа на мигрированной сейсмограмме для разделения отраженной волны и дифрагированных волн.

Использование программы разделения волнового поля позволяет получать хорошие результаты подавления энергии отраженной волны. На Рис.6 приведен один из примеров работы программы разделения полей на основе локального преобразования Радона. Уверенное разделение полей дает возможность получать достоверную информацию для интерпретации остаточной рассеянной компоненты волнового поля.

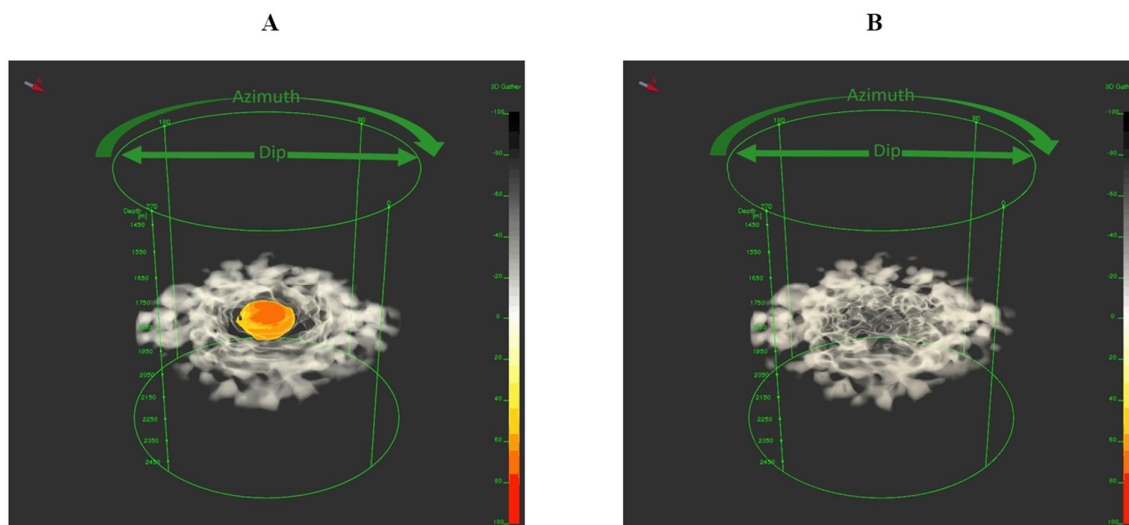


Рис.6. Пример подавления энергии отраженной волны на 3Д сейсмограмме ADCIG после миграции. А – энергия общего волнового поля; В – энергия волнового поля после подавления регулярного отражения.

### Заключение

При использовании алгоритмов выделения энергии дифракции или рассеяния, основанных на преобразовании Радона необходим не только аккуратный расчет годографов разделяемых волн, но и учет априорной информации о форме рассеивающих объектов. Для локальных объектов энергия рассеянной волны равномерно распределена в пространстве и как правило имеет симметричное распределение. В этом случае локальные апертуры в преобразовании Радона должны иметь изометричную форму. В другом случае отражающая поверхность может быть разорвана разломом или на отражающей поверхности могут существовать линейные объекты, контролирующие изменение акустической контрастности границы. В этом случае алгоритмы разделения полей должны быть основаны на азимутальном разбиении волнового поля на локальные апертуры. Одновременный учет кинематики отраженных волн и возможных симметрий изменения рассеянных волн позволяет успешно выполнять разделения волнового поля на 3Д сейсмограммах.

### Список литературы

1. Федяев И.А., Шевченко А.А. Выделение изменений сейсмического сигнала на локальной апертуре. Тезисы 8-ой международной конференции EAGE. Санкт-Петербург 2018.
2. Bai Y., Sun Z., Chen L., Yang H., 2011. Seismic Diffraction Separation in 2D and 3D Space. 73th EAGE Conference & Exhibition 2011.
3. Landa, E., Fomel, S. and Reshef, M. 2008. Separation imaging and velocity analysis of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers. 78th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2176~2180

**The separation of the wave fields of reflected and diffracted waves on 3D gathers using the Radon transform.**

**Shevchenko A.A., Korolev A.E., Safronova O.N., Smirnov K.A., Landa E.**

*PetroTrace LLC*

The work is devoted to the development of filtering algorithms for 3D seismic fields. In the processing of multidimensional data, an important problem is the determination of the hodograph shape of the signal and regular noise. With spatial filtering, the filter's application ranges can easily change in time and space. However, if the filtering or separation of signals is based on the Radon transform, then changing the ranges and the conversion step in time or depth requires special approaches, taking into account the use of a priori information about the behavior of reflecting boundaries in space. The patterns of the hodographs of the scattered and diffracted waves are usually tangent with the hodographs of the reflected waves, that is, they have common points with them, touch points. The fact that the hodographs of the scattered and diffracted waves on real seismograms are not clearly visible can be explained by the poor representation of the image in a flat projection. If we talk about the amplitude of the scattered wave, then, as a rule, local geological objects dissipate energy in space evenly. However, the distribution of the amplitudes of the diffracted waves, as is known, is not always simple and has certain symmetries in space. As a rule, the amplitude of the diffracted waves is substantially larger in the region of the contact of the diffraction hodograph with the hodograph of the reflected wave.

## *Повышение качества сейсмического изображения за счет использования широкополосной обработки с сохранением энергии низких частот на примере одного из месторождений Восточной Сибири*

**Коробкин Василий Сергеевич<sup>1</sup>, Кудрявцев Константин Юрьевич<sup>1</sup>, Бурлаков Алексей Владимирович<sup>1</sup>, Твердохлебов Данила Николаевич<sup>2</sup>**

*1 – ООО СЖЖ Восток, 2 – ООО РН-Эксплорейшн*

### Введение

Вопрос построения качественного сейсмического изображения в большинстве случаев является приоритетным для геофизика. Во многих случаях поверхностные условия, сложное строение верхней части разреза (ВЧР) и другие геолого-геофизические особенности среды оказывают крайне сильное влияние на сейсмический материал. Это, в итоге, сказывается на качестве получаемого изображения, которое может характеризоваться наличием зон с плохой прослеживаемостью основных горизонтов, узким спектром сигнала, нестабильным по площади импульсом и т.д. В дальнейшем, эти факторы приводят к очевидным проблемам и ограничениям на этапе интерпретации, как на уровне структурных построений, так и при динамическом анализе и прогнозе.

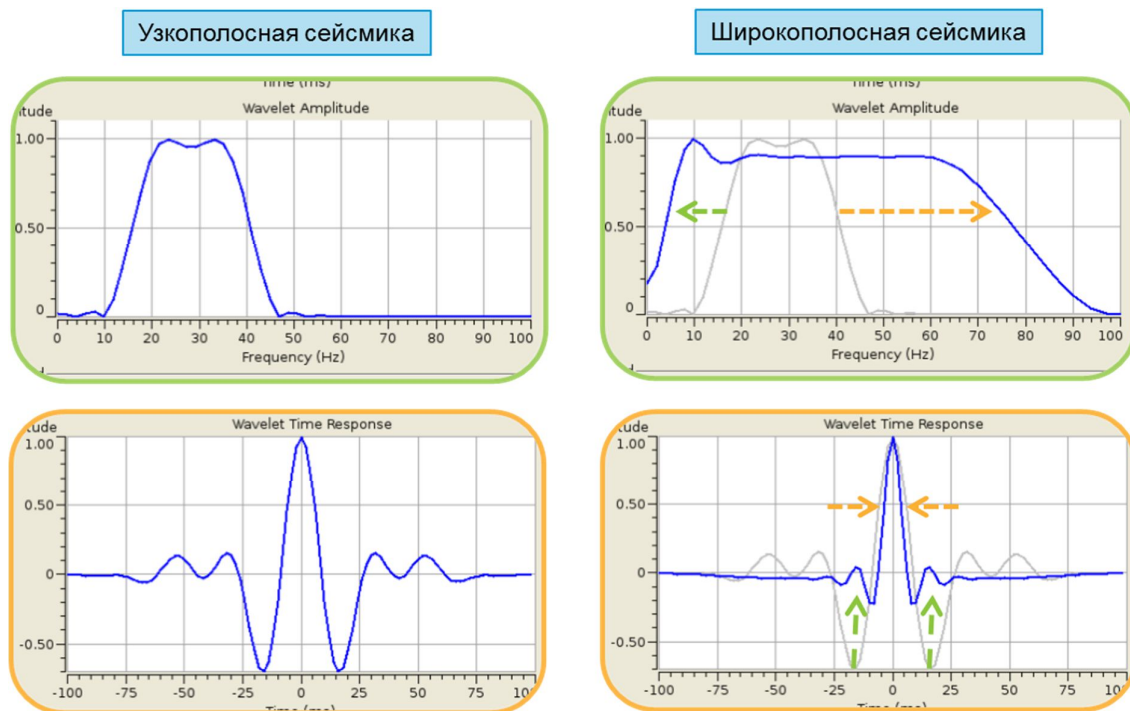
Авторы работы показывают, как за счет оптимизации графа обработки, в котором основное внимание уделяется получению широкополосной динамически однородной записи, удастся значительно повысить качество сейсмического изображения в сравнении со стандартным подходом, что позволяет улучшить результаты последующей интерпретации. Акцент делается на значимость низкочастотной составляющей сигнала. Анализируются причины ее потери при стандартном подходе, демонстрируется, как за счет использования специальных частотно-зависимых процедур обработки можно получить широкополосный финальный разрез с сохранением низких частот и выравненной по площади АЧХ. Приводится сравнение полученных результатов с архивной обработкой 2013 года. Кратко рассматривается эффект комплексирования полевых и камеральных способов достижения широкополосной записи.

### Широкополосная обработка

В последние несколько лет использование низкочастотной (НЧ) составляющей сейсмической записи становится все более актуальной темой для геофизиков. При этом формируются два главных вопроса:

1. Можем ли мы их извлечь НЧ из наших данных и, если да, то как?
2. Насколько полезной окажется извлеченная информация?

Ответ на второй вопрос практически всегда является положительным [2]. Главным образом, это обусловлено возможностью извлечения НЧ непосредственно из финальных сейсмических наборов, что может в значительной мере способствовать более эффективной интерпретации, как на уровне структурных построений, так и на этапе инверсионных преобразований и AVO-анализа. Наличие НЧ сигнала позволяет повысить надежность корреляции горизонтов, точность и достоверность начальной НЧ модели для инверсии, стабильность извлекаемого импульса и, за счет уменьшения боковых лепестков, разрешающую способность (Рис.1 **Error! Reference source not found.**) [4].



**Рис.1 Влияние ширины спектра сейсмических данных на форму импульса**

Первый вопрос является более сложным, и ответ на него зависит от многих факторов. На данный момент наметилось два основных направления по повышению уровня НЧ:

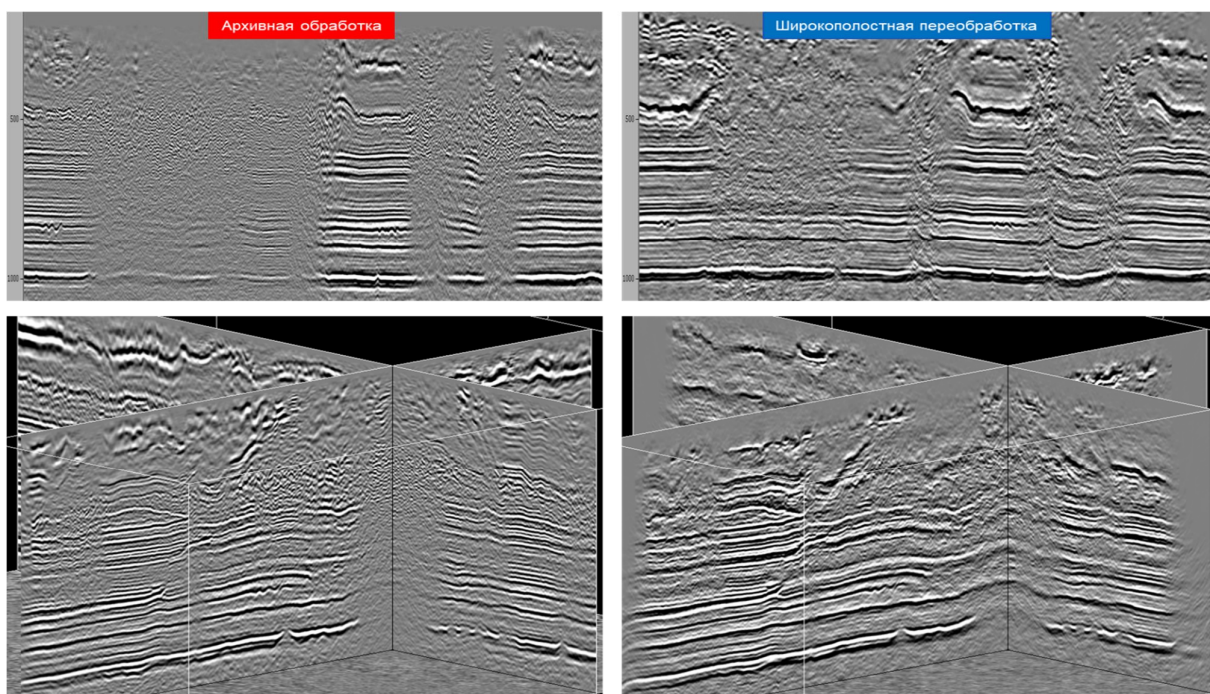
1. Изменения на этапе проведения полевых работ (более плотная геометрия съемки, использование акселерометров, низкочастотных вибраторов, свипов и т.д.)
2. Применение специальных процедур в процессе обработки данных

В настоящей работе основное внимание уделяется специальной широкополосной обработке данных. Развиваются идеи Постмы о частотно-зависимом характере волнового поля, что приводит к необходимости использования частотно-зависимых процедур в процессе обработки. Демонстрируются результаты апробации и применения различных процедур шумоподавления и амплитудной коррекции.

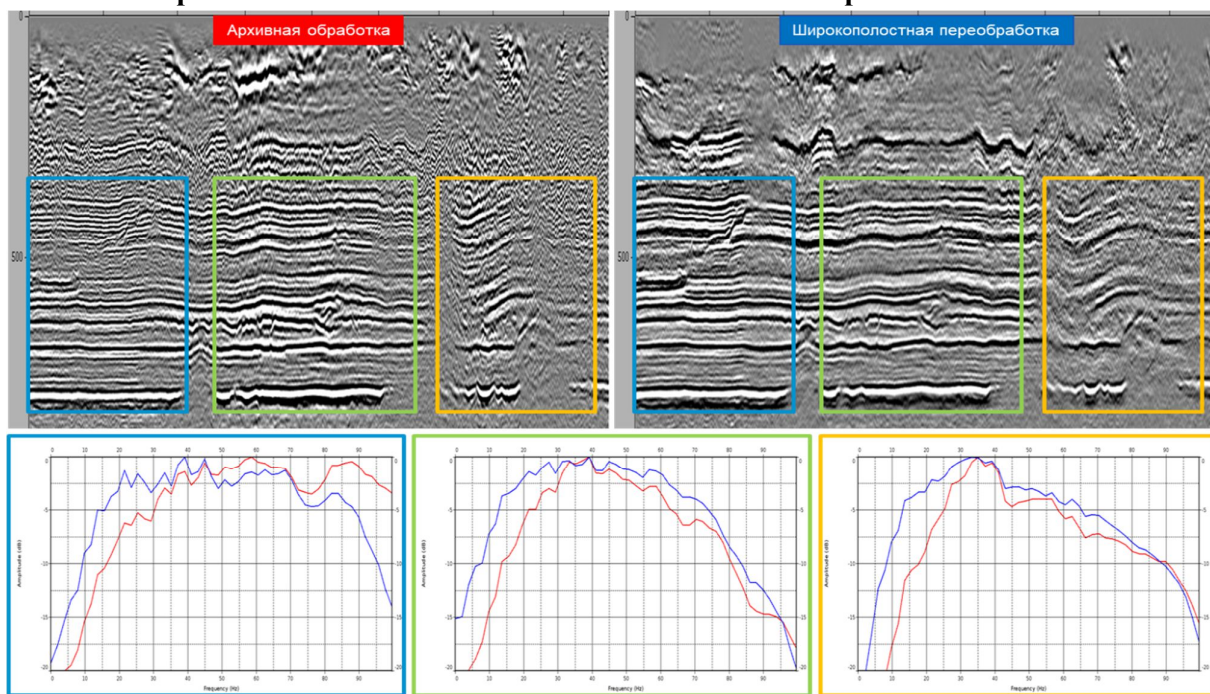
#### Полученные результаты

Комплексное применение частотно-зависимых алгоритмов позволяет на выходе получить широкополосную результирующую запись высокого качества. Сравнивая результаты с архивными материалами 2013 г, в первую очередь, стоит отметить значительное улучшение прослеживаемости отражений в сложных зонах (Рис.2). Изображение в большинстве «слепых» зон удается практически полностью восстановить, причем в некоторых случаях в таких зонах находятся поисковые объекты, что сразу повышает достоверность прогноза. Лучше проявились разломные нарушения и интрузивные тела на всех структурных уровнях, в том числе в верхней части разреза. Положительный эффект здесь в основном связан с расширением спектра записи, а в некоторых зонах изображение и вовсе присутствует только на низких частотах, что дополнительно подчеркивает их безусловную важность.





**Рис.2 Результаты широкополосной переобработки. Примеры улучшения прослеживаемости и качества сейсмического изображения**



**Рис.3 Результаты широкополосной переобработки. Пример сохранения энергии низких частот и устранения латеральных неоднородностей. Сверху – суммарные разрезы, снизу - АЧХ в разных окнах**

Наблюдается и заметное улучшение динамических характеристик записи. На Рис.3 приведено сравнение архивного и переобработанного разрезов с рассчитанными в разных окнах АЧХ. У переобработанного разреза амплитудно-частотные характеристики (синие) в разных окнах похожи, в то время как амплитудно-частотные характеристики архивного разреза (красные) варьируют по латерали, а информация в нижних частотных диапазонах утеряна. Также важно, что НЧ сигнал устойчив по площади и сохраняет свои свойства даже в

крайне сложной зоне в оранжевом окне, что позволяет значительно детализировать в ней сейсмическую картину.

#### Выводы

Широкополосная обработка с использованием специальных частотно-зависимых процедур позволяет сохранить энергию низких частот до финального этапа и заметно повысить качество результирующего изображения по сравнению со стандартными подходами. Это дает серьезные основания предполагать качественные и количественные улучшения результатов последующих структурной и динамической интерпретации.

Дополнительным источником низких частот могут выступать изменения на этапе проведения полевых работ. Использование специальных виброисточников, свипов и регистрирующего оборудования позволяет дополнительно расширить спектр на 1-2 октавы влево, за счет генерирования ультранизких частот [5].

Однако даже при обработке и переобработке стандартных данных применение специальных процедур позволяет значительно повысить качество выходного материала, что иллюстрирует прогресс в технологиях обработки и создает хорошие предпосылки для ревизии архивных данных.

#### Литература

1. Гайдук А., Гринченко В. и др. Ключевые типы перспективных объектов Непско-Ботуобинской антеклизы и особенности их геологического строения. Иркутск. Расширенные тезисы EAGE ГеоБайкал. 2018.
2. Kneller E., Ferree A., Langlois J. Benefits of broadband seismic data for reservoir characterization. Santos Basin, Brasil. 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013: 966-970
3. Romanenko M., Illine S., Kharitonov A. Some aspects of seismic data preparation for inversion. 6th EAGE Saint-Petersburg International Conference and Exhibition, 7 April 2014
4. Romanenko M., Kharitonov A. and others. Processing and interpretation land broadband data: Eastern Siberia case study. 8th EAGE Saint-Petersburg International Conference and Exhibition Expanded Abstracts. 2018.
5. Tellier N., Laine J. Understanding MEMS-based digital seismic sensors. First Break, Vol.35, No 1, Jan. 2017, pp. 93-100



**Improvement of seismic image quality due to use of special broadband processing without low-frequencies leakage: Eastern Siberia case study**

**Korobkin V.S.<sup>1</sup>, Kudryavtsev K.U.<sup>1</sup>, Burlakov A.V.<sup>1</sup>, Tverdokhlebov D.N.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> – *LLC «CGG Vostok», Shabolovskaya St., 31, Moscow, Russia, 115162*

<sup>2</sup> – *LLC «RN-Exploration», Mozhayskiy Val, 8, Moscow, Russia, 121151*

Seismic image quality is the primary objective for geophysicists in most of the cases. Surface conditions, topography, near-surface variations and other geological and geophysical factors have a strong negative impact on the seismic data quality and may result in signal leakage, narrow signal frequency band, unstable wavelet etc. It leads to challenges and limitations for both structural interpretation and reservoir characterization studies.

In this paper authors demonstrate how the seismic image quality can be improved if the processing sequence is optimized to preserve low-frequency signal. We focus on the importance of the low frequencies and analyze the main reasons of their loss in the standard processing flow. We also discuss the potential improvement that can be achieved through the application of frequency dependent processing algorithms.

The results are compared with the vintage cube processed in 2013.

## *О природе гармоник в вибросейсмическом методе разведки и возможности их использования для расширения спектра сигнала.*

Денисов Михаил Сергеевич<sup>1</sup>, Шнеерсон Михаил Борисович<sup>2</sup>,

<sup>1</sup> ООО ГЕОЛАБ, Москва

<sup>2</sup> РГУ Нефти и газа им. Губкина, Москва

### **Введение**

Актуальным направлением развития вибрационной сейсморазведки является расширение спектрального состава возбуждаемых и регистрируемых волн, что оказывается одним из необходимых условий повышения временной разрешенности сейсмических записей, точности инверсионных преобразований и корректности построения изображения глубинных объектов. В настоящее время эта задача решается путем модернизации вибрационных источников и совершенствования методики полевых работ: увеличения «хода поршня» и массы плиты, применения свипов с расширенным частотным диапазоном, использования адаптивной вибросейсморазведки и др.

Имеется еще один путь получения широкополосных записей, который основывается на использовании энергии гармоник, которые практически всегда сопутствуют вибрационному возбуждению волн. Силовое воздействие вибратора представляет собой композицию основного сигнала с заданным частотным диапазоном и гармоник с частотами, кратными исходным. Стандартная обработка вибрационных записей, основанная на корреляции полевых виброграмм с управляющим сигналом, не позволяет выделять и использовать энергию нелинейных компонент исходного волнового поля. Тем самым они фактически рассматриваются как помехи и подавляются. Если же проводить корреляцию исходных виброграмм в расширенной полосе частот с учетом нелинейных компонент волнового поля, то появляется возможность использовать их энергию для расширения спектрального состава зарегистрированных волн.

### **О природе гармоник в методе вибросейс**

Начало исследований по изучению нелинейных явлений вибросейсмического метода относится ко второй половине прошлого столетия. Было продемонстрировано наличие нелинейных составляющих в наблюдаемых волновых полях [Жуков, Шнеерсон, 2000]. Их возникновение связано со сложным характером взаимодействия рабочей плиты излучателя с грунтом при передаче ему переменных силовых нагрузок, которые обусловлены особенностями конструкции излучателей и характером поведения грунта при разнонаправленных нагрузках на среду.

На искаженный характер возбуждаемых силовых сигналов указывают экспериментальные данные, полученные при изучении работы вибраторов. На рис. 1, взятом из сборника [Теория и практика..., 1998], приведены кривые изменения давления в верхней и нижней полостях гидроцилиндра возбудителя вибрации. На частоте 17 Гц имеет место асимметрия кривых давления. С повышением частоты интенсивность искажений уменьшается, и кривые давления на частоте 40 Гц приобретают менее искаженный, а на частоте 70 Гц - квазигармонический характер. Следствием этого является уменьшение уровня гармоник с ростом частоты возбуждаемых колебаний.

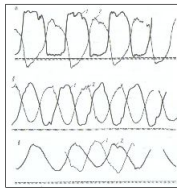


Рис. 1.

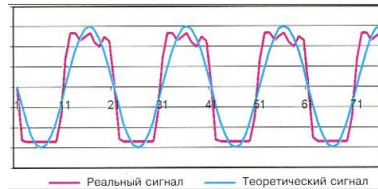


Рис. 2.

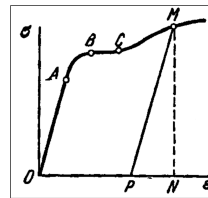


Рис. 3.

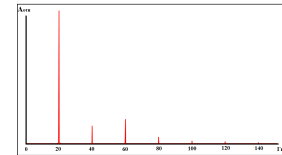


Рис. 4.

Рис. 1. Кривые изменения давления в верхней (1) и нижней (2) полостях вибровозбудителя на частотах (а) - 17 Гц; (б) - 40 Гц; (в) - 70 Гц.

Рис. 2. Фрагменты реального и теоретического сигналов. По вертикальной оси отложены относительные амплитуды, по горизонтали – номера отсчетов.

Рис. 3. Диаграмма пластичности: зависимость относительной деформации  $\sigma$  от напряжения  $\epsilon$ . На участке  $OA$  деформация линейна и описывается законом Гука. На участке  $AB - BC$  деформация нелинейна. Плоский отрезок  $BC$  - площадка текучести. Рисунок заимствован из учебника по сопротивлению материалов Работнова [1962].

Рис. 4. Амплитудный спектр модельного сигнала (1) частоты 20 Гц при  $P_1 = 0.7$ ,  $P_2 = -0.4$ .

Другой характерный пример поведения реального монохроматического сигнала частоты 50 Гц приведен на рис. 2, где он сопоставлен с теоретическим сигналом. Очевидно, что реальный сигнал асимметричен и характеризуется наличием «полочек» (терминология, а также рис. 2 заимствованы из работы Г.В. Ведерникова и др. [2001]). На наш взгляд, это свидетельствует о том, что воздействие силы на поверхность земли в фазе максимальной амплитуды воздействия происходит в режиме не линейной, а пластической деформации. В упомянутой статье Г.В. Ведерникова и др. приводится большое число иллюстраций как по монохроматическим, так и по свип сигналам, полученным в различных условиях возбуждения и приема колебаний, и они косвенно подтверждают наше утверждение. В частности, при малых деформациях грунта, которые имеют место в начале работы вибратора при излучении низкочастотных компонент свипа, эффект искажения локальных максимумов и минимумов сигнала не наблюдался. Однако при выходе на режим максимальной мощности излучения регистрируемые смещения грунта имеют форму, характерную для неупругой деформации.

На рис. 3 представлена типичная диаграмма пластичности, составленная хотя и не для горных пород, но по которой можно отследить основные принципы деформации твердых тел под влиянием внешней силы. На графике нас интересуют только участки  $OA$  и  $AB - BC$ . Сегмент  $OA$  соответствует упругой линейной деформации, описываемой законом Гука. Очевидно, что и уравнение, связывающее напряжение и деформацию на этом участке линейно. После прохождения точки предела упругости  $A$  деформация становится *пластической*, и график смещений, характеризуемый наличием так называемой площадки текучести  $BC$ , уже не может быть аппроксимирован линейной функцией. Поэтому такие вынужденные деформации можно назвать *нелинейными*: как следует из графика, уравнение упругости становится нелинейным. Именно эти эффекты наблюдаются на показанных выше реальных сигналах.

В процессе распространения от источника в глубь среды волна быстро теряет амплитуду из-за расхождения ее фронта. Уже на относительно небольшом расстоянии от источника смещения оказываются настолько малыми, что деформация находится в пределах линейного сегмента. Дальнейшее распространение волны, включая отражение от глубинных границ,

описывается классической теорией упругих волн. Таким образом нелинейные эффекты лишь определяют форму сейсмического импульса, осложняя ее и делая непохожей на теоретический свип сигнал или моносигнал, что затрудняет его корреляционную обработку. Однако при этом описание всех наблюдаемых волновых процессов корректно реализуется в рамках классической линейной теории распространения упругих волн. Это дает основания геофизику применять традиционные алгоритмы обработки и интерпретации данных, основанные на линейных концепциях.

### Модель монохроматического сигнала с учетом гармоник

Эффект пластичности будем учитывать, применяя пороговые ограничения  $P_1$  и  $P_2$  на амплитуду сейсмического импульса, соответствующие пределу упругости. Несимметричность воздействия вводится путем выбора различных (т.е. не равных друг другу) пороговых значений для деформации растяжения и сжатия. Таким образом, распространяющийся в глубь среды сейсмический импульс описывается функцией

$$h(t) = \{ \sin t, t \in (0, \pi), \sin t \leq P_1; P_1, t \in (0, \pi), \sin t > P_1; \sin t, t \in (\pi, 2\pi), \sin t \geq P_2; P_2, t \in (\pi, 2\pi), \sin t < P_2 \}, \quad (1)$$

при  $0 \leq P_1 \leq 1$ ,  $0 \geq P_2 \geq -1$ . Получим амплитудно- и фазо-частотные характеристики такого вибросигнала. С этой целью требуется посчитать коэффициенты разложения периодической функции (1) в ряд Фурье. Результат показан на рис. 4, из которого следует, что смоделированные искажения порождают как четные, так и нечетные гармоники всех порядков. Третья гармоника интенсивнее второй гармоники, а суммарная амплитуда только второй и третьей гармоник достигает 35% от амплитуды основной частоты сигнала. Эти особенности с высокой степенью точности согласуются с результатами многочисленных полевых экспериментов, проведенных очень тщательно и в разнообразных условиях контакта плиты вибратора с грунтом, которые описаны в работе Г.В. Ведерникова и др.

### Способ обработки коррелограмм с учетом гармоник

Вначале введем компактную параметризацию, справедливую как для монохроматического сигнала, так и для свип сигнала. Если  $r(t)$  - расчетный сигнал, то

$$h(t) = \{ r(t), P_1 \leq r(t) \leq P_2; P_2, r(t) < P_2; P_1, r(t) > P_1 \}. \quad (2)$$

Так как все параметры опорного свипа нам известны, то форма посылаемого в среду колебания  $h(t)$  на практике будет определена с точностью до двух неизвестных коэффициентов  $P_1$  и  $P_2$ . Сейсмическая трасса  $z(t)$  как реализация случайного процесса представляет собой свертку последовательности коэффициентов отражения с импульсом  $h(t)$ . На основании теоремы Кемпбелла [Рапопорт, 1973] имеем

$$|Z(\omega)|^2 = \mu^2 |H(\omega)|^2,$$

где  $|Z(\omega)|^2$  - энергетический спектр трассы,  $\mu^2$  - дисперсия последовательности коэффициентов отражения,  $|H(\omega)|$  - амплитудный спектр импульса. Будем искать такие параметры, которые обеспечат максимальное подобие функций  $|H| = |H(P_1, P_2)|$  и  $|Z|$ . Спектральную характеристику  $|Z|$  получим, применив преобразование Фурье к трассе  $z(t)$ . В качестве меры подобия используем аналог коэффициента взаимной корреляции,

записанный для детерминированных функций, в виде нормированного скалярного произведения.

Если рассматривать описанный алгоритм с позиций амплитудно- и фазо-частотных характеристик вибровоздействия и оператора согласованной фильтрации, то его следует интерпретировать следующим образом. Получив по сейсмической трассе оценку амплитудного спектра импульса и восстановив по ней искомые параметры, вычислим форму сложного сигнала с учетом гармоник. Тем самым задача построения согласованного фильтра решена.

### Пример обработки модельных данных

Была смоделирована сейсмическая трасса как результат свертки фрагмента реализации белого шума и сигнала виброисточника, описываемого выражением (2). Параметры свип сигнала: диапазон частот 10-60Гц, линейное сглаживание краев по 10% от общей длины. Сигнал осложнен кратными гармониками в соответствии с правилом (1) при  $P_1 = 0.7$ ,  $P_2 = -0.4$ . На рис. 5 показан амплитудный спектр этого сигнала.

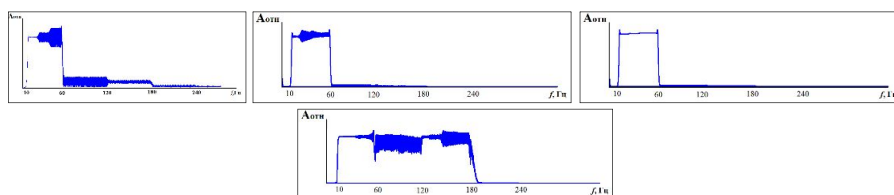


Рис. 5

Рис. 6, б

Рис. 6, г

Рис. 7, б



Рис. 6, а

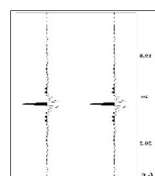


Рис. 6, в

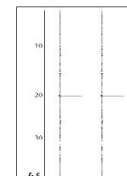


Рис. 7, а

Рис. 5. Амплитудный спектр сложного сигнала.

Рис. 6. Корреляция сигнала сложного вибровоздействия по оценке параметризованного свип сигнала. (а) - сигнал, полученный в результате корреляции; (б) – амплитудный спектр, полученный по целому сигналу; (в) - центральный импульс сигнала; (г) - амплитудный спектр центрального импульса.

Рис. 7. Применение деконволюции для расширения спектра сигнала с учетом влияния гармоник. (а) - результат свертки свип сигнала с оператором деконволюции; (б) – амплитудный спектр полученной трассы.

В результате оценивания неизвестных параметров по фрагменту сейсмической трассы были получены значения, близкие к истинным. Эти параметры были использованы для расчета характеристики согласованного фильтра, и результат фильтрации, примененный к изолированному импульсу сложного вибровоздействия, показан на рис. 6, а (амплитудный спектр – на рис. 6, б). Центральная часть полученного сигнала представлена отдельно на рис. 6, в (амплитудный спектр этой части – на рис. 6, г). Очевидно, что ожидаемый эффект достигнут, и сигнал виброисточника, характеризуемый наличием интенсивных кратных гармоник, успешно сфокусирован в нуль-фазовый сигнал.

При этом можно увидеть, что результат на рис. 6, б имеет минимум энергии высокочастотных компонент. Очевидно, что метод согласованной фильтрации не предназначен для выравнивания амплитудного спектра сигнала. Если требуется получить результат с плоским в заданном диапазоне частот амплитудным спектром, то следует применять оператор деконволюции. Предложенный нами алгоритм при этом почти не изменится. Полученные статистические оценки параметров сложного свип сигнала будут использованы для расчета его амплитудного и фазового спектров, после чего эти характеристики передаются в алгоритм расчета обратного фильтра. Затем оператор деконволюции применяется к сейсмическим трассам.

### **Заключение**

Мы изучили природу гармоник вибросейсмического метода разведки, что позволило ввести удобную и компактную параметризацию реального сигнала, а также предложить способ получения статистических оценок неизвестных параметров. На основании таких оценок производится расчет оператора фильтрации, согласованного со сложным вибросигналом, включающим в себя гармоники всех порядков, или оператора деконволюции. Это позволяет расширять спектр сигнала, обеспечивая лучшую временную разрешенность записи и точность инверсионных преобразований.

### **Список литературы**

*Ведерников Г.В., Максимов Л.А., Жарков А.В.* Исследование кратных гармоник вибросигналов // Геофизика. 2001. Спецвыпуск к 30–летию «Сибнефтегеофизики». С. 33-38.

*Жуков А.П., Шнеерсон М.Б.* Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки. М.: Недра, 2000. 100 с.

*Работнов Ю.Н.* Соппротивление материалов. М.: Физматгиз, 1962. 456 с.

*Рапопорт М.Б.* Автоматическая обработка записей колебаний в сейсморазведке. М.: Недра, 1973. 184 с.

*Теория и практика наземной невзрывной сейсморазведки / Под ред. М.Б. Шнеерсона.* М.: Недра, 1998. 527 с.

# ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

## *Технология Прони фильтрации и ее применение при прогнозе месторождений углеводородов*

**Митрофанов Георгий Михайлович<sup>1,2,3</sup>, Смолин Сергей Николаевич<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск*

<sup>2</sup> *Новосибирский государственный университет*

<sup>3</sup> *Новосибирский государственный технический университет*

### **Введение**

В настоящее время наблюдается большой интерес к анализу частотно зависимых вариаций в отклике среды на сейсмическое воздействие. У него имеется несколько причин. Отметим две из них, имеющие практическую значимость. Во-первых, такие вариации могут служить качественным признаком при поиске месторождений нефти и газа, а также давать возможность анализировать изменение характеристик нефтепромысловых объектов в процессе их разработки по результатам 4D сеймики или сейсмического мониторинга. Во-вторых, возможное изменение частотного состава отраженных сигналов с перераспределением спектрального состава может указывать на нелинейные процессы, происходящие при взаимодействии упругих колебаний с флюидонасыщенной средой, что также может являться существенным признаком при поисковых и промысловых работах.

Важным моментом при рассмотрении задач частотного анализа сейсмических отраженных сигналов является выбор преобразования, используемого для проведения данного анализа. В настоящее время имеется достаточно обоснованное понимание ограниченных возможностей преобразования Фурье при решении указанных задач. Данное преобразование, составляющее основу стандартного спектрального анализа, дает хорошие результаты при общем анализе гармонических компонент присутствующих в наблюдениях. Его использование может оказаться также успешным, когда для решения задачи целесообразно перейти в спектральную область. В частности, такой переход выполняется при рассмотрении мультипликативных факторных моделей. Но при исследовании частотного состава коротких импульсов проявляется не соответствие между изучаемыми сигналами и бесконечными периодическими функциями, на которых основано преобразование Фурье. Стремление к нахождению преобразований, отвечающих небольшой длительности сигналов с произвольным временно-пространственным положением, привело к появлению вэйвлет-анализа [Grossmann, Morlet, 1984]. К недостаткам вэйвлет-анализа, которые проявляются при его использовании для изучения сейсмических сигналов можно отнести излишний формализм во введении вэйвлетов, как базовых функций, не учитывающих специфику наблюдаемых сигналов. Сейчас предложены десятки базовых вэйвлет-функций, что приводит к сложности в интерпретации получаемых результатов. Более близким к сейсмическим сигналам, по структуре базовых функций, является преобразование Прони, использующее затухающие синусоиды, характеризующиеся четырьмя параметрами: амплитуда, частота, фаза и затухание [de Prony, 1795].

Применение Прони преобразования при обработке геофизических данных имеет не очень большую историю. Первоначально данное разложение использовалось, как некоторый параметрический метод оценивания, для определения частоты и затухания анализируемых сигналов [Ковалев, Телепнев, 1981]. Полученные по реальным данным результаты указывали на перспективность использования этого метода анализа при решении задач прогноза



свойств нефтегазовых коллекторов. В частности, они давали повышенную разрешенность при прогнозе аномальных пластовых давлений и позволяли детализировать структуру тонкослоистых объектов [Helle et al., 1993]. Некоторую сложность вызывало представление соответствующего параметрического описания для больших объемов реальных данных. Кроме того, дополнительные параметры, не имеющие широкого распространения, вызывали значительное непонимание у геофизиков и геологов интерпретаторов. Так, появилась идея представления результатов Прони преобразования в форме обычных временных разрезов [Mitrofanov et al., 1998]. Одним из путей такого представления является процесс фильтрации, когда используется только часть параметров, получаемых в процессе разложения сигнала.

## Методы

К настоящему времени предложены многочисленные модификации классического метода Прони. Они позволяют с различной степенью точности и надежности определять четыре параметра (амплитуда, частота, затухание, фаза):  $A_k, \alpha_k, f_k, \theta_k, k = 1, \dots, M$ , требуемые для разложения наблюдаемых сигналов по затухающим синусоидам. По аналогии с дискретным спектром Фурье такой набор из четырех чисел, отвечающих экспонентам, можно рассматривать, как дискретный спектр Прони

$$\mathfrak{R}_{\tau, T}(M) = \{A_k, \alpha_k, f_k, \theta_k\}_{k=1}^{k=M}$$

Переход от непрерывных данных, наблюдаемых в эксперименте, например, от сейсмической трассы  $x(t)$ , к дискретному спектру Прони можно представить схемой:

$$x(t) \xRightarrow[\text{данных по } \Delta]{\text{дискретизация}} \{x[i]\}_{i=1}^{i=I} \xRightarrow[\text{последовательности}]{\text{отбор по } \tau, T \text{ небольшой}} \{x[n]\}_{n=1}^{n=N} \xRightarrow[\text{Прони}]{\text{преобразование}} \mathfrak{R}_{\tau, T}(M)$$

Здесь  $\{x[i]\}_{i=1}^{i=I}$  - общая последовательность дискретных данных, а  $\{x[n]\}_{n=1}^{n=N}$ ,  $N \leq I$ , является частью этих данных используемых для Прони преобразования, т.е.  $\{x[n]\}_{n=1}^{n=N} \subseteq \{x[i]\}_{i=1}^{i=I}$ . При этом дискретный спектр Прони  $\mathfrak{R}_{\tau, T}(M)$  для локальной части данных зависит от параметров, определяющих положение интервала анализа  $\tau$  и его длительность  $T$ , а также от порядка аппроксимационной модели  $M$ .

Хотя реальные сейсмические сигналы и подобны затухающим синусоидам, но они имеют и некоторые отличия. В связи с этим анализировались многочисленные дискретные спектры Прони для различных коротких по времени сейсмических сигналов, полученных при математическом и физическом моделировании, а также в реальных экспериментах.

При развитии идеи Прони фильтрации, основанной на разложении сигналов по затухающим синусоидам, было рассмотрено несколько существенных задач. Они в основном относились к проблеме устойчивого получения параметров Прони разложения для реальных сейсмических сигналов, а также к проблеме последующего представления этих параметров в форме образов исходных трасс и Прони разрезов, которые дают возможность дифференцировать отклики среды по частоте и затуханию. Поэтому потребовалось создание специальных алгоритмов и процедур для определения устойчивых параметров разложения Прони, которые учитывают свойства реальных сейсмических сигналов. Процедуры позволили получать устойчивые оценки сигналов с различной формой и неизвестным временем прихода. Они обеспечивали и эффективное разделение сигналов во временной области в процессе фильтрации, а также позволяли получать оценки затухания, отвечающие

анализируемым сигналам. Таким образом, была создана основа для метода Прони фильтрации и его развития в новую технологию обработки сейсмических данных.

При создании технологии возникали различные задачи прикладного характера, относящиеся, как к вопросам представления результатов Прони фильтрации, так и их использования при решении геологических и прогнозных задач. Дело в том, что образы разрезов, построенные в результате Прони фильтрации для различных частот или Прони разрезы, дают достаточно много дополнительной информации. Поэтому существенным являлся вопрос о том, как представлять и анализировать получаемую информацию. На первых этапах развития метода такой анализ выполнялся визуально, а возможность получения информации о рассеивании и затухании сейсмической энергии реализовывалась лишь опосредованно. Очевидно, что такой подход можно было использовать только при обработке небольшого объема сейсмических данных, к примеру, нескольких профилей. При обработке же реальных материалов, отвечающих месторождениям углеводородов, требуется совместный анализ значительного объема данных, что существенно усложняет проведение визуального сопоставления всех обработанных материалов на различных частотах с целью выделения и идентификации целевых объектов.

Одним из путей, который позволяет нам представлять результаты Прони фильтрации в виде количественных характеристик, является переход к интервальным энергиям. Здесь имелись две основные задачи: (1) построение количественных характеристик, адекватно отображающих результаты, получаемые в процессе Прони фильтрации, и (2) интерпретация карт, получаемых на их основе. Решение задач потребовало алгоритмических и технологических разработок. Также пришлось рассматривать различные возможности встраивания получаемых результатов в стандартные комплексы обработки. Это привело к расширению программной базы и проведению дополнительных исследований, которые были выполнены в период 1999-2004 гг. Исследования и разработки выполнялись на реальных данных, что позволяло адаптировать строящиеся алгоритмы к полевым сейсмическим наблюдениям и особенностям решения промышленных задач. Поэтому в решении задач и сопутствующих им разработок активное участие принимали сотрудники геофизических и нефтяных компаний. Без такого содействия многие аспекты развития технологии Прони фильтрации не были бы столь основательно проработаны. Подробное изложение задач и их решений дано в работе [Митрофанов, Прийменко, 2011].

### **Прикладные аспекты**

Образ суммарного разреза, полученный после Прони фильтрации, содержит больше информации для анализа, чем можно было бы получить, используя стандартные процедуры полосовой фильтрации. Такие образы, построенные для набора частот, будем называть Прони разрезами. Анализ Прони разрезов, дает дополнительную информацию о различных характеристиках изучаемой среды. Так, они локализуют области поглощения/рассеивания сейсмической энергии в наблюдаемом волновом поле, которые соотносятся с областями среды. Расположение таких областей представляется наиболее интересным для последующего интерпретационного шага, который уже непосредственно связан с решаемой практической задачей. Учитывая, что выделяемые области, а также их особенности, степень проявления и поведение при изменении параметра частоты, как и связи с целевыми объектами, могут характеризовать различные свойства среды, возникает целый круг задач, при решении которых анализ соответствующих областей может быть полезен.

В качестве иллюстрации достаточно широких возможностей применения технологии Прони фильтрации, приведем список задач, с их краткими характеристиками, где ее использование давало положительные результаты.

*Сейсмические задачи. (1) Частотный анализ отклика среды.* Он бывает полезным и целесообразным по различным причинам. Так, аномальное поведение отклика среды в зависимости от частоты, наследуемое от верхних к нижним горизонтам, может указывать на существенное влияние частотнозависимой статике. Как следствие, требуется проведение дополнительной обработки по анализу и устранению такой особенности у данных. Полезным также может быть разделение среды на консолидированные и не консолидированные части, что достаточно явно проявляется в высокочастотном отклике. Более локализованные области с аномальным изменением частотного отклика среды могут указывать на изменения ее свойств и состава. Их анализ с использованием некоторых эвристических идей и гипотез может быть полезен при выделении зон, требующих более детального изучения. Например, возможных зон с аномальными пластовыми давлениями. *(2) Изучение локальных элементов горизонтов.* К таким элементам могут быть отнесены: малоамплитудные сбросы, клиновидные формы или зоны выклинивания целевых горизонтов. Переход к высокочастотным компонентам регистрируемых сигналов и повышенная разрешающая способность Прони фильтрации позволяют улучшить выделение в волновом поле этих элементов, а их учет полезен при корреляции целевых горизонтов, повышая ее точность.

*Геологические задачи. (1) Анализ условий для формирования резервуара.* Ими могут являться: качество покрышки, разуплотнение среды, наличие каналов, связывающих резервуар с материнскими породами, и пр. Использование предлагаемой технологии дает возможность повысить достоверность определения соответствующих условий, а, иногда, только на ее основе удастся охарактеризовать возможный резервуар по имеющимся данным поверхностной сейсмоки. *(2) Оконтуривание и картирование резервуара во временной и/или пространственной области.* Когда резервуар был установлен и подтвержден данными тестового и эксплуатационного бурения, а результаты Прони фильтрации точно идентифицировали его в областях скважин, то контур резервуара надежно определяется в межскважинном пространстве по результатам обработки поверхностных данных. Такое определение можно выполнить с использованием отдельных профилей или посредством построения карт динамических параметров Прони. Соответствующее определение особенно существенно при сложной структуре и конфигурации резервуара.

*Задачи разработки. (1) Прогноз точек и/или областей для разведочного или тестового бурения.* Для новых месторождений, при отсутствии достаточной степени разбуренности, технология позволяет определять новые точки для размещения скважин. Особую важность сделанные прогнозы и рекомендации приобретают для месторождений неструктурного типа. *(2) Оценивание свойств продуктивных горизонтов и выделение областей с высокой продуктивностью.* Эта задача очень близка к первой из указанных геологических задач. Здесь технология также используется для анализа условий формирования резервуара. Но, одновременно, больше используются имеющиеся результаты по продуктивности или обводнению скважин, чтобы дать по результатам Прони фильтрации соответствующий прогноз. *(3) Определение связей между Прони параметрами и скважинными параметрами, связанными с продуктивными горизонтами.* При наличии достаточного объема данных исследования скважин различными геофизическими методами, могут быть сформированы обобщенные параметры, характеризующие свойства пород, которые соответствуют целевой

области разреза. Разрешающая способность Прони фильтрации дает возможность получать динамические параметры Прони с шагом 8-10 мс, что может отвечать 10-15м разреза. Это позволяет строить корреляционные связи между этими группами параметров. Когда такие связи построены, то на основе технологии удастся перейти от данных поверхностной сейсмоки к обобщенным скважинным параметрам.

### **Благодарность**

Развитие технологии Прони фильтрации продолжалось длительное время. Ее концепция и отдельные шаги обсуждались со многими специалистами. Особенно значимыми были работы и обсуждения с В.П.Ковалевым, А.Г.Мадатовым, Г.М.Голошубиным, Н.В.Нелле, А.Н.Бобрышевым, В.Г.Савиным, М.А.Поповым, А.М.Брехунцовым, Ю.М.Ильиным, В.К.Федорцовым. Авторы благодарны им за те идеи, которые были положены в основу этой технологии.

### **Список литературы**

*Ковалев В.П., Теленев Г.Ф.* Применение метода выделения скрытых периодичностей при изучении динамики сейсмических волн // Докл. АН УССР. – 1981. – вып. 5. – С. 10-14.

*Митрофанов Г.М., Прийменко В.И.* Основы и приложения метода Прони-фильтрации // Технологии сейсморазведки. - 2011. - № 3. - С. 93-108.

*Grossmann A., Morlet J.* Decomposition of Hardy functions into square integrable wavelets of constant shape // SIAM J. Math Anal. – 1984. – vol. 15. – pp. 723-736.

de Prony, Baron (Gaspard Riche) // Journal de l'Ecole Polytechnique. – 1795. – vol. 1, no. 2. – pp. 24-76.

*Helle H.V., Inderhaug O.H., Kovaljev V.P., Madatov A.G., Mitrofanov G.M.* Complex seismic decomposition - application to pore pressure prediction // Extended abstracts of papers, EAEG 55th meeting. – Stavanger: EAEG, 1993. - pp. 114-115.

*Mitrofanov G.M., Zhitian Z., Jiaming C.* Using of the Proni transform in processing of Chinese seismic data // Expanded abstracts, 68-th Annual SEG meeting. – New Orleans: SEG, 1998. – pp. 1157–1159.

## **The Prony filtering technology and its application in the prediction of hydrocarbon reservoirs.**

**Mitrofanov G.M.<sup>1,2,3</sup>, Smolin S.N.<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *IPGG SB RAS, Novosibirsk*

<sup>2</sup> *NSU, Novosibirsk*

<sup>3</sup> *NSTU, Novosibirsk*

### **Abstract**

The technology under consideration is designed to study the frequency-dependent effects in the response of the medium to the seismic impact. It allows us to identify the relationship between these effects and the characteristics of the structure, as well as saturation of the real medium by the fluid and gas. Such effects can serve as a qualitative sign when searching for oil and gas fields, as well as provide an opportunity to analyze changes in the characteristics of oilfield facilities in the process of their development using 4D seismic data or seismic monitoring. Also, a possible change in the frequency composition of the reflected signals with a redistribution of the spectral composition may indicate non-linear processes occurring during the interaction of elastic oscillations with a fluid-saturated medium. It can be an essential feature in exploration and production work too.

The Prony filtering is based on the decomposition of observed signals in damped sinusoids. During its creation and development, several important tasks were considered. They mainly related to the problem of stable acquisition of the Prony transform parameters for real seismic signals, as well as the problem of the subsequent representation of these parameters in the form of images of initial traces and Prony sections, which make it possible to differentiate medium responses in terms of frequency and attenuation. In the presentation will provide information on the main elements of technology and discusses in detail some important aspects of its applications. The point is that this approach can be used in the processing and interpretation of seismic data to solve various geological problems and tasks of hydrocarbon deposits developing. In particular, when studying the properties of target horizons and productive zones, it allows localizing the areas of anomalous scattering and absorption of seismic energy (depending on the time frequency). Analysis and interpretation of such areas allow for a better understanding of the properties of the target horizons, and the correlation of these properties with the reservoirs under consideration makes it possible to assess their prospects.

## Классификация сейсмических сигналов на основе 3D нейронных сетей Кохонена.

**Приезжев Иван Иванович<sup>1</sup>, Егоров Станислав Валерьевич<sup>2</sup>, Никифоров Андрей Николаевич<sup>3</sup>, Трушкова Юлия Игоревна<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Лаборатория Приезжева»

<sup>2</sup> ООО «Газпромнефть НТЦ»

<sup>3</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

<sup>4</sup> ЗАО "МиМГО"

### Введение

Сейсмический фазиальный анализ является фундаментальным шагом при интерпретации сейсмических данных. Это особенно важно при проведении геологоразведочных работ, когда на площади исследований имеется только небольшое количество скважин. Такой анализа обычно выполняются на основе алгоритмов классификации без учителя, способных группировать похожие сейсмические сигналы и атрибуты в заданном геологическом слое (Guilbot et al., 1996, Balz et al., 1999, Приезжев и др., 2009, Priezzhev et al., 2014). Для решения задач классификации сейсмических данных по форме волны или набору атрибутов имеется несколько коммерческих технологий с использованием нейронной сети на основе 1D нейронных сетей Кохонена (Neff et al., 2001; Marroquin et al., 2009; Приезжев и Manral, 2012; Приезжев и др., 2009), и на основе 2D нейронных сетей Кохонена (Smith, 2010).

### Метод

Объектами исследования при проведении сейсмического анализа являются пространственные точки (ячейки или небольшие объемы) в геологических формациях с координатами  $x$ ,  $y$ ,  $z$  или точки (узлы) на карте с координатами  $x$ ,  $y$ . Каждый из этих объектов характеризуется набором признаков (векторным пространством), которые определяются на основе сейсмической информации (кубов или 3D объемов полных, угловых или азимутальных сумм) или сейсмических атрибутов в заданной области вокруг этого объекта (движущееся окно). Задача анализа сейсмических фаций на основе классификации без обучения — это группировка изучаемых объектов на однородные кластеры ( $N$ -количество классов) на основе критериев сходства.

Операция классификации выполняется в три последовательных этапа:

- 1) Обучение, где рассчитываются и определяются типичные (средние) объекты каждого класса, при заданном или определяемом количестве классов.
- 2) Классификация, где все исследуемые объекты отнесены к дискретному классу на основе максимальной меры сходства с объектом репрезентативного класса.
- 3) Визуализация результатов классификации в виде карты или сейсмического куба, где каждый класс выделен определённым цветом.

Для решения задачи обучения применяются различные алгоритмы классификации с учителем или без учителя. Алгоритмы классификации с учителем базируются на основе имеющейся информации о фациях, полученных в скважинах для изучаемой формации. В данной работе мы не касаемся вопросов классификации с учителем и будем рассматривать только вопросы классификации без учителя.

Существует большое множество алгоритмов классификации без учителя, которые позволяют выделить некие компактные подмножества похожих объектов в пространстве

признаков. Наиболее применимым на практике являются алгоритм самоорганизующихся карт Кохонена. Данный алгоритм в процессе обучения, как и многие другие алгоритмы классификации, позволяют уточнять положение типичного объекта класса в многомерном пространстве признаков. Но алгоритм самоорганизующихся карт Кохонена, кроме этого, алгоритм выполняет сортировку типичных объектов классов на основе их схожести. В этом случае, номер класса играет роль новой переменной, и близкие по номеру классы будут содержать похожие объекты. На рисунке 1 показан пример сортировки классов по степени их схожести.

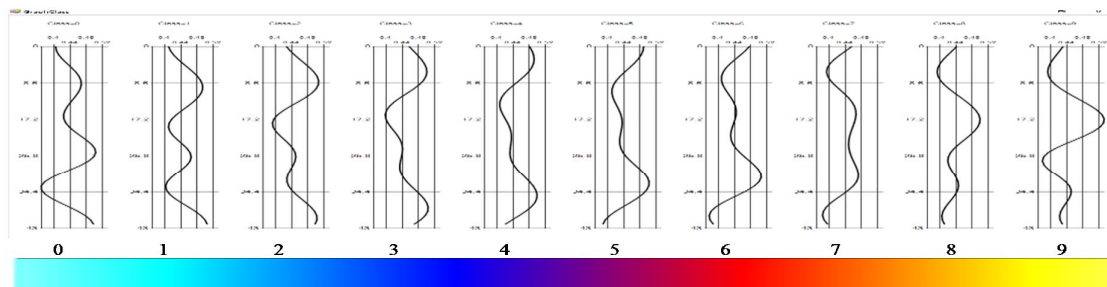


Рисунок 1. 1D нейронная сеть Кохонена-центры классов с сейсмическими сигналами сортируются по сходству их формы по одному индексу от 0 до 9 и соответственной цветовой палитре для визуальной группировки подобных классов.

При использовании 2D нейронных сетей Кохонена, что требует использования двух индексов для обозначения номера класса и получения многомерных проекций на двумерную плоскость с новыми переменными  $i, j$  функция веса для исправления классов с близкими индексами будет уменьшаться в радиусе от класса, ближайшего к текущему объекту, как показано на рисунке 2. Можно также использовать плавно меняющуюся цветовую палитру для визуальной группировки классов, как показано на рисунке 2.

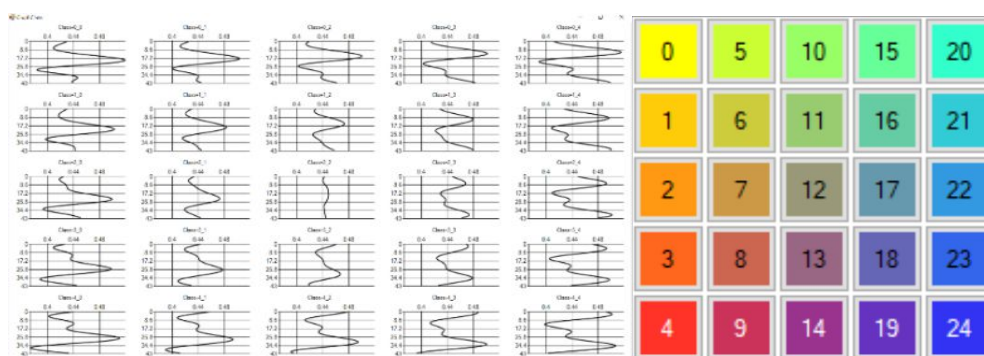


Рисунок 2. 2D нейронная сеть Кохонена. Слева - центры классов с сейсмическими сигналами отсортированы по сходству их формы по двум показателям с размером сети 5x5 и по правой цветовой палитре для визуальной группировки подобных классов.

В качестве нового и альтернативного способа сейсмофациального анализа мы ранее предложили (Priezzhev et al., 2018) применение многомерной классификации сейсмических данных на основе использования трехмерной нейронной сети Кохонена (Kohonen, 1995) с

три индексами  $i, j, k$  с последующей визуализацией на основе смешивания цветов RGB. Для обучения используется алгоритм самоорганизующихся карт Кохонена (SOM-self organized mapping Kohonen) с проекцией (отображением) многомерных объектов на трехмерную нейронную сеть. Для лучшего понимания результатов классификации и более обоснованного выделения сейсмофаций предлагается использовать визуализацию с раздельным смешением RGB по индексам  $i, j, k$  (красный, зеленый и синий цвета). Это позволяет представить аналогичные сейсмические классы близкими по цветовым оттенкам на карте или на разрезах, что может существенно увеличить возможность геологической интерпретации и определить их связь с геологическими фациями, как показано на рисунке 3.

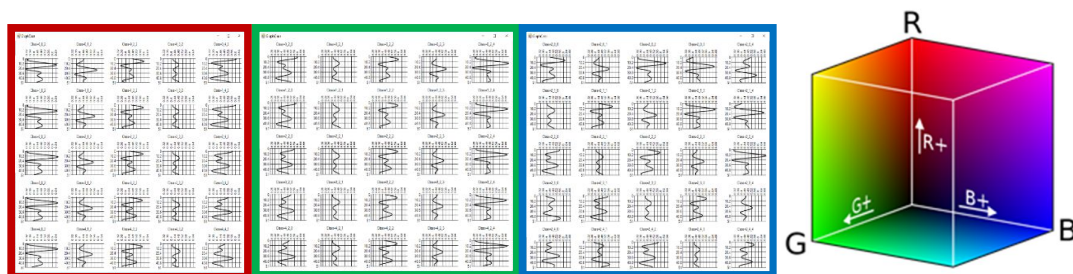
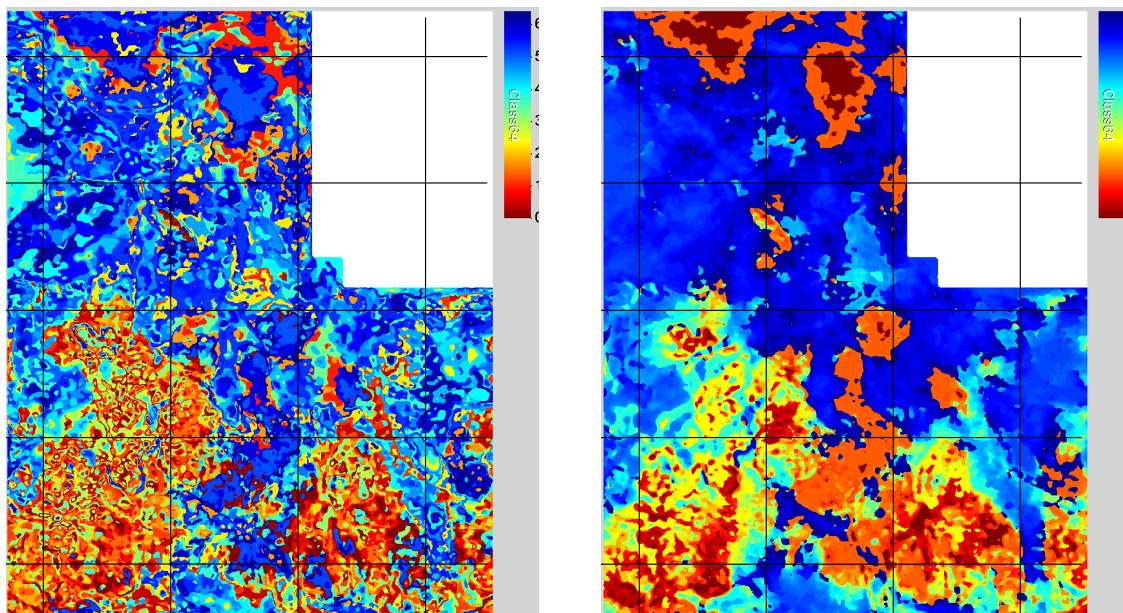


Рисунок 3. Срезы (2D проекция) для 3D нейронной сети Кохонена – центры классов с сейсмическими сигналами сортируются по сходству их формы по трем индексам размером  $5 \times 5 \times 5$  3D сети. Красным цветом показан срез центров классов на нейронной сети 3D Кохонена по индексу  $k=2$ . Зеленым цветом показан срез центров классов на нейронной сети 3D Кохонена по индексу  $j=2$ . Синим цветом показан срез центров классов на нейронной сети 3D Кохонена по индексу  $i=2$ .





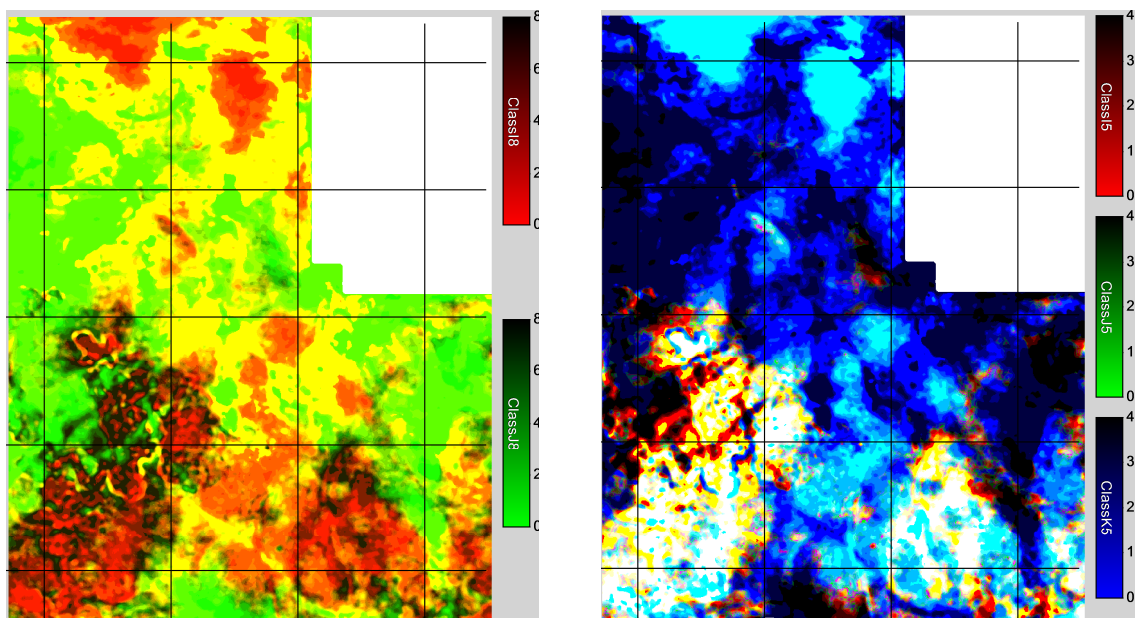


Рисунок 4. Сравнение результатов классификации по форме сейсмического сигнала в изучаемом слое на основе 64 классов с применением К-среднего (слева сверху), 1D (справа сверху), 2D (слева внизу) и 3D (справа внизу) проекций в виде стратиграфических срезов по юрским отложениям в Западной Сибири.

На рисунке 4 показан пример сравнения классификации на основе разных алгоритмов с применением одинакового количества классов = 64. Этот пример показывает, что очень сложно интерпретировать неотсортированные классы и более информативными являются результаты классификации на основе 2D и 3D нейронных сетей Кохонена. Необходимо подчеркнуть, что количество классов при такой методике классификации нужно задавать достаточно большим и в процессе анализа распределения цветовых образов интерпретаторы могут сами определить количество сейсмических фаций и границы между ними. Это можно сделать на основе выделения преобладающих цветов с близкими к ним оттенками.

### Заключение

Использование нейронных сетей 3D Кохонена для анализа сейсмических фаций позволяет получить более детальное соответствие сейсмических данных многомерному распределению сейсмических сигналов по суммарным, угловым или азимутальным суммам.

Технология RGB смешивания для изображений результатов классификации на основе 3D-нейронных сетей Кохонена позволяют изобразить похожие классы с помощью подобных цветовых оттенков.

Полученные RGB-изображения сейсмических данных на основе предложенной технологии позволяют дать им более точную интерпретацию в виде их соответствия геологическим фациям.

Предлагаемая технология, основанная на проекции многомерных характеристик исследуемых объектов на 3D нейронную сеть Кохонена, позволяет более подробно показать их положение в многомерном пространстве и, следовательно, лучше идентифицировать

сейсмические фации по сравнению с существующими технологиями на основе 1D и 2D нейронных сетей Кохонена.

### **Список литературы**

1. Kohonen, T., *Self-organizing maps: Springer-Verlag, New York, Inc., 1995.*
2. Marroquin I.D., Brault J., Hart B.S., *A visual data-mining methodology for seismic-facies analysis: Part 1 — Testing and comparison with other unsupervised clustering methods. Geophysics, Vol.74, No.1, p1-p11, 2009.*
3. Marroquin I.D., Brault J., Hart B.S., *A visual data-mining methodology for seismic-facies analysis: Part 2 — Testing and comparison with other unsupervised clustering methods. Geophysics, Vol.74, No.1, p13-p23, 2009.*
4. Neff D.B., Runnestrand S.A., Butler E.L., *Multi-attribute seismic waveform classification. USA, Phillips Petroleum Company, USA Patent 6223126, 2001.*
5. Priezzhev I, Solokha E, Manral S., 2014, *Facies analysis based on seismic waveforms, Geophysica EAGO, Vol. 1.2014, pp. 63-67. (Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала)*
6. Priezzhev. I.I. Egorov S.V. and Nikiforov A.N., 2018, *Seismic facies analysis based on Kohonen 3D neural network with RGB visualisation, EAGE Geomodel 2018, Gelendgik*
7. Priezzhev, I. and Manral, S., *3D Seismic waveform classification. In Istanbul 2012-International Geophysical Conference and Oil & Gas Exhibition (pp. 1-4). Society of Exploration Geophysicists and The Chamber of Geophysical Engineers of Turkey, 2012, September.*
8. Smith T., *Unsupervised neural networks-disruptive technology for seismic interpretation. Oil & Gas Journal, October 2010.*

## **Seismic waveform classification based on 3D Kohonen neural networks**

**Priezzhev I.I.<sup>1</sup>, Egorov S.V.<sup>2</sup>, Nikiforov A.N.<sup>3</sup>, Trushkova Y.I.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>*IPLAB LLC*

<sup>2</sup>*Gazpromneft-NTC LLC*

<sup>3</sup>*LUKOIL-Engineering LLC*

<sup>4</sup>*MIMGO JSC*

We propose to use Kohonen 3D neural networks with RGB visualization to classify wave forms of seismic traces in the reservoir interval. Unsupervised classification usually can perform in two stages: 1) training stage, which assesses the typical (average) objects of each class and 2) classification stage, in which all objects of study are assigned to a class based on a minimum measure of similarity with a typical object of this class. The main input parameters of the algorithm are: the number of classes, the size of the vertical segment, the time window under study and the classification algorithm used.

It is proposed to apply the algorithm of self-organizing Kohonen maps (SOM – self organized mapping Kohonen) with the projection (mapping) of multidimensional objects of seismic signals or a set of attributes on a 3D neural network. To visualize the results, it is proposed to use visualization with separate RGB mixing by indices i, j, k (red, green and blue colors). This allows to represent similar classes close the color shades on the map or on the cuts that can substantially increase the possibility of geological interpretation and to determine their association with geological facies.

## Спектральная декомпозиция - 20 лет в индустрии, успехи и перспективы.

**Попов Михаил Михайлович**  
*Halliburton International GmbH*

### Введение

20 лет тому назад был создан новый метод анализа сейсмических данных - Спектральная декомпозиция (Partyka, G, 1999). За прошедшие годы этот метод стал частью ежедневного арсенала специалистов, появилось много модификаций и накоплен большой опыт применения метода в разных условиях. Несмотря на широкое использование и глубокие теоретические основы метод часто используется поверхностно и упрощенно, весь потенциал метода не реализуется.

Фундаментальные основы метода Спектральной декомпозиции позволяют получать хорошие результаты при больших вариациях в методике и инструментах, но для развития необходимо рассмотреть суть метода.

### Теория метода

Ключевым для понимания метода Спектральной Декомпозиции является тюнинг эффект – интерференция сейсмических отражений в тонком слое (толщиной меньше четверти преобладающей длины волны). Интерференция частотных составляющих приводит к усилению одних и подавлению других частот, зависящих от мощности слоя (Гурвич И.И, 1952). Таким образом перейдя в пространство спектров частот можно получить зависимость мощности тонкого слоя от подавленной/усиленной частоты (Рис 1).

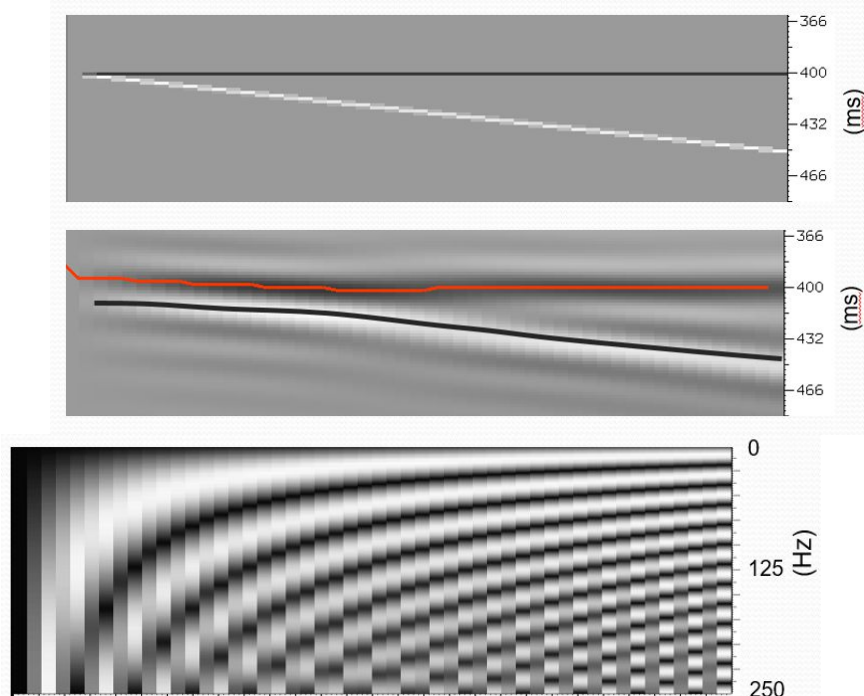


Рис 1. (а) модель клина, (б) синтетический разрез, (с) амплитудные спектры.

Переход в дополнительное пространство амплитудных и фазовых спектров и изучение изменений спектров в зоне интерференции позволяет нам заглянуть за предел вертикальной разрешающей способности сейсморазведки, сформулированный для пространства амплитуд сейсмических импульсов.

В классической постановке Спектральная декомпозиция выполняется через ряд этапов: выбор информативных частот, расчет кубов по выбранным частотам и анализ кубов частот. Учитывая большие объемы получаемой информации эффективно использовать RGB цветовое суммирование для анализа результатов по трем частотам сразу, но RGB суммирование не всегда Спектральная декомпозиция и Спектральная декомпозиция не всегда RGB суммирование.

### Развитие метода

За годы применения метода появилось много реализаций и модификаций среди которых можно выделить несколько основных направлений.

1) Повышение разрешения оценки спектров (вейвлет преобразования, метод наименьших квадратов и пр.) - позволяют получить более детализированные и разрешенные спектры и локализовать эффекты тюнинга (Рис 2).

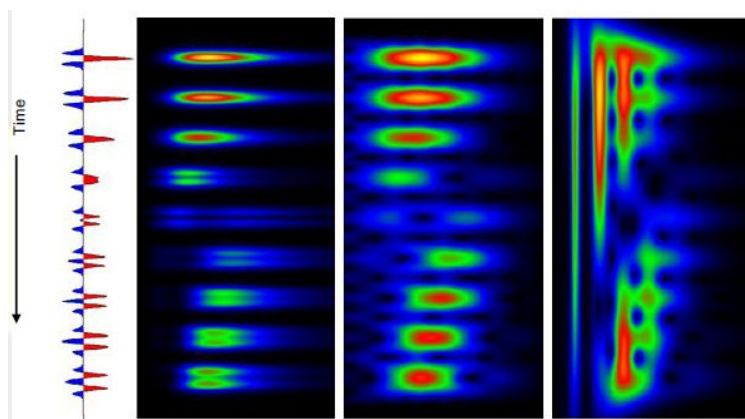


Рис 2. Различные методы оценки спектра. (а) CLSSA – метод наименьших квадратов с ограничениями, (б) STFT - преобразование Фурье в коротком окне, (с) CWT – непрерывное вейвлет преобразование.

2) Анализ и интерпретация RGB изображений - модификация на фиксированных частотах - частотная декомпозиция (McArdle,2012).

3) Фазовая декомпозиция (Castagna,2016)- анализ суммы компонент определенной фазы. Модификация основана на фазовом сдвиге частотных компонент в зоне тюнинга при латеральных изменениях в тонком слое, что позволяет выделять изменения свойств тонкого слоя (Рис 3).

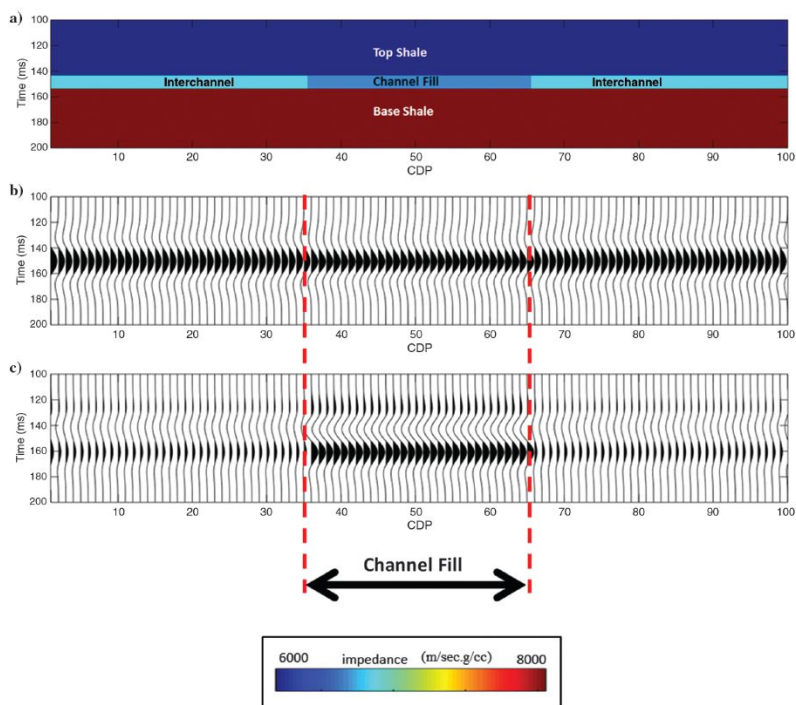


Рис 3. Фазовая декомпозиция. (а) модель тонкого слоя с неоднородностью, (b) синтетический разрез, (с) сумма компонент с фазовым сдвигом  $-90^\circ$ . (Castagna, 2016)

### Заключение

Как мы видим, несмотря на интенсивное развитие и использование Спектральной декомпозиции за последние 20 лет методы на основе тюнинг эффекта продолжают развиваться и имеют большой потенциал для детального изучения геометрии и свойств тонких пластов особенно в свете современных возможностей цифровой трансформации индустрии.

### Список литературы

Гурвич И.И. Об отражениях от тонких пластов в сейсморазведке. Прикладная геофизика, вып.9, 1952г.

Castagna, J. P., A. Oyem, O. Portniaguine, and U. Aikulola, 2016, Phase decomposition: Interpretation, 4, SN1–SN10, <http://doi.org/10.1190/INT-2015-0150.1>.

McArdle, N.J. & Ackers, M.A 2012 Understanding seismic thin-bed responses using frequency decomposition and RGB blending. EAGE Annual Co.

Partyka, G, J Gridley & J Lopez (1999). Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. The Leading Edge, March 1999.

## **Spectral decomposition - 20 years in the industry, success and perspectives.**

**Popov Mikhail Mikhailovich**

*Halliburton International GmbH*

20 years ago, a new method of seismic data analysis was created - Spectral decomposition (Partyka, 1999). Over the past years, this method has become a part of a daily arsenal of specialists, many modifications have appeared and a lot of experience has been gained in applying this method in different conditions. Despite a wide use and deep theoretical foundations, the method is often used superficially and in a simplified way, the full potential of the method is not realized.

The fundamentals of the Spectral decomposition method make it possible to obtain good results with large variations in methodology and tools, but for such a development it is necessary to consider the principle of the method.

The key to understanding the Spectral Decomposition method is the tuning effect - the interference of seismic reflections in a thin layer (a quarter of the dominated wavelength). The interference of the frequency components leads to the amplification of some frequencies and to the suppression of others, depending on the thickness of a layer (Гурвич, 1952). Thus, going into the space of the frequency spectra, we can obtain the dependence of a thin layer power from the suppressed / amplified frequency.

The transition to the additional space of amplitude and phase spectra and the study of spectral changes in the interference zone allows us to look beyond the vertical resolution of seismic exploration, formulated for the space of amplitudes of seismic impulses.

In the classical formulation the Spectral decomposition is performed through a series of stages: selection of informative frequencies, calculation of cubes for selected frequencies and analysis of frequency cubes. Given the large amounts of information received, it is efficient to use RGB color blending to analyze the results at three frequencies at once, but RGB blending is not always Spectral decomposition and Spectral decomposition is not always RGB blending.

Over the years the method has been applied, many implementations and modifications have emerged, among which there are several main areas:

- Increasing the resolution of the spectra estimation (wavelet transform, etc.) - allows to obtain more detailed and resolved spectra and localize the effects of tuning,
- Analysis and interpretation of RGB images (modification at fixed frequencies - frequency decomposition (*McArdle, 2012*))
- Phase decomposition (*Castagna, 2016*) - analysis of the sum of components of a particular phase. The modification is based on a phase shift of the frequency components in the tuning zone during lateral changes in a thin layer, which allows to distinguish changes in properties of a thin layer.

As we can see, despite the intensive development and use of the Spectral decomposition over the past 20 years, methods based on the tuning effect continue to develop and have great potential for studying the geometry and properties of thin layers.

### **References**

*Гурвич И.И.* Об отражениях от тонких пластов в сейсморазведке. Прикладная геофизика, вып.9, 1952г.

*Aarre V.* EAGE E-Lecture: Understanding Spectral Decomposition by Victor Aarre, May 10 2016, <https://www.youtube.com/watch?v=1nDyMHs8zuw>

*Castagna, J. P., A. Oyem, O. Portniaguine, and U. Aikulola, 2016, Phase decomposition: Interpretation, 4, SN1–SN10, <http://doi.org/10.1190/INT-2015-0150.1>.*

*McArdle, N.J. & Ackers, M.A 2012 Understanding seismic thin-bed responses using frequency decomposition and RGB blending. EAGE Annual Co.*

*Partyka, G, J Gridley & J Lopez (1999). Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. The Leading Edge, March 1999.*



## *Комплексный атрибутный анализ для выявления аномалий волнового поля и прогноза ФЕС в разрезах различного типа*

**Авдеев Павел Алексеевич<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «ГридПоинт Дайнамикс»

### **Введение**

Многие годы развитие сейсмической разведки идет по пути вовлечения атрибутных характеристик волнового поля в процесс интерпретации сейсмических данных. Дополнительную информативность обеспечивает привлечение инструментов сейсмофациального анализа и спектральной декомпозиции. Данная работа посвящена обзору и представлению результатов использования на реальных данных подобных инструментов, а также уникальных авторских технологических решений - инструмента седиментационного анализа, технологии автоматического выделения объемных тел, атрибутов объемных сейсмических амплитуд и др. Показаны преимущества использования подобного комплексного подхода при решении задач поиска и идентификации тектонических нарушений, аномалий волнового поля, нефтегазоперспективных объектов, а также прогноза ФЕС в разрезах различного типа.

### **Теория**

По принципам расчета динамические сейсмические атрибуты можно разделить на две группы.

В первую группу входят так называемые мгновенные динамические параметры, которые основываются на представлении сейсмического сигнала в виде аналитического сигнала, т.е. комплексной функции, имеющей действительную и мнимую части, из которых только действительная часть регистрируется как сейсмическая трасса: Мгновенная амплитуда, Мгновенная фаза и Мгновенная частота.

Вторая группа атрибутов представлена интегральными динамическими параметрами, которые вычисляются в скользящем временном окне. В эту группу входят средняя амплитуда, интенсивность, акустический импеданс, неоднородность отражения.

Кроме того, в процессе атрибутного анализа используются также первая и вторая производные волнового поля.

Являясь производными волнового поля, эти параметры повышают вертикальную разрешенность сейсмической записи. В их поле более детально выделяются седиментационные объекты, зоны выклинивания, замещения, фациальной и литологической изменчивости.

Использование целого набора карт сейсмических атрибутов позволяет спрогнозировать распространение коллекторов с более высокой степенью достоверности. Кроме того, огромный спектр возможностей пользователю предоставляет работа в режиме седиментационного анализа. Это технология непрерывного получения серий карт атрибутов вдоль поверхностей седиментации в объеме всего сейсмического куба.

В основе седиментационного анализа лежит достаточно простой и интуитивно-понятный алгоритм: при помощи каркаса из опорных отражений между соседними горизонтами рассчитывается набор пропорциональных поверхностей во всем объеме сейсмического куба с заданным пользователем шагом. Таким образом, появляется возможность перемещения по кубу, непрерывно во времени/глубине (в режиме “киносеймики”) и мгновенного получения

срезов динамических и кинематических параметров вдоль каждой поверхностей седиментации в объеме всего сейсмического куба. Таким образом, обеспечивается возможность мгновенного интерактивного изучения всей временной толщи своего куба по ряду параметров, оценки динамической и геологической обстановки района исследований, и выделения локальных объектов в интервалах между опорными отражениями.

После проведенных расчетов среди набора полученных вариантов карт атрибутов для каждого пласта, выбираются те карты, которые имеют лучшие коэффициенты парных связей со скважинными данными, а также карты, которые наилучшим образом отражают геологическое строение пласта и могли бы охарактеризовать залежь УВ на качественном уровне. Далее выбранный набор карт сейсмических атрибутов подается на вход модуля нейросетевого моделирования для прогноза эффективного параметра.

Дополнительное привлечение возможностей модулей сейсмофациального анализа и спектральной декомпозиции на различных этапах работ обеспечивают эффективность принятия решений при реализации проектов наиболее высокой степени сложности

Модуль сейсмофациального анализа позволяет получать карты фаций, основанные на классификации особенностей волнового поля в заданном пользователем окне вдоль прослеженного горизонта.

Повысить достоверность и детальность проведенных исследований объекта поможет использование алгоритма спектральной декомпозиции. Технология дает возможность получить представление о частотно-временном строении сейсмической или синтетической трассы, выявить в каждый момент времени доминирующие частоты, а также динамику распределения частот вдоль трассы и соотнести характер частотного распределения и частотные аномалии с особенностями волнового поля.

Бонусной возможностью является технология автоматического прослеживания 3D геологических тел, выявленных в результате проведенного комплексного анализа с использованием описанных выше подходов.

При решении задач идентификации разрывных нарушений огромную роль играют кинематические атрибуты: современные алгоритмы расчета когерентности и одна из новейших технологических разработок – метод объемных амплитуд.

### **Примеры**

В работе продемонстрированы результаты многолетнего практического применения технологий при интерпретации сейсмических материалов Западно - Сибирского региона страны.

Ниже приведены примеры использования возможностей, представленных выше инструментов (рисунки 1-5), для выделения в толще сеноманских и юрских отложений различных седиментационных тел: литологически-экранированной газовой залежи, полигональной нарушенности, подводных каналов на склонах клиноформ.

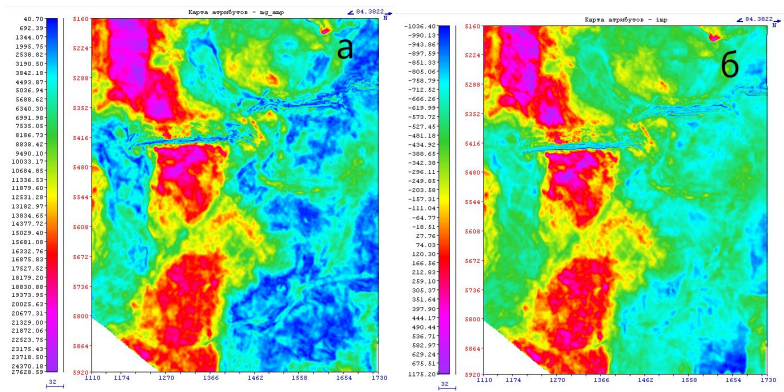


Рис. 1. Расчетные динамические атрибуты: (а) карта атрибута мгновенных амплитуд, (б) карта атрибута акустического импеданса

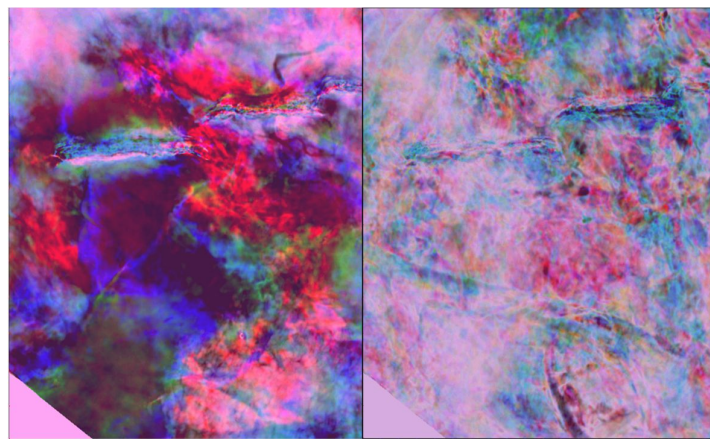


Рис. 2. Спектральная декомпозиция в режиме RGB-blending

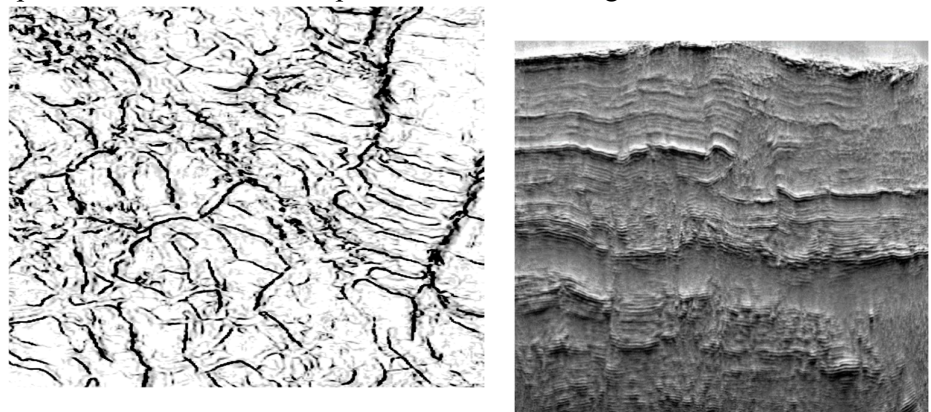


Рис. 3. Кинематические атрибуты: когерентность и объемные структурные амплитуды



Рис. 4. Сейсмофациальный анализ

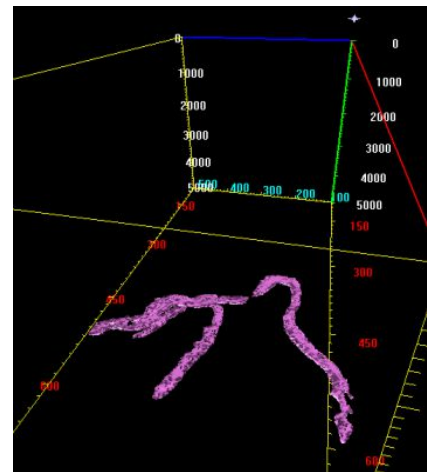


Рис. 5. Объемные тела

### **Выводы**

Совместное использование технологий атрибутного, сейсмофациального анализа и спектральной декомпозиции позволяет, а также авторских технологических решений – седиментационного анализа и автоматического выделения объемных тел позволяют более полно извлекать из сейсмических данных изменения динамики волнового поля, связанные с проявлением палеоканалов, седиментационных тел, тектонических нарушений, газовых залежей и других аномалий геологического разреза.

Многолетний опыт работ показал, что визуальное восприятие результатов комплексного атрибутного анализа является основой для построения принципиальной геологической модели среды и нахождения ключевых решений прогнозирования перспективных объектов. Именно в этом варианте у исследователей возникает уверенность в достоверности интерпретации, поскольку она подтверждается значимым совпадением аномалий сейсмического волнового поля со скважинной и геологической информацией.

Первостепенной задачей при дальнейшем развитии инструмента остается необходимость все большего улучшения качества визуального восприятия, повышающего уверенность в геологической интерпретации.

## **Complex attribute analysis to identify wave field anomalies and predict FES in sections of various types**

**Avdeev Pavel Alekseevich<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *«GridPoint Dynamics»*

The paper presents the results of using the software package on real projects tools, such as the calculation of seismic attributes, maps of seismic facies and spectral decomposition, as well as unique author's technological solutions - a tool of sedimentation analysis, technology of automatic allocation of volumetric bodies, attributes of volumetric seismic amplitudes, etc. New features are also presented: seismic facies analysis between two horizons and automatic selection of frequencies for spectral decomposition. The use of a number of seismic attributes, spectral decomposition, seismic facies analysis, the use of modern algorithms for calculating coherence allow to more accurately distinguish sedimentation objects, pinch zones, facial and lithological variability. The use of the spectral decomposition algorithm will help to increase the accuracy and detail of the conducted object studies.

After performing the calculations among the set of obtained attribute maps, those maps that have a high correlation coefficient with well data are selected. Next, the selected set of seismic attribute maps is fed to the input of the neural network modeling module. Here, the significance of each attribute is estimated to predict the effective parameter and the choice of the final set of maps.

A bonus feature is the ability to automatically track 3D geological bodies identified as a result of a comprehensive analysis using the approaches described above.

The most informative and interesting results were obtained in the course of work on a number of areas of the West Siberian oil and gas basin, with different sedimentary bodies in the thickness of Jurassic and Cretaceous sediments characterizing different sedimentation conditions: continental sedimentation, coastal-marine conditions, mature shelf deposits, underwater canals on slopes of clinoforms.

## Исследования особенностей волновых процессов в трещиноватых средах.

Семерикова Ирина Ивановна

Горный институт УрО РАН, г. Пермь

В основе системного подхода лежат представления о целостности, сложности и организованности объекта (Бродовой, 1989). Сложность объекта определяется комплексом составляющих его взаимодействующих и взаимозависимых элементов с внутренними процессами и преобразованиями. Главной целью изучения геологической системы является установление формы связи взаимодействующих элементов, их зависимости в развитии.

Наши исследования особенностей волновых процессов в трещиноватых средах проводим, применяя разработанную нами специализированную интерпретационную методику прямого распознавания трещиноватых сред (Семерикова, 2005, Semerikova, 2012). Эта методика базируется на выявленных и установленных поисковых признаках трещиноватых геобъектов в амплитудных и спектральных параметрах отраженных продольных волн. При этом использовался ряд независимых теоретических и экспериментальных методов: математическое сейсмо моделирование для 70 вариантов физико-геологических моделей трещиноватых зон; физическое моделирование в лабораторных условиях на крупных образцах натуральных горных пород и из искусственных материалов; на с известными характеристиками трещиноватых объектах нефтяных и рудных месторождений, в том числе в шахтных условиях. Разработан алгоритм конструирования из идентификационных поисковых признаков эффективного параметра, который характеризует вероятность наличия трещиноватого объекта того или иного класса.

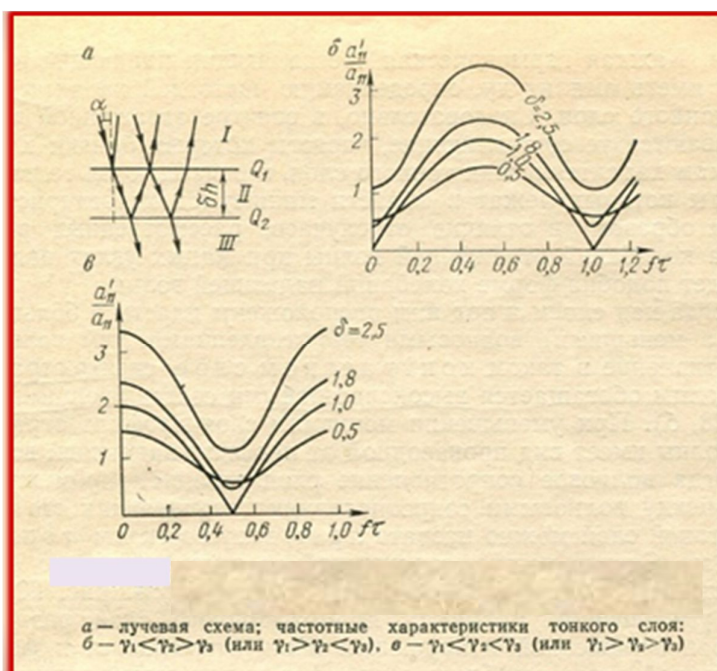


Рис.1. Отражение и прохождение волны в случае тонкого слоя [Гурвич, Боганик 1980]

Результаты позволяют использовать данные признаки для решения различного класса прикладных и научных задач. В частности, поиски физического обоснования выявляемых закономерностей поведения динамических параметров сейсмических волн необходимы в качестве «ключа» для понимания «механизма» волновых процессов, происходящих в массиве трещиноватых горных пород. Например, эффект увеличения значения частотной координаты центроида в зонах мелких разноориентированных трещин, проявляющийся как при математическом и физическом моделировании, так и во всех экспериментах на трещиноватых

объектах нефтяных и рудных месторождений, мы связали с несинфазным суммированием волн, обладающих различной частотой и амплитудой. Появление же отраженных разнообразных волн, интерферирующих между собой несинфазно, на наш взгляд,



обусловлено внутренней структурой зоны трещиноватости. Так, если трещину аппроксимировать тонким слоем (мощность слоя в два и более раз меньше расстояния между передним и задним фронтами волны), заполненным флюидом, и, следовательно, обладающим самым наименьшим волновым сопротивлением в массиве горных пород, то спектр сложной отраженной волны [Гурвич, Боганик 1980], состоящей из отдельных наложенных волн, отразившихся кратно от кровли и подошвы внутри слоя, обогащается высокочастотными составляющими. На рисунке 1 представлены зависимость отношения амплитуды этой сложной отраженной волны к амплитуде падающей волны от аргумента  $ft$  (произведение частоты падающей волны к временной мощности слоя), эту зависимость называют частотной характеристикой тонкого слоя. Как видно из графиков, частотный состав отраженной волны существенно отличается от частотного состава падающей. Каждая гармоническая составляющая падающей волны будет иметь амплитуду, определяемую частотной характеристикой тонкого слоя. Следовательно, в спектре отраженной волны

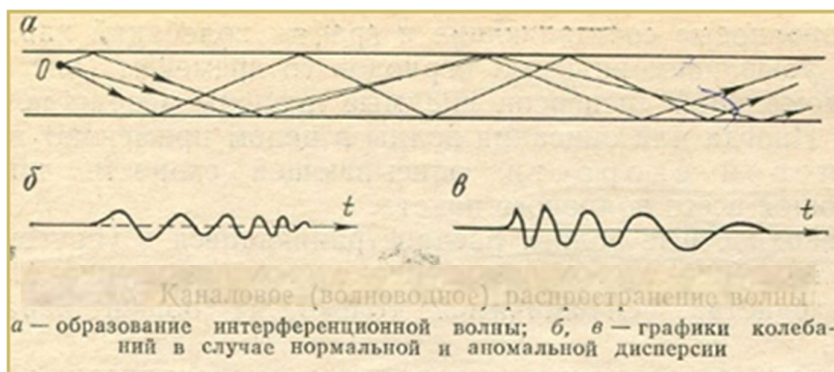


Рис. 2. Каналовое (волноводное) распространение волны [Гурвич, Боганик 1980]

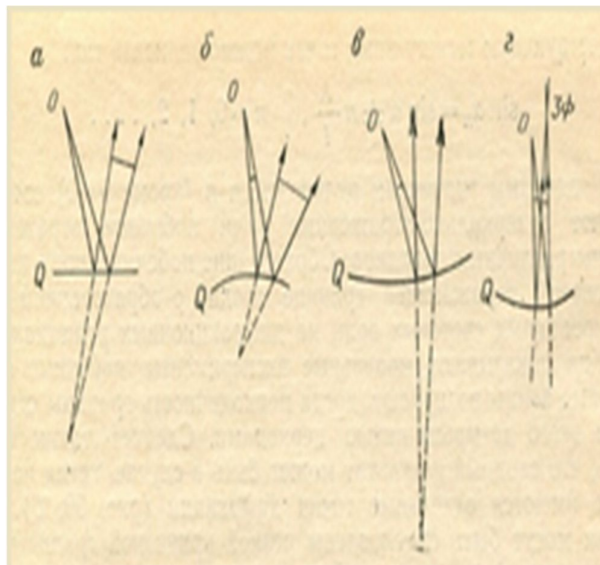


Рис.3. Изменение эквивалентного радиуса расхождения волны после отражения от плоской (а), выпуклой (б), и вогнутых (в, г) границ (ЗФ – зона фокусировки) [Гурвич, Боганик 1980]

усиливаются те составляющие, частоты которых близки к максимумам характеристики тонкого слоя, и ослабляются те, частоты которых лежат в области минимумов характеристики. Таким образом, форма колебаний отраженной волны при малых углах падения не будет

подобна форме колебаний падающей волны. В случае, когда слой контрастен, т.е. волновое сопротивление больше или меньше, чем у вмещающих пород, то спектр отраженной волны обогащается высокочастотными составляющими. Кроме того, поверхность такой трещины можно аппроксимировать свободной поверхностью, а саму трещину – внутренним волноводом. Тогда в таком контрастном слое в направлении оси слоя возникают каналовые волны [Гурвич, Боганик 1980]: эллиптически - поляризованные волны в направлении распространения в плоскости, перпендикулярной к границам слоя - моды волны Рэлея, и линейно-поляризованные в плоскости, параллельной границам слоя вдоль

прямой, перпендикулярной в направлении распространения - моды волны Лява. Все каналовые волны обладают дисперсией фазовой скорости. Во всех случаях дисперсия скорости приводит к растяжению первоначальной импульсной волны в пространстве и, соответственно, к удлинению графика колебаний. При нормальной дисперсии вблизи переднего фронта волны концентрируются длинноволновые составляющие, и график колебаний характеризуется убыванием видимых периодов со временем, при аномальной дисперсии видимые периоды возрастают (рис. 2). Кроме того, внутренняя структура зон мелких разноориентированных трещин может образовывать геометрически и физически шероховатые границы, для которых лучи отраженной волны могут быть расходящимися или сходящимися (рис. 3). В результате сложной интерференции волн помимо зеркально-отраженной волны, подчиняющуюся закону Снеллиуса, возникают также незеркально-отраженные волны. Образование побочных волн на шероховатой отражающей границе сходно с образованием дифрагированных световых волн на дифракционных решетках. При незеркальном отражении происходит расщепление первоначальной импульсной волны на различные монохроматические составляющие, отражаемые под различными углами. Частотный состав отдельных побочных волн отличается от частотного состава падающей волны. Сходный результат может быть в случае, когда на границе имеются периодические отдельные точки дифракции (да всего 4-5 периодов), обусловленные резкой кривизной границы или изменением физических свойств соприкасающихся сред, приводящим к изменению коэффициента отражения, - физически шероховатые границы (рис.4). Кроме того, элементы внутренней структуры таких зон трещиноватости могут явиться дифракторами - препятствиями, имеющими малую по сравнению с длиной волны область среды с существенно различными упругими свойствами, порождающие дифрагированные волны. Их кинематические и динамические особенности зависят от формы и размеров,

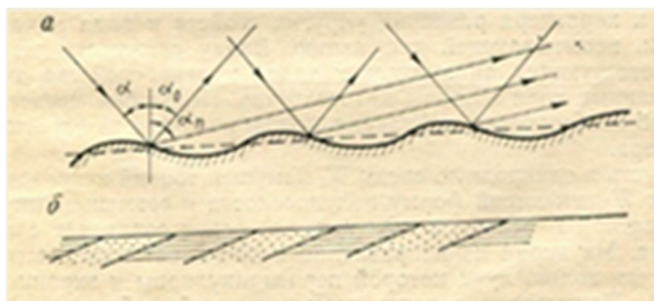


Рис. 4. Отражение от периодической шероховатой границы: геометрическая шероховатость (а). физическая шероховатость

степени и характера различия упругих свойств и вида падающей волны. Видимый период дифрагированной волны больше падающей. Спектр дифрагированной волны отличается от спектра падающей дополнительным множителем, обратно пропорциональным корню из частоты. Таким образом, эффект увеличения частотной координаты центроида может реализовываться за

счет несинфазного суммирования волн разной частоты и амплитуды.

Смещение центроида в область более высоких частот может происходить при различных смещениях левой и правой граничных частот. Значение частоты центроида увеличивается в случае, когда и левая и правая граничные частоты смещаются по оси частот в сторону увеличения на одинаковое расстояние, ширина спектра при этом не меняется. Значение частоты центроида увеличивается так же в случае, когда левая граничная частота не меняет своего положения на оси частот, а правая смещается в направлении увеличения частот. Ширина спектра увеличивается. Такой же эффект проявляется, когда правая частота смещается на большее расстояние, чем левая, вне зависимости от направления смещения



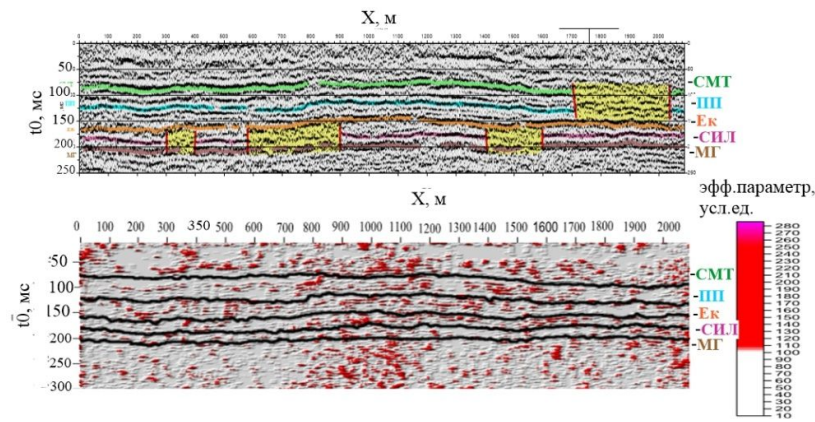


Рис.5 . Временной разрез и разрез эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия зон мелких разноориентированных трещин

Аналогичные смещения частот происходят и для случаев, когда значения частотной координаты центраида уменьшается. На рис.1 представлен временной разрез, полученный по

левой граничной частоты, т.е. увеличивается или уменьшается. Значение частоты центраида увеличивается, когда правая граничная смещается в направлении уменьшения частот на расстояние меньшее, чем расстояние смещения левой граничной в направлении увеличения частоты. Ширина спектра уменьшается.

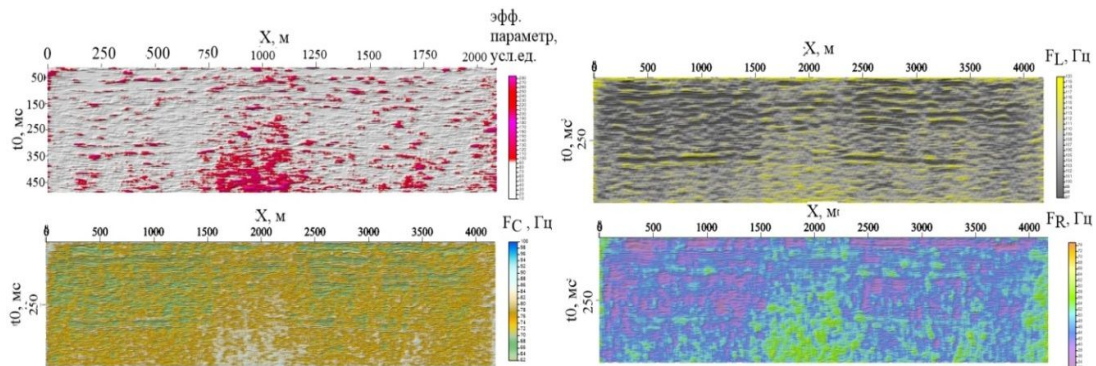


Рис.6. Разрезы эффективного параметра, характеризующего вероятност наличия зон мелких разноориентированных трещин, частотной координаты центраида  $F_C$ , левой граничной частоты  $F_L$  и правой граничной частоты  $F_R$ .

профилю на территории Верхнекамского месторождения калийных солей. Отражающие горизонты на разрезе соответствуют: кровле соляно-мергельной толщи– СМТ; кровле переходной пачки, т. е. первого сверху по разрезу пласту каменной соли – ПП, ниже включает мощный пласт покровной каменной соли; кровле мощного пласта карналлита - Ек в карналлитовой зоне; кровле сильвинитовой зоны – СИЛ; кровле тонкого пласта маркирующей глины, расположенного в кровле мощной (600 м) толщи подстилающей каменной соли, - МГ. Желтым цветом окрашены зоны нарушения регулярной волновой картины. Природа этих нарушений неоднозначна, могут быть обусловлены структурным фактором, литологическим и др. Представлен разрез эффективного параметра, характеризующего вероятност наличия зон мелких разноориентированных трещин, полученный по методике распознавания трещиноватых сред. Зоны трещиноватости с высокой степенью вероятности обозначены красным цветом, малых размеров, изолированно разбросаны по разрезу до уровня МГ. Они не представляются как водопроницаемые каналы, опасные для водорастворимых руд. Ниже МГ в толще подстилающей каменной соли скопление зон в центре профиля выглядит как единая трещиноватая зона (рис.2). Представлены разрезы некоторых отдельных составляющих эффективный параметр:

частотной координаты центраида  $F_C$ , левой граничной частоты  $F_L$ , правой граничной частоты  $F_R$ . На всех разрезах в области зоны трещиноватости наблюдаются аномальные повышенные значения параметров. Повышение частотной координаты центраида зависит от характера изменений значений граничных частот, следовательно, между этими величинами существует причинно-следственная связь. Рассмотрим множественную регрессию  $F_C$  от двух объясняющих переменных  $F_L$  и  $F_R$ , а также ширину спектра  $W$ . Будем рассматривать не сами значения параметров, а используем параметр, характеризующий статистическую значимость аномалий этих параметров – показатель контрастности аномалии, определяемого как  $(A-A_{\Phi})/\sigma$  - отношение разности значений и фоновых значений к погрешности определения фона,

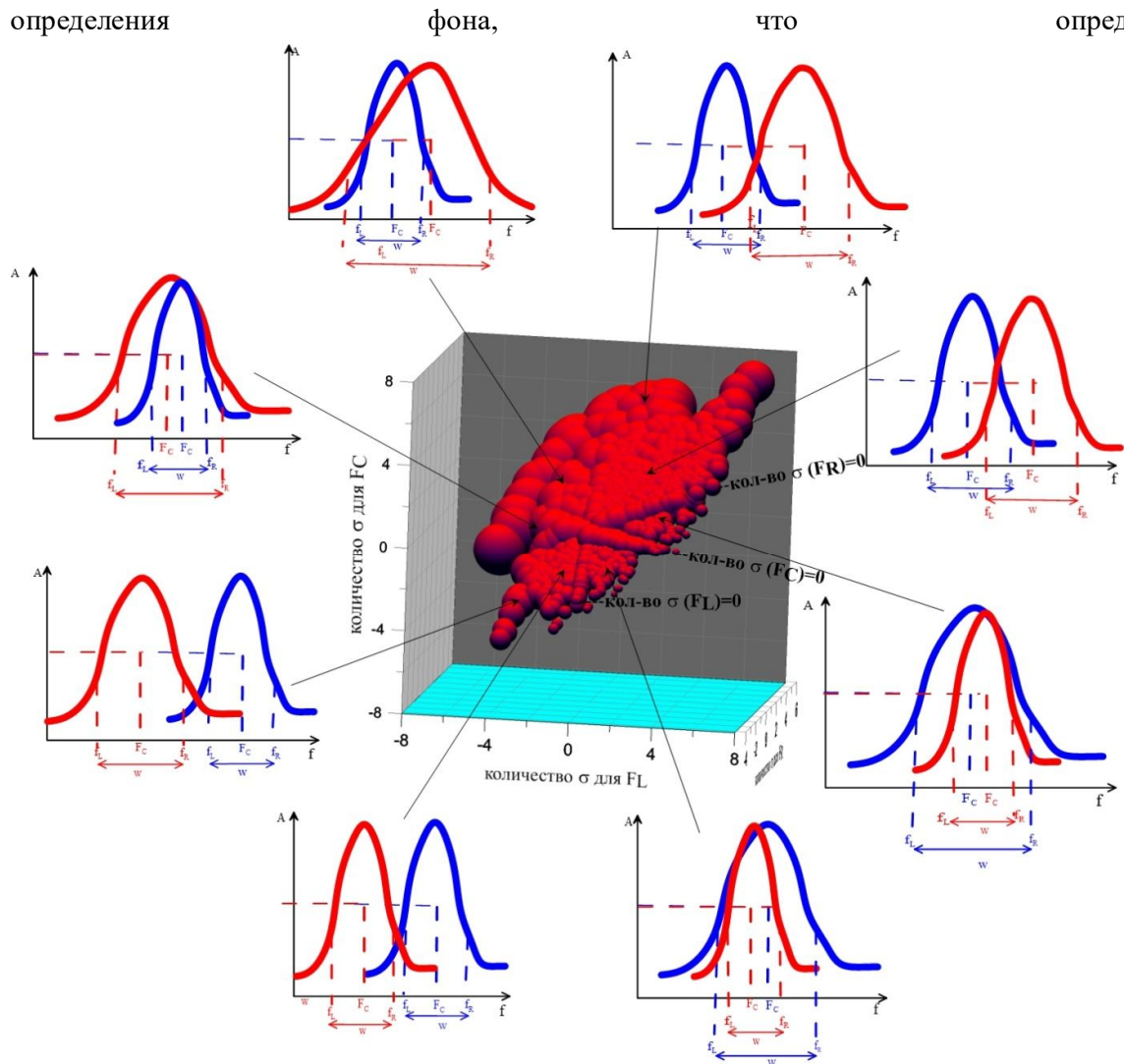


Рис.7. Поле корреляции и распределение спектральных кривых по различным областям поля. Синяя кривая – спектр сейсмозаписи в однородном массиве. Красная кривая – спектр сейсмозаписи в зоне мелких разноориентированных трещин

достоверность аномалии. В качестве среднеквадратической ошибки определения фона отождествляем и используем среднеквадратическое отклонение значений параметров  $\sigma$ . Другими словами, будем строить регрессию между количествами  $\sigma$  в отклонении значений этих параметров от своего фона. На рис.3 представлено поле корреляции данной регрессии по выборке взятой на участке зоны трещиноватости. Ширина спектра  $W$  выступает как

диаметр шарика, которым представлен каждый отдельный элемент выборки. В поле выделяются «оси», каждой из которых соответствует нулевая координата одного параметра (кол-во  $\sigma(F_C) = 0$ , кол-во  $\sigma(F_L) = 0$ , кол-во  $\sigma(F_R) = 0$ ). «Оси» разбивают поле корреляции на области, каждой из которых присущ свой характер изменчивости параметров, а,

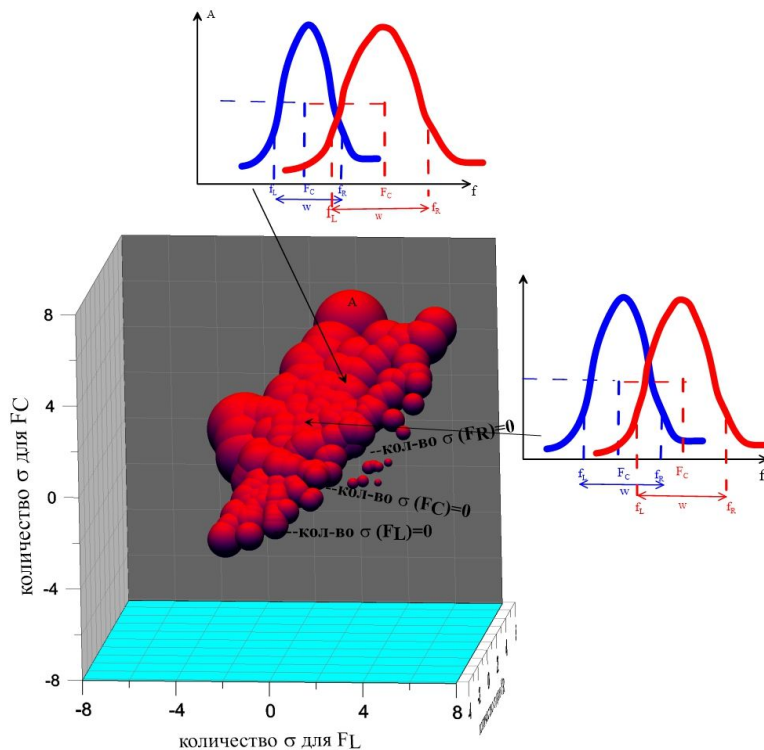


Рис.8. Поле корреляции и распределение спектральных кривых по различным областям поля в зоне трещиноватости.

*Синяя кривая – спектр сейсмозаписи в однородном массиве.*

и свой волновой процесс. В области, лежащей выше «оси» «кол-во  $\sigma(F_C)=0$ », и, правее «оси» «кол-во  $\sigma(F_L)=0$ », частота центроида увеличивается, левая и правая граничные частоты смещаются в сторону увеличения частот на одинаковое расстояние, ширина спектра не меняется.

Можно выделить область, где  $F_R$  смещается на большее расстояние, чем  $F_L$ ,  $W$  увеличивается. В области, лежащей выше «оси» - количество  $\sigma(F_C) = 0$  и левее «оси» - количество  $\sigma(F_L) = 0$ , значение  $F_C$  увеличивается,  $F_R$  увеличивается на расстояние большее, чем

уменьшается  $F_L$ ,  $W$  увеличивается. Выделяются области с разными вариантами изменения частотных параметров. В каждой области правомерно предположить свой волновой процесс. Например, обогащение спектра высокими частотами может происходить за счет образования сложной отраженной волны состоящей из отдельных наложенных волн, отразившихся кратно от кровли и подошвы внутри трещины, и обладающей более высокой частотой, чем падающая волна. Смещение  $F_L$  в область низких частот обусловлено образованием дифрагированных волн. Период дифрагированной волны больше падающей, частота ниже. Могут образовываться и другие типы волн, частотный состав которых отличен от состава падающей волны (Семерикова, 2017). Образование разных типов волн обусловлено внутренней структурой зоны трещиноватости. Динамические особенности дифрагированных волн зависят от формы и размеров элементов зон трещиноватости, которые могут явиться дифракторами, различия упругих свойств. Таким образом, сочетание изменений «увеличение  $F_L$  и  $F_C + W = \text{const}$ » или «увеличение  $F_L$  и  $F_C$  и  $W$ » является признаком наличия зоны мелких разноориентированных трещин.

## Выводы

Изучение волновых процессов совершенствует модельные представления о них. Исследование причинно-следственных связей позволяют глубже понимать волновые процессы в трещиноватом массиве, дает возможность изучать причинные отношения между явлениями, установить существенные в данных условиях причины и второстепенные. Установленные признаки напрямую прогнозируют наличие трещиноватости независимо от ее генезиса и литологического типа пород.

#### **Список литературы**

Бродовой В. В. [1989] Скважинная и шахтная рудная геофизика: Справочник геофизика. В двух книгах /Под редакцией В. В. Бродового. Книга первая. -М.: Недра, 320 с.

Гурвич И. И., Боганик Г.Н. Сейсмическая разведка. М.: Недра, 1980. 551 с.

Семерикова И. И. [2005] Методика распознавания трещинных сред в сейсмических волновых полях. 7 Международная научно-практическая конференция «Геомодель – 2005», С. 97

Semerikova I. I. [2012] Technique for Recognizing of Fractured Zones Based on the Analysis of Amplitude and Frequency Attributes of the P-P Reflections. 74th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2012, Copenhagen, Denmark, номер W044

Irina Semerikova. [2017] Studying of wave processes in a rock mass by technique for recognizing fractured zones in fields of seismic waves. . / Geomodel 2017 - 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. ISBN: 978-94-6282-226-9, ISSN: 2214-4609 DOI: 10.3997/2214-4609.201702274

## **Investigations of wave process features in fractured media.**

**Irina Semerikova**

*Mining Institute of the Ural Branch of Russian Academy of Sciences, Perm*

The results of application of a specialized interpretation technique for recognition of fractured earth for studying wave processes in a rock mass are presented. The technique is based on the search criteria we established in the amplitude and spectral parameters of longitudinal reflected waves, developed at the Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. Prospecting indicators for fractured geo-objects of different types are established a posteriori by examining both in the laboratory as well as under conditions of natural occurrence of rocks. The effect of increasing the value of the frequency coordinate of the centroid in the zones of small differently oriented fractures is revealed. The change in the centroid is determined by various changes of the left and right boundary frequencies. Multiregression is considered: the dependence of the centroid frequency on the left and right boundary frequencies. In the regression scattergram, regions are distinguished, each of which has its own character of the variability of the spectral parameters. Since the formation of a particular type of wave is due to the internal structure of the fracturing zone, it is possible to judge the characteristics of fractures from the change in spectral parameters. The established effect can be realized due to non-coherent summation of waves of different frequency and amplitude. The presence of different-frequency waves, in our opinion, is due to the internal structure of the fracturing zone, in which the formation of waves of different types: separate interference waves, multiply reflected from the superface and the subface inside the fracture; channel-wave signal - Rayleigh wave modes and Love wave modes; monochromatic waves on which an incident wave splits in when reflected of non-mirror from geometrically and physically rough interfaces; diffracted waves.

The effect of increasing the value of the frequency coordinate of the centroid in the zones of small differently oriented cracks is revealed. The change in the centroid is determined by various changes of the left and right boundary frequencies. Multiregression is considered: the dependence of the centroid frequency on the left and right boundary frequencies. In the regression scattergram, regions are distinguished, each of which has its own character of the variability of the spectral parameters. Enrichment of the spectrum with high frequencies is due to the formation of a complex reflected wave consisting of individual waves, multiple reflected of the top and the bottom inside the fracture, which has a higher frequency than the incident wave. Enrichment of the spectrum by low frequencies is due to the formation of diffracted waves whose period is over the incident wave. Since the formation of a particular type of wave is due to the internal structure of the fracturing zone, it is possible to judge the characteristics of fractures from the change in spectral parameters.

## *Восстановление параметров зоны трещиноватости по сейсмическим данным посредством топологического анализа трёхмерных дифракционных изображений*

**Протасов Максим Игоревич<sup>1</sup>, Хачкова Татьяна Станиславовна<sup>1</sup>, Колюхин Дмитрий Романович<sup>1</sup>, Базайкин Ярослав Владимирович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *ИНГГ СО РАН, Новосибирск*

### **Введение.**

Возможность точно определять зоны трещиноватости и характеризовать их свойства имеет важное значение. К настоящему времени разработаны методики для определения местонахождения этих микроструктур путем анализа дифрагированных/рассеянных волн. Например, в работе [Шленкин и др., 1990] предлагается комплекс процедур для усиления дифракционной компоненты и ослабления зеркальных отражений. В последнее время для построения дифракционных изображений стали популярны методы, использующие работу непосредственно в системе координат области изображения [Klokov et al., 2010]. В данной работе представлена методика, сочетающая методы построения дифракционных изображений и их обработки с целью не только определения местоположения, но и восстановления характеристик трещиноватых зон из сейсмических данных. На первом этапе разработан алгоритм статистического моделирования дискретной системы трещин, для которой применим анализ в сейсмическом диапазоне частот. Затем для сейсмической модели, которая содержит полученные трещины, строятся дифракционные изображения. Подход, используемый для этого, является модификацией метода фокусирующих преобразований [Шленкин и др., 1990; Поздняков, Чеверда, 2005] и тоже опирается на концепцию селективных изображений [Protasov et al, 2016, Протасов и др., 2017]. Их построение основано на Гауссовых пучках [Porov, 2002], отличительной особенностью которых является максимально возможная пространственная разрешённость. На последнем этапе проводится топологический анализ части этих изображений, содержащих трещиноватую зону. Представлены численные результаты для ряда разработанных синтетических моделей, которые демонстрируют надежное восстановление статистических характеристик коридоров трещиноватости.

### **Моделирование: дискретная система трещин.**

Для статистического моделирования системы трещин мы использовали общую схему, описанную в работе Xu and Dowd, 2010. Трещины представляются в виде эллипсоидов. Ориентация плоскости эллипсоида определяется направлением нормали, параллельной меньшей оси эллипсоида. Для всех рассмотренных моделей среднее значение угла падения выбирается равным 90 градусов, т.е. трещины вертикальны. Среднее значение направления погружения и дисперсия отклонения от этого направления выбираются отдельно для каждого семейства трещин. Геометрические размеры трещин определяются размерами главных осей. Для моделирования трещин в сейсмическом масштабе реализуется кластерная модель распределения трещин. На первом этапе моделируются семейства больших трещин (или коридоров трещиноватости). Далее, в окрестности каждой большой трещины моделируются мелкие трещины. На рисунке 1а представлен пример модели с двумя семействами трещин: 80 больших трещин одного семейства и 120 больших трещин другого семейства.

### Дифракционные изображения: локализация трещиноватой зоны.

Для локализации трещиноватых зон используются метод построения дифракционных изображений, в основе которого лежит условие визуализации в структурных углах (Protasov et. al, 2016, Протасов и др., 2017):

$$\widehat{f}(\bar{x}; \beta) = \int T_p^{gb_2}(x_s, y_s; \bar{x}, \gamma, \theta, \beta; \omega) \bar{T}_p^{gb_1}(x_r, y_r; \bar{x}, \gamma, \theta, \beta; \omega) \bar{\varphi}(x_r, y_r; x_s, y_s; \omega) k(\bar{x}, \gamma, \theta, \beta) dx_r dy_r dx_s dy_s d\omega d\gamma d\theta \quad (1)$$

Здесь  $k(\bar{x}; \theta, \beta) = 8 \cos(\beta)^3 \cos(\theta) / v_p(\bar{x})$ ,  $\bar{\varphi}(x_r, y_r; x_s, y_s; \omega)$  - много-компонентные сейсмические данные в частотной области, а также на поверхности наблюдений вычисляются веса суммирования, являющиеся нормальной производной Гауссова пучка в координатах приёмников и нормальной производной от скалярной части в координатах источников:

$$\bar{T}_{qp}^{gb_1}(x_r, y_r; \bar{x}; \gamma, \theta, \beta; \omega), T_{qp}^{gb_2}(x_s, y_s; \bar{x}; \gamma, \theta, \beta; \omega) \quad (2)$$

Эти производные зависят от структурных углов падения и азимута, а также углов открытия. Изменяя азимуты и углы падения, становится возможным контролировать видимость/невидимость геологических объектов. И на этой основе для многих реальных случаев можно обеспечить дифракционное изображение, которое позволяет найти зоны трещиноватости (Протасов и др., 2017). На Рисунке 1 представлены дифракционные изображения. Они были получены для диапазона углов падения [10 50], но различного диапазона азимутальных углов: [0 360] градусов (рис. 1б), [-30 60] и [150 240] градусов (рис. 1в), [60 150] и [240 330] градусов (рис. 1г).



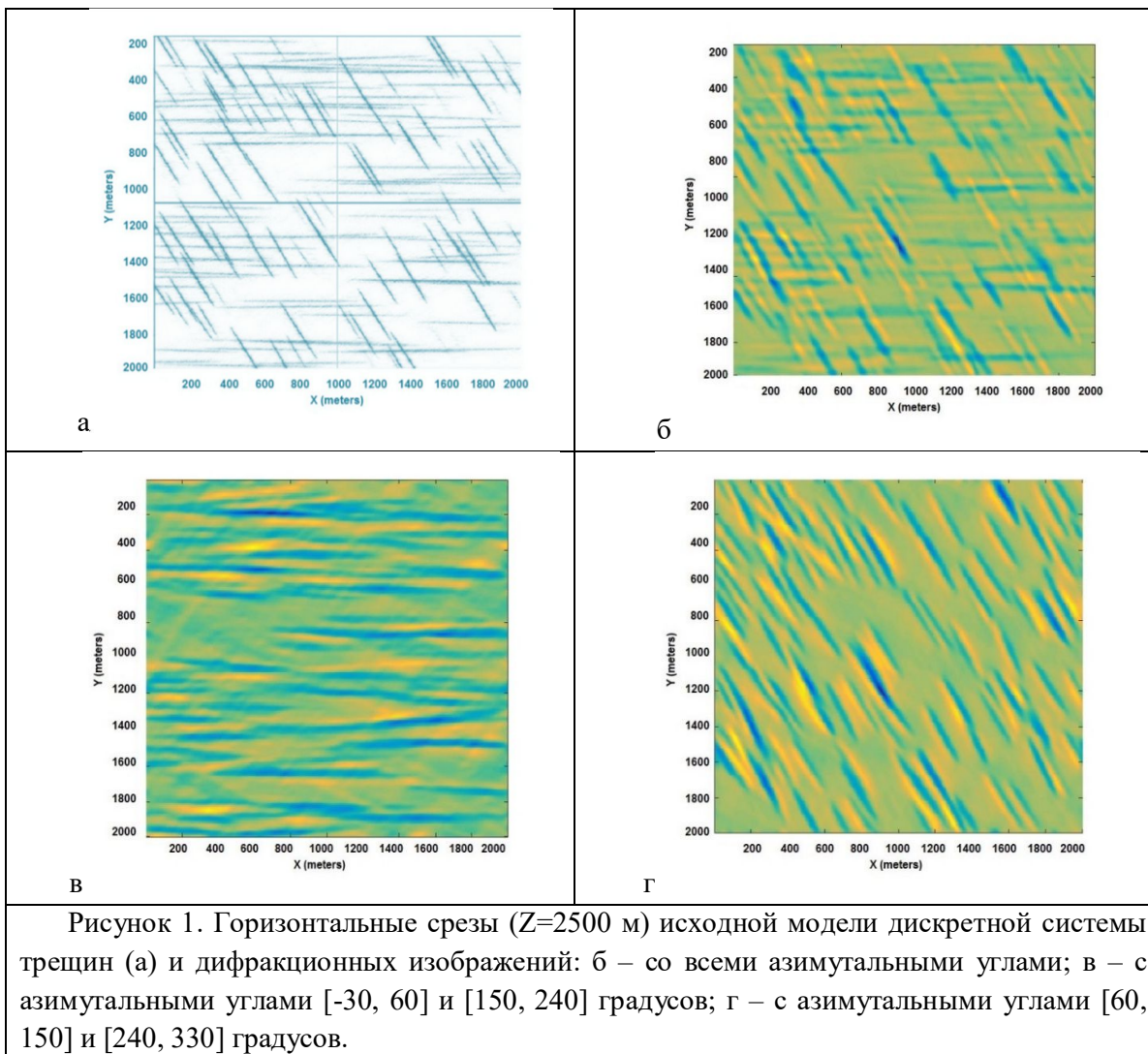
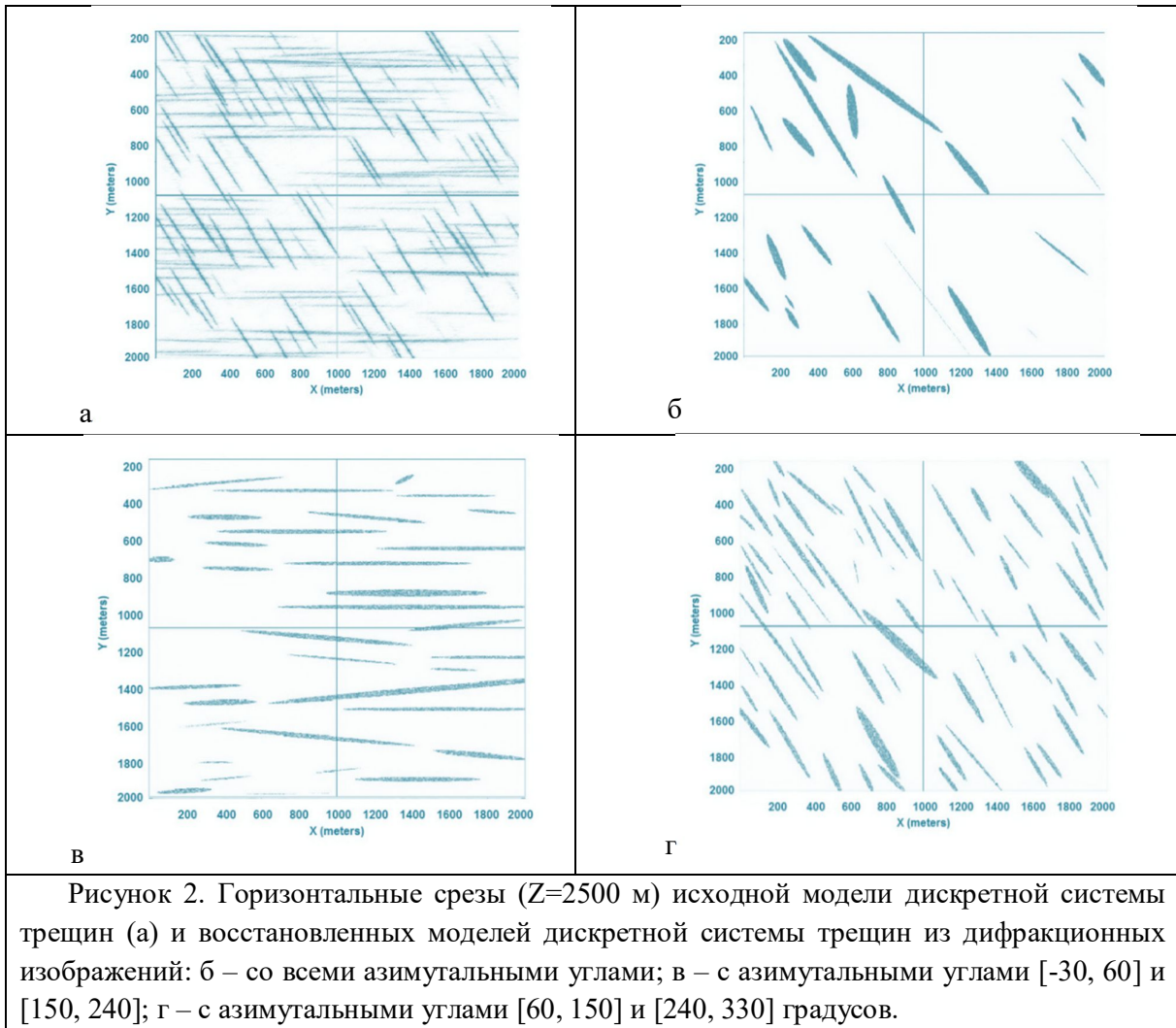


Рисунок 1. Горизонтальные срезы ( $Z=2500$  м) исходной модели дискретной системы трещин (а) и дифракционных изображений: б – со всеми азимутальными углами; в – с азимутальными углами  $[-30, 60]$  и  $[150, 240]$  градусов; г – с азимутальными углами  $[60, 150]$  и  $[240, 330]$  градусов.

### Обработка дифракционных изображений: характеристика трещиноватой зоны.

Далее решается задача восстановления параметров моделирования трещиноватой зоны по дифракционным изображениям, а именно статистических характеристик геометрии трещин. Для этого разработан метод на основе использования алгоритмов вычислительной топологии посредством вычисления геометрических характеристик компонент связности («трещин»), рассчитанных и хранящихся в виде дерева поглощений [Bazaikin et al., 2013]. На рисунке 2 представлена оригинальная модель с двумя семействами больших трещин (рис. 2а) и модели, построенные с использованием характеристик трещин (рис. 2б, 2в, 2г), восстановленных из соответствующих дифракционных изображений (рис. 1б, 1в, 1г) разработанным топологическим алгоритмом. Видно, что трещины плохо восстановлены, когда используется дифракционное изображение, где просуммированы все азимутальные углы, но если семейства трещин разделить на этапе получения дифракционного изображения, то топологический алгоритм восстанавливает характеристики, которые дают картину, близкую к исходной модели. Более того, многие характеристики статистически эквивалентны характеристикам исходной модели (Таблица 1). В частности, распределение восстановленных трещин эквивалентно распределению исходных трещин, что подтверждает значение индекса Моришита, который является мерой подобия двух распределений.





### Заключение.

Предложена методика восстановления параметров пространственного распределения трещин посредством построения дифракционных изображений и их последующего топологического анализа, а также представлен метод статистического моделирования дискретной системы трещин в сейсмическом масштабе. Численные результаты показывают, что в сейсмическом диапазоне частот достаточно хорошо восстанавливаются статистические параметры коридоров трещиноватости, а именно среднее значение длины коридоров и среднее значение направлений, а также воспроизводится равномерность распределения центров больших трещин.

### Благодарности.

Работа поддержана РФФИ, грант № 17-05-00001.

### Список литературы

Поздняков В.А., Чеверда В.А., 2005. Фокусирующие преобразования сейсмических данных для площадных стационарных систем. Геология и геофизика, т.46, №.3, с.328 – 337.

*Протасов М.И., Решетова Г.В., Чеверда В.А., 2017, Построение трёхмерных дифракционных сейсмических изображений по данным 3D-сейсморазведки на основе асимметричного суммирования и спектральной фильтрации. Геофизика, №2, с. 14–21.*

*Шлёнкин С.И., Лавриненко А.Б., и др., 1990, Миграция исходных сейсмозаписей на основе фокусирующих преобразований как средство повышения информативности сейсморазведки. Фундаментальные проблемы нефтегазгеологической науки. Кн. 2. Ред. Э.Д.Бакиров. М.:ВНИИОНГ, 1990, с. 145-154.*

*Я.В. Базайкин, В. А. Байков, И. А. Тайманов, А. А. Яковлев, 2013, Численный анализ топологических характеристик трехмерных геологических моделей нефтегазовых месторождений. Математическое моделирование. Т. 25, № 10. С. 19–31.*

*Klokov A., Landa E., Moser T.J., 2010, Separation and imaging of seismic diffractions in dip angle domain. 72th EAGE Ann. Mtg. Expanded Abstracts.*

*Popov M.M., 2002, Ray theory and Gaussian beam for geophysicists. EDUFBA, SALVADOR-BAHIA.*

*Protasov M.I., Reshetova G.V., and Tcheverda V.A., 2016, Fracture detection by Gaussian beam imaging of seismic data and image spectrum analysis. Geophysical Prospecting, v.64(1), pp. 68–82.*

*C. Xu, P.Dowd, 2010, A new computer code for discrete fracture network modelling. Computers & Geosciences 36, 292–301.*

	Средняя длина (м)	Индекс Моришита	Среднее направление главной оси	Число трещин
Модель: семейство 1	401.3	0.9356	(0.8669, 0.4984, -0.0008)	120
Дифракционное изображение: Рисунок 2г	405		(0.8673, 0.4978, -0.0048)	83
Модель: семейство 2	1000.	1.0078	(0.0030, 1.0000, 0.0046)	80
Дифракционное изображение: Рисунок 2в	890		(0.0070, 1.0000, -0.0018)	56
Таблица 1. Характеристики модели трещин: истинные и восстановленные из дифракционных изображений.				

## **Recovery of fracture zone parameters from seismic data using topological analysis of three-dimensional diffraction images**

**Protasov Maxim Igorevich<sup>1</sup>, Khachkova Tatyana Stanislavovna<sup>1</sup>, Kolyukhin Dmitry Romanovich<sup>1</sup>, Bazaikin Yaroslav Vladimirovich<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *IPGG SB RAS, Novosibirsk*

The ability to precisely locate fractures, characterize their properties and provide their modeling is of a high importance. Various techniques have been developed to locate the microstructures i.e. fractures through the analysis of diffracted/scattered elastic waves. For example, [Shlenkin et al., 1990] proposes a set of procedures for enhancing the diffraction component and attenuating specular reflections. Recently, methods that use work directly in the coordinate system of the image area have become popular for building diffraction images [Klokov et al., 2010]. This paper presents a technique that combines methods for constructing diffraction images and processing them in order not only to determine the location but also to restore the characteristics of fractured zones from seismic data. First, we develop the statistical model that properly describe fracture systems on the seismic scale. The main existing approaches to statistical modeling of the fracture systems are described in (Tran, 2007; Xu and Dowd, 2010). Explicit statistical modeling of the fracture network and evaluation of the permeability of the medium were carried out, for example, in (Odling et al. 2004; Oman and Niemi, 1997; Tran and Ravoof, 2007). In the presented paper we use the concept of a discrete fracture network (DFN) which requires an explicit spatial position, size and orientation of each fracture (Xu and Dowd, 2010). So, the fractures attributes (i.e. direction and size) are defined by corresponding statistical distributions. Then, for a seismic model that contains the fractures, diffraction images are constructed. The approach used for this is a modification of the method of focusing transformations [Shlenkin et al., 1990; Pozdnyakov, Cheverda, 2005] and also relies on the concept of selective images [Protasov et al, 2016, Protasov et al., 2017]. Their construction is based on Gaussian beams [Popov, 2002], their distinguishing feature is the maximum possible spatial resolution. At the last stage, a topological analysis of these images is carried out in the area containing a fractured zone. The information about the fracture corridors is extracted via computational topology algorithms (Bazaikin et. al, 2013). Numerical results are presented for a number of developed synthetic models that demonstrate reliable reconstruction of the statistical characteristics of fracture corridors.

# *Применение AVAZ/FAVAZ анализа для прогнозирования проницаемой трещиноватости при обработке полно-азимутальных сейсмических данных*

**Иноземцев Александр Николаевич<sup>1</sup>, Соловьев Вадим Николаевич** <sup>2</sup>

<sup>1</sup> ООО “Парадайм Геофизикал”

## **Введение**

В докладе представлены технология и результаты применения полно - азимутальной обработки сейсмоданных в локальной угловой области [1] с целью изучения проницаемой трещиноватости на основе совместного использования AVAZ/FAVAZ анализа. Традиционный AVAZ [2] анализ дает информацию об эффектах НТИ анизотропии, связанных с общей трещиноватостью (закрытые, проницаемые трещины), включая их азимутальное направление. FAVAZ анализ дает информацию о частотных вариациях в спектрах отраженных сигналов в зависимости от азимутального направления, связанных с эффектами поглощением, которые возникают в коллекторах с проницаемой флюидонасыщенной трещиноватостью. Предпосылками частотного анализа для изучения трещиноватых и флюидонасыщенных сред послужили работы [4,5,6]. В докладе приведен технологический процесс совместного использования полно-азимутной обработки в локальной угловой области [1] и AVAZ/FAVAZ анализа для выделения зон проницаемой трещиноватости, который был успешно использован для прогнозирования карбонатных резервуаров на одном из нефтяных месторождений в СНГ [3,7]. Показано, что используя AVAZ/FAVAZ анализ, можно прогнозировать области проницаемой (и, как правило, нефтенасыщенной) трещиноватости. Это повышает надежность прогнозирования зон распространения нефтенасыщенных трещин по сравнению с AVAZ анализом, который регистрирует общие эффекты НТИ анизотропии. Показана также эффективность применения результатов AVAZ/FAVAZ анализа при интегральной интерпретации результатов совместно с сейсмическим изображением структурно-тектонического каркаса (СИ-СТК).

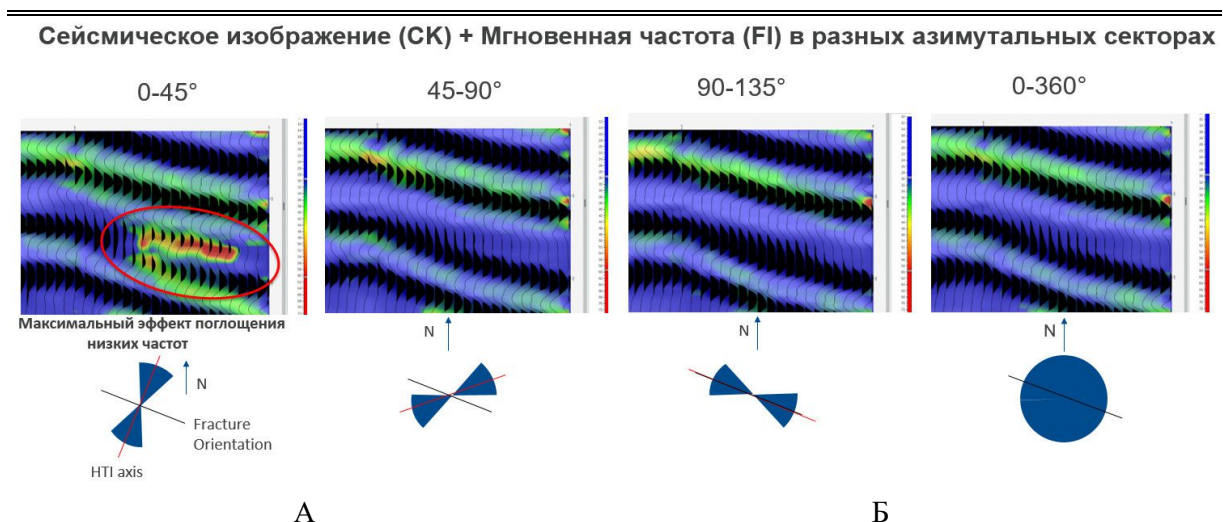
## **Метод и технология**

Для решения задачи по изучению проницаемой трещиноватости на одном из нефтяных месторождений СНГ была выполнена полно-азимутальная технологии глубинной обработки в локальной угловой области (LAD processing [1]) с последующим применением AVAZ [2] и FAVAZ[7] анализа по следующему графу [3]: 1-Полно-азимутальная временная обработка с сохранением амплитуд, спектра и формы сигнала. 2-Модель-базированная 3D трассировка лучей для изучения освещенности целевых глубинных объектов с учетом анизотропии скоростей и оценка надежности данных для полно-азимутальных исследований. 3- LAD миграция и обработка с получением полно-азимутальных Дирекционных сейсмограмм (ДС) и Рефлекционных сейсмограмм (РС). 4-Извлечение из ДС информации о наклоне, азимуте и непрерывности отражающих подповерхностных объектов и неоднородностей. 5- Разделение волнового поля в ДС на зеркальную и дифракционную компоненту, на основе адаптивного удаления зеркальной энергии из ДС. 5-VVAZ анализ по РС. 6- Интерактивный анализ азимутально-зависимой остаточной кинематики (RMOz). 7- Обобщенная инверсия типа Дикса, где эффективные параметры последовательно конвертируются в локальные (пластовые) эффективные и интервальные параметры НТИ анизотропии. 8 - Анализ амплитуд

в зависимости от азимутов (AVAZ анализ и инверсия) для получения более точной информации об НТИ интенсивности и направления ее оси симметрии. 9- Изучение частотного поглощения (FA) в зависимости от азимутального направления или FAVAZ анализ. 10- Оценка на основе FAVAZ анализа интенсивности частотного поглощения (FAI) и прогноз зон проницаемой трещиноватости. 11-Интегральная интерпретация результатов обработки ДС/РС и AVAZ/FAVAZ анализа для прогноза перспективных зон проницаемой (нефтенасыщенной) трещиноватости коллекторов. Основные параметры полевой съемки: кратность -100, отношение длины и ширины активной расстановки – 0.9, максимальные углы раскрытия на кровле целевого горизонта - 40°, вибросейсмический метод, частотный спектр свип-сигнала 12-100 Hz

### Результаты и примеры прогноза

На рисунке 1 приведены результаты FAVAZ анализа: совместное сейсмическое изображение структурного каркаса (СК) и атрибута - мгновенная частота (FI), характеризующего изменение частотного спектра по вертикали и латерали, в данном случае связанного с частотным поглощением (FA) низкочастотной составляющей эффективной части спектра. Трендовое направление оси симметрии НТИ анизотропии, определенное по данным AVAZ находится в пределах азимутального сектора 0-45°. Временной и глубинный интервал анализа соответствует терригенным отложениям возраста J2 на одном из месторождений Западной Сибири. Максимальный эффект поглощения низких частот соответствует азимутальному сектору суммирования сейсмограмм 0-45°, когда фазовый фронт волнового поля направлен вкост трещиноватости. Минимальный эффект поглощения низких частот соответствует азимутальному сектору суммирования сейсмограмм 90-135° (вдоль трещиноватости). Полно-азимутальная сумма 0-360° дает осредненный эффект поглощения, который не отображает реальную картину. Промежуточное значение эффекта поглощения отображается в секторе 45-90°, который направлен под наклоном к трещиноватости.

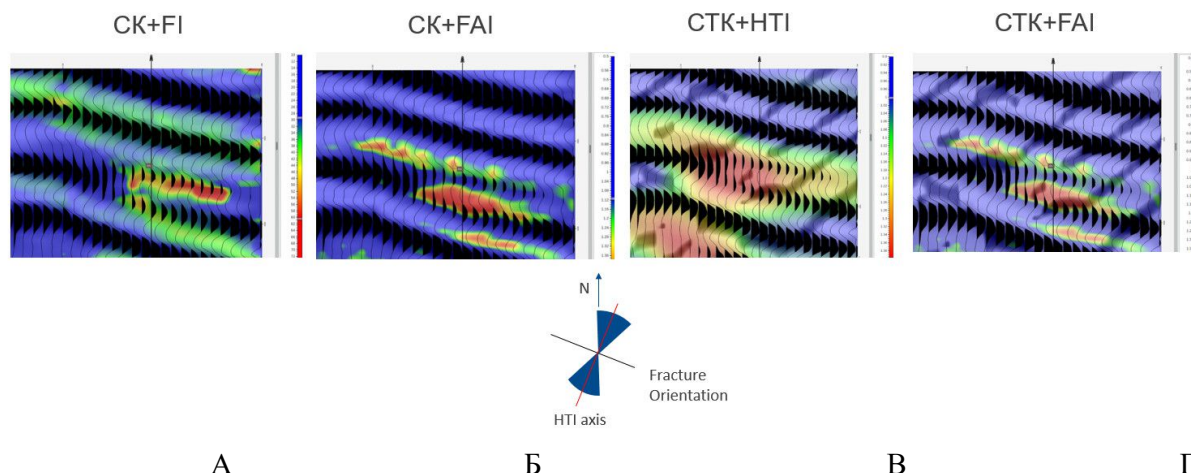


**Рисунок 1.** Результаты FAVAZ анализа по изучению проницаемой трещиноватости в песчаниках терригенных отложениях возраста J2 для разных азимутальных секторов

суммирования. Красная прямая – направление оси симметрии, черная прямая – направление трещин.

На рисунке 2 приведены: А- сейсмическое изображение (СК) для азимутального сектора 0-45° совместно с атрибутом мгновенная частота FI; Б - СК совместно с атрибутом интенсивность НТІ анизотропии, напрямую связанного с общей трещиноватостью (открытые и проницаемые трещины); В – сейсмическое изображение структурно-тектонического каркаса -СТК (полученного по Зеркальной и Дифракционной компоненте в процессе полно-азимутальной миграции в локальной угловой области) совместно с интенсивностью НТІ анизотропии; Г – СТК совместно с интенсивностью частотного поглощения (FAI).

**Сейсмическое изображение СТК и AVAZ/FAVAZ атрибутов в азимутальном секторе 0 - 45°**



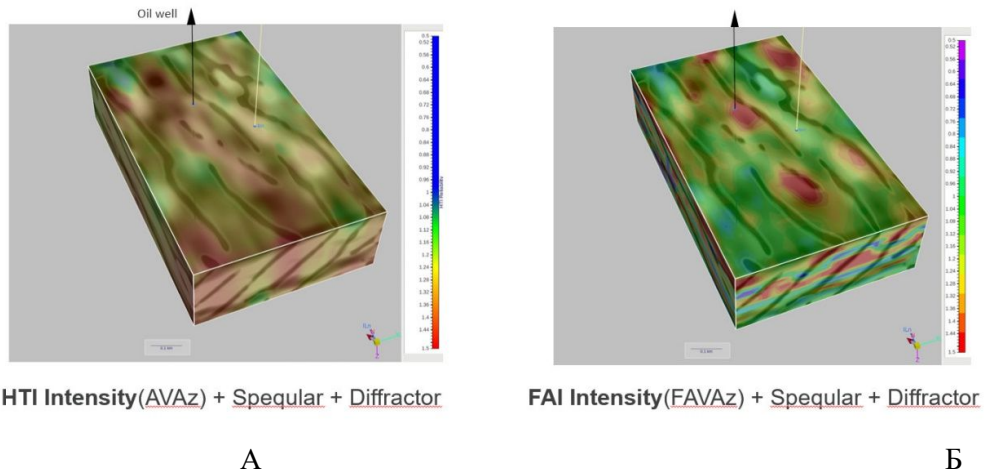
**Рисунок 2.** Комплексный анализ результатов FAVAZ анализа в азимутальном секторе 0-45° вдоль продольного сечения, проходящего через нефтенасыщенную скважину.

А – сейсмический каркас СК + мгновенная частот FI; Б – СК + интенсивность НТІ анизотропии; В – структурно-тектонический каркас СТК + интенсивность частотного поглощения FAI

Из анализа результатов следует, что интенсивность НТІ анизотропии и FAI интенсивность в целом коррелируются между собой, но пропорционально. FAI более локализована, так как связана с проницаемыми (часто нефтенасыщенными трещинами), в то время как НТІ интенсивность связана как с открытыми трещинами так и с закрытыми). Большой плотности трещин, определенной по НТІ может соответствовать меньшее количество проницаемых трещин, определенное по FAI. Можно также видеть, что нарушения, выделенные по Дифракционной компоненте также контролируют зоны повышенных и пониженных значений FAI, создавая блочную структуру залежи. СК показывает, что сама залежь связана со структурной ловушкой – выклинивание.

На рисунке 3 приведено сравнение в 3D распределения интенсивности НТІ анизотропии и интенсивности FAI поглощения частот в рамках СИ-СТК в районе продуктивной и непродуктивной скважины на глубинном срезе нефтенасыщенного коллектора.



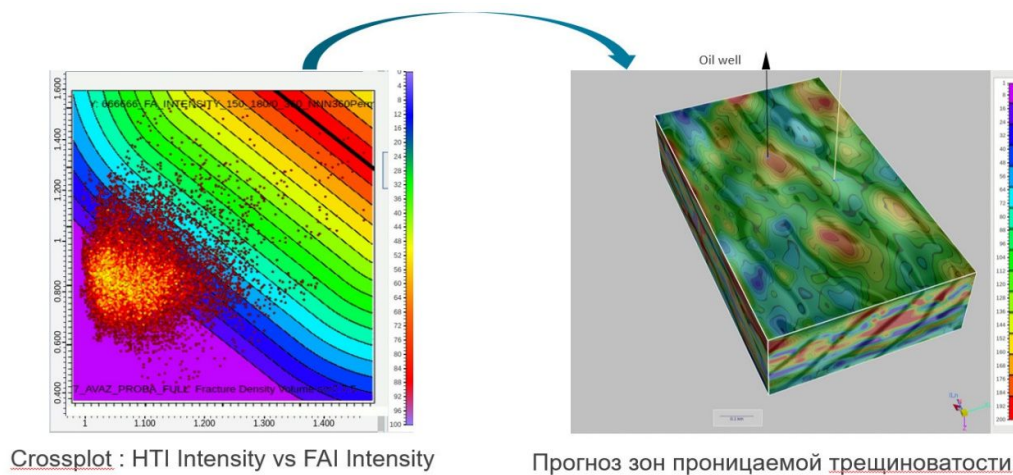


**Рисунок 3.** Сравнение распределения интенсивности НТИ анизотропии (А) и интенсивности FAI поглощения частот (Б) в СИ-СТК в районе продуктивной (черный цвет) и непродуктивной скважины(желтый цвет). Терригенные коллектора группы В (К). Западная Сибирь

Сравнение распределения интенсивности НТИ анизотропии (AVAz) и интенсивности FAI частотного поглощения (FAVAz) в объеме показывает, что существует общая корреляция между интенсивностью НТИ и FAI. Зоны повышенных значений FAI более локализованы имеют другую форму и меньшие размеры, чем НТИ интенсивность. Нарушение в центре разделяет FAI на зону высоких и зону низких значений. Продуктивная скважина попадает в аномальную зону. Непродуктивная скважина находится по другую сторону нарушения, в зоне низких значений атрибуга FAI.

На рисунке 4 дан прогноз перспективных зон проницаемой трещиноватости.

На объемном кроссплоте между НТИ и FAI интенсивностью можно выделить зоны их общей корреляции и отобразить их в сейсмическом изображении СТК, и таким образом выделить перспективные зоны проницаемой трещиноватости для заложения новых эксплуатационных скважин или зон ГРП. Очень хорошо видно, что нарушения практически контролируют зоны с высокой проницаемостью и зоны с низкой проницаемостью коллектора



**Рисунок 4.** Прогноз зон проницаемой (нефтенасыщенной) трещиноватости на основе кросс корреляции между НТИ и FAI интенсивностью в объеме.

## Заключение

В статье продемонстрированы новые возможности по прогнозированию проницаемой трещиноватости, которые предоставляет нам полно-азимутальная LAD технология глубинной обработки сейсмических данных. Используя описанную методику интегральной интерпретации с привлечением FAVAZ анализа можно изучать не только эффект НТИ анизотропии, связанный с общей трещиноватостью среды, но и более тонкие эффекты азимутальной анизотропии, связанные с частотным поглощением отраженных сейсмических сигналов в проницаемых трещиноватых коллекторах. Таким образом, можно достаточно уверенно регистрировать эффект поглощения низких частот в случае открытой проницаемой трещиноватости, которая, как правило, связана с нефтенасыщением, AVAZ атрибуты дают более общую картину трещиноватости, которая включает открытые и проницаемые трещины. Интенсивность FAI является прямым индикатором проницаемой трещиноватости. Используя кросс-плоты между атрибутами НТИ и FAI интенсивность можно значительно повысить надежность прогноза проницаемых и нефтенасыщенных трещиноватых зон для задач эксплуатационного бурения и более точного построения геологических и гидродинамических моделей.

## Список литературы

1. Koren, Z., I. Ravve, Full-azimuth Subsurface Angle Domain Wavefield Decomposition and Imaging, *Geophysics*, Vol. 76 No. 1, January-February 2011, P S1-S13.
2. Anat Canning and Alex Malkin, Paradigm, Azimuthal AVA Analysis Using Full-Azimuth 3D Angle Gathers: SEG, Houston, 2009, International Exposition and Annual Meeting.
3. Alexander Inozemtsev, Zvi Koren and Alexander Galkin. Applying full-azimuth depth imaging in the local angle domain to delineate hard-to-recover hydrocarbon reserves. *First Break*, Vol 35, December, 2017.
4. Methods for studying cracks and pores of rocks based on acoustic logging data. Gik LD, Physical Mesomechanics, 2008, 11-4-2008, 67-73. Proceedings of the SB RAS, Institute of Petroleum Geology and Geophysics. Trofimuka
5. Thomsen. L., 1995, Elastic anisotropy due to aligned cracks on porous rock., *Geophys. Prosp.*, 43, 805-830.
6. Environment Models in Exploration Seismology. E.A. Kozlov. GERS Publishing, 2006.
7. Inozemtsev A.N. Full-azimuth technology to study the frequency absorption - FAVAZ for prediction of permeable and oil-saturated zones in fractured reservoirs according to seismic data. Materials of the 18th Conference of users of software and TP companies Roxar, Gelendzhik, October 8, 2018



**Application of AVAZ/FAVAZ analysis to predict permeable fracture in the processing of full-azimuth seismic data**

**Alexander Nikolaevich Inozemtsev LLC "Paradigm Geophysical",**

**Vadim Nikolaevich Soloviov LLC "Paradigm Geophysical"**

The report presents the technology and results of applying full-azimuth seismic data processing in the local angle domain in order to study the frequency absorption of reflected signals depending on the azimuthal direction of the source-receiver rays pairs to assess fracture permeability zones in one of the oil fields in the CIS. The frequency absorption (FA) as a function of azimuths (FAVAZ) is primarily due to the presence of permeable fracture in the reservoirs, fluid saturation and fluid movement. The physical and theoretical background of such effects are described in the articles of L.Tomsen, G.Goloshubin and E.Kozlov, etc. They contain the physics of frequency absorption effects for dry and fluid-saturation fractures. In particular, in the case of permeable (oil-saturated) fractures, the effect of low-frequency absorption of spectral components may form. In addition, the effect of low-frequency absorption (anisotropy of absorption) depends on the azimuthal direction of permeable fluid-saturated fractures. The report describes the process of sharing full-azimuth processing in the local angle domain [Zvi Koren, 2011] and AVAZ / FAVAZ analysis for localization of permeable fracture, which was successfully used to predict carbonate reservoirs in one oil field from the CIS. It is shown that using AVAZ / FAVAZ analysis, it is possible to predict zones of permeable (and, as a rule, oil-saturated) fracture. This increases the reliability of prediction of oil-saturated fractures compared to AVAZ analysis, which registers the general effects of HTI anisotropy associated with both closed and open fractures. Particular attention is paid to the pre-processing of full-azimuth data with amplitude preservation and QC control at different stages of the workflow. The effectiveness of the use of the results of AVAZ / FAVAZ analysis with an integrated interpretation together with the seismic image of the structural-tectonic skeleton is also shown.

## *Повышение достоверности локализации малоразмерных элементов среды на основе выделения рассеянной компоненты сейсмического поля*

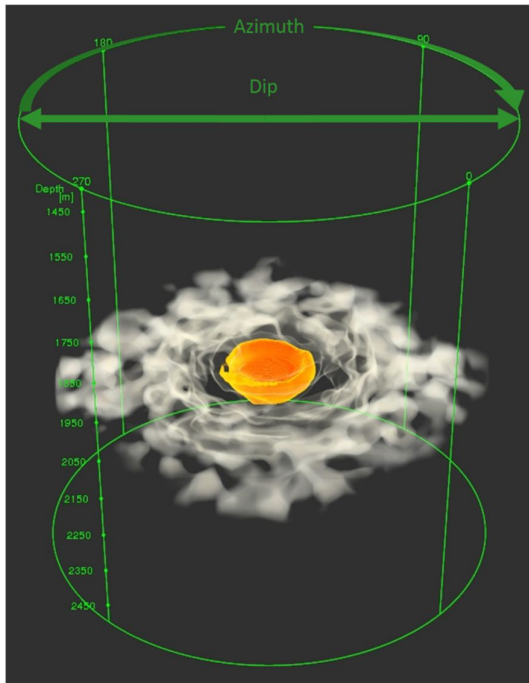
**Смирнов Константин Александрович**

*ООО «ПетроТрейс», Москва*

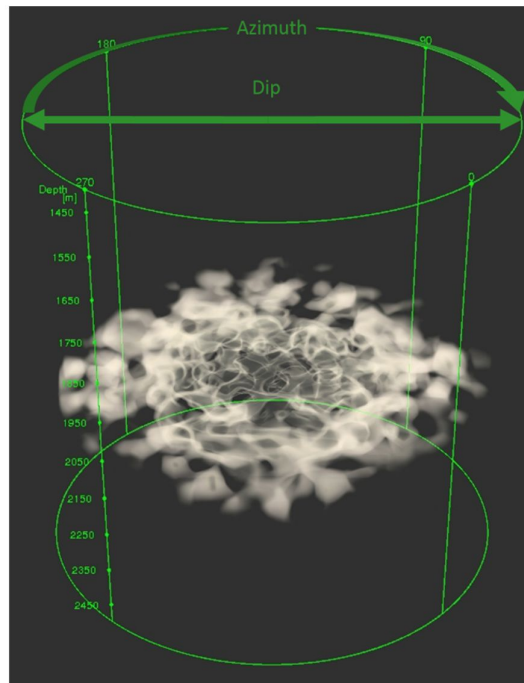
Локализация малоамплитудных нарушений, карстов, коридоров трещиноватости и других малоразмерных элементов среды может играть ключевую роль для оптимальной разработки нефтяных и газовых месторождений. Традиционные методы выделения подобных объектов по сейсмическим данным основаны на расчете кубов когерентности, кривизны и других атрибутов на базе куба амплитуд. Данные атрибуты являются производными от суммарного куба и обладают рядом недостатков и ограничений (Marfurt and Alves, 2015). Выделение и анализ рассеянной компоненты сейсмического поля набирает все больший интерес и основан на том, что малоразмерные элементы среды с резкими изменениями свойств являются источниками дифракции, вызывающими рассеивание сейсмических волн (Landa, 2012).

На сегодняшний день, существуют разные алгоритмы и методики выделения рассеянной компоненты сейсмического поля. Для оценки эффективности различных подходов и пригодности их результатов для целей сейсмической интерпретации необходимы простые и понятные критерии. Предлагается использовать следующие критерии достоверности выделения рассеянной компоненты сейсмического поля. Во-первых, результаты выделения рассеянной компоненты должны подтверждать местоположения очевидных дифракторов (например, высокоамплитудных нарушений). Во-вторых, информативность и разрешенность куба рассеянной компоненты должна быть выше, чем у кубов традиционных сейсмических атрибутов. И в-третьих, результаты выделения рассеянной компоненты должны подтверждаться независимыми измерениями (в идеале, данными бурения).

Один из методов выделения рассеянной компоненты сейсмического поля основан на разнице в годографах отраженных и рассеянных волн на глубинных мигрированных сейсмограммах в области углов наклона границ. В данной области, годографы отраженных волн на 2D сейсмограмме отображаются в виде перевернутых парабол (улыбок), а годографы рассеянных волн (над точкой дифракции) – в виде горизонтальных линий (Reshef and Landa, 2009). Разница в кинематике между отраженными и рассеянными волнами в области углов наклона делает это пространство оптимальным для их разделения. В случае 3D широко-азимутальной съемки, годографы отраженных и дифрагированных волн имеют более сложную форму и требуют применения специальных адаптивных методов для эффективного выделения рассеянной компоненты. Компания ПетроТрейс разработала собственную методику адаптивного выделения рассеянной компоненты сейсмического поля на базе 3-х мерного преобразования Радона.



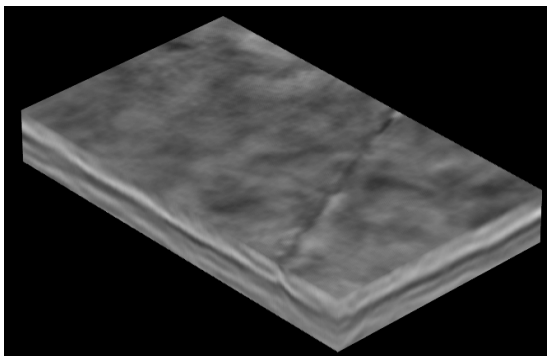
Фрагмент 3D азимутальной сейсмограммы в области углов наклона. Годограф отраженной волны представлен в виде желтого параболоида



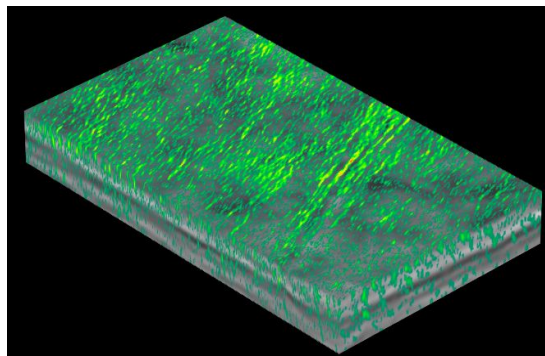
Фрагмент 3D азимутальной сейсмограммы в области углов наклона после адаптивного подавления отраженной компоненты

Результаты применения данной методики на реальных данных показали ее высокую эффективность и соответствие описанным критериям достоверности. Более того, куб рассеянной компоненты более устойчив к помехам, связанными с аномалиями ВЧР и с недостатками системы наблюдений, чем традиционные сейсмические атрибуты.

Комплексирование результатов выделения рассеянной компоненты сейсмического поля с



Традиционный куб амплитуд. Зона тектонического нарушения сечет куб в диагональном направлении



Традиционный куб амплитуд и результат выделения рассеянной компоненты. Рассеянная компонента не только подтверждает зону тектонического нарушения, но также дает возможность локализовать элементы, неразличимые на кубе после традиционной обработки

результатами традиционной обработки повышает достоверность локализации малоразмерных элементов среды, что приводит к более уверенному их картированию и более эффективному планированию бурения.

#### Список литературы

1. Landa E. [2012]. Seismic diffraction: Where's the value?. 82nd SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 1–4, doi: 10.1190/segam2012-1602.1.
2. Marfurt Kurt J. and Alves Tiago M. [2015]. Pitfalls and limitations in seismic attribute interpretation of tectonic features. Interpretation, 3(1), SB5-SB1
3. Reshef, M. and E. Landa, E. [2009]. Post-stack velocity analysis in the dip-angle domain using diffractions. Geophysical Prospecting, 57, 811–821, doi: 10.1111/j.1365-2478.2008.00773x.

## Enhancing confidence in small scale geological features detection through diffraction imaging

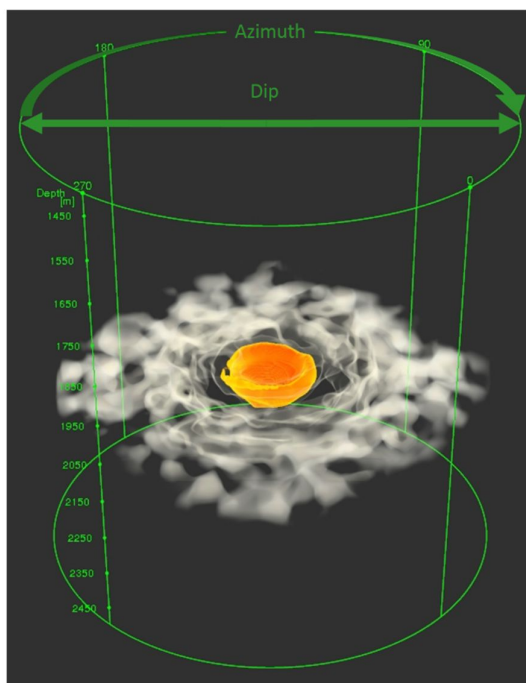
**Konstantin Smirnov**

*PetroTrace LLC, Moscow*

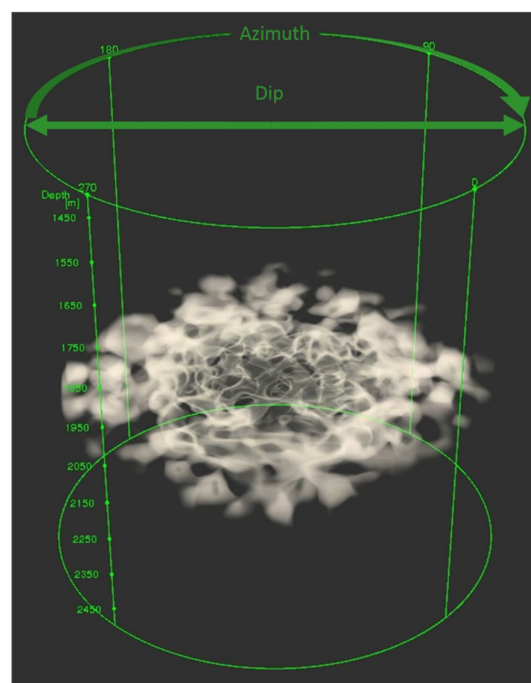
Detection of small amplitude faults, karsts, fracture corridors and other small-scale discontinuities can play a key role in the optimal development of the oil and gas fields. Conventional seismic methods for small-scale geo-features detection are based on coherency, curvature and other poststack attributes calculation. These attributes are derivatives of a stacked amplitude volume and have some pitfalls and limitations (Marfurt and Alves, 2015). Diffraction imaging (DI) has generated interest and it is based on the fact that diffraction is the direct seismic wavefield response to small-scale subsurface discontinuities (Landa, 2012).

There are different DI algorithms and approaches in the industry today. To validate a DI method geophysicists need some clear and intuitive criteria. The following DI robustness checklist is proposed. Firstly, the DI results should confirm evident discontinuities (high amplitude faults, for instance). Secondly, the DI results are expected to have a higher resolution than conventional seismic attributes. Finally, the DI results should be validated by other independent methods (ideally, by well drilling).

One of the DI method is based on the reflection/diffraction responses difference on the dip-angle gathers. In the dip-angle domain, the events from reflections are mapped as the concaved shapes (smiles) on a 2D gather, while the events from diffractions above discontinuities are represented as the horizontal lines (Reshef and Landa, 2009). The difference in kinematics between the reflections and diffractions makes the dip-angle domain the optimal space for reflections/diffractions separation. For the 3D wide azimuth seismic data the shapes of reflections and diffractions are more complex and requires special adaptive techniques for effective diffraction delineation. PetroTrace team developed the proprietary adaptive DI method based on the 3D Radon



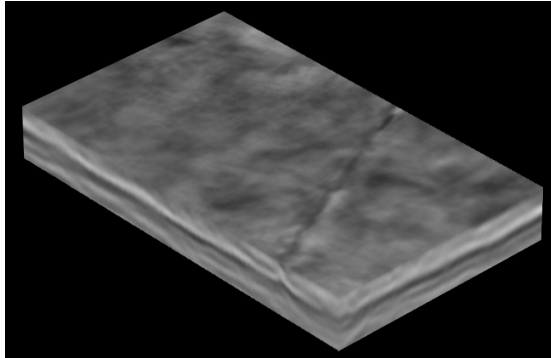
Trimmed dip-angle gather. The reflection event is the yellow paraboloid



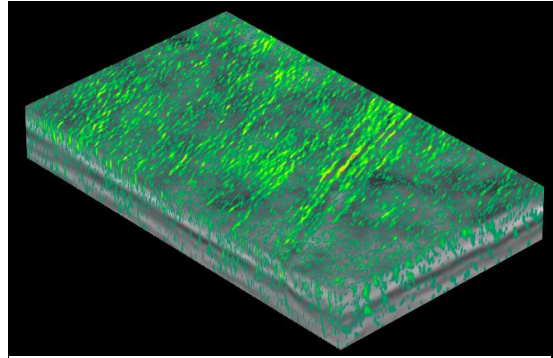
Trimmed dip-angle gather after the adaptive reflection energy suppression

transform.

The developed DI technique application on the real seismic data demonstrated that its results meet the proposed DI robustness criteria. More than that, the DI volume is less sensitive to the artifacts caused by anomalies in the shallow part of the section and to the survey design limitations than conventional poststack seismic attributes.



Amplitude volume after conventional processing with the evident discontinuity (fault) crossing the area in a diagonal direction



Diffraction volume co-visualized with the conventional volume. DI confirms the fault location but also highlights the subtle discontinuities that are not visible on the conventionally processed volume

Integration of DI results with the results of the conventional processing enhances confidence in mapping small-scale geological features of the subsurface, which leads to more effective well planning and drilling.

#### References

1. Landa E. [2012]. Seismic diffraction: Where's the value?. 82nd SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 1–4, doi: 10.1190/segam2012-1602.1.
2. Marfurt Kurt J. and Alves Tiago M. [2015]. Pitfalls and limitations in seismic attribute interpretation of tectonic features. Interpretation, 3(1), SB5-SB1
3. Reshef, M. and E. Landa, E. [2009]. Post-stack velocity analysis in the dip-angle domain using diffractions. Geophysical Prospecting, 57, 811–821, doi: 10.1111/j.1365-2478.2008.00773x.

# ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАНЫХ

*Выделение карбонатного тела, предположительно рифового генезиса, по данным МОГТ-ЗД в сложных сейсмогеологических условиях Южного Урала.*

**Сафина Регина Флуровна, Бруй Светлана Олеговна, Жерновкова Татьяна Владимировна, Прокопьева Ольга Михайловна, Хлебников Михаил Сергеевич, Попов Виталий Григорьевич**  
ООО «РН-УфаНИПИнефть»

#### Введение

Башкортостан является одним из старейших нефтедобывающих регионов России. Открыто значительное количество месторождений нефти и газа. Степень освоенности начальных суммарных ресурсов нефти составляет более 80%. В то же время, несмотря на кажущуюся хорошую изученность территории Республики Башкортостан, изучена она очень неравномерно, как по площади, так и по разрезу. Восточная предгорная часть Республики Башкортостан практически не охвачена геологоразведочными работами. Разрозненные данные бурения старого фонда скважин и сейсморазведочные работы в модификации 2Д дают лишь отдаленное представление об имеющихся перспективах. Для восполнения минерально-сырьевой базы нефти и газа необходима оптимальная и постоянно совершенствуемая методика поисков и разведки с использованием современных достижений сейсморазведки МОГТ-ЗД.

#### Геологическое строение

Зилаирский синклиниорий представляет собой обширную складчатую структуру западного склона Южного Урала вытянутую в меридиональном направлении (Рис.1). Важнейшей особенностью тектоники этой территории является её взбросо-надвиговое, блоковое строение [1, 2,4].



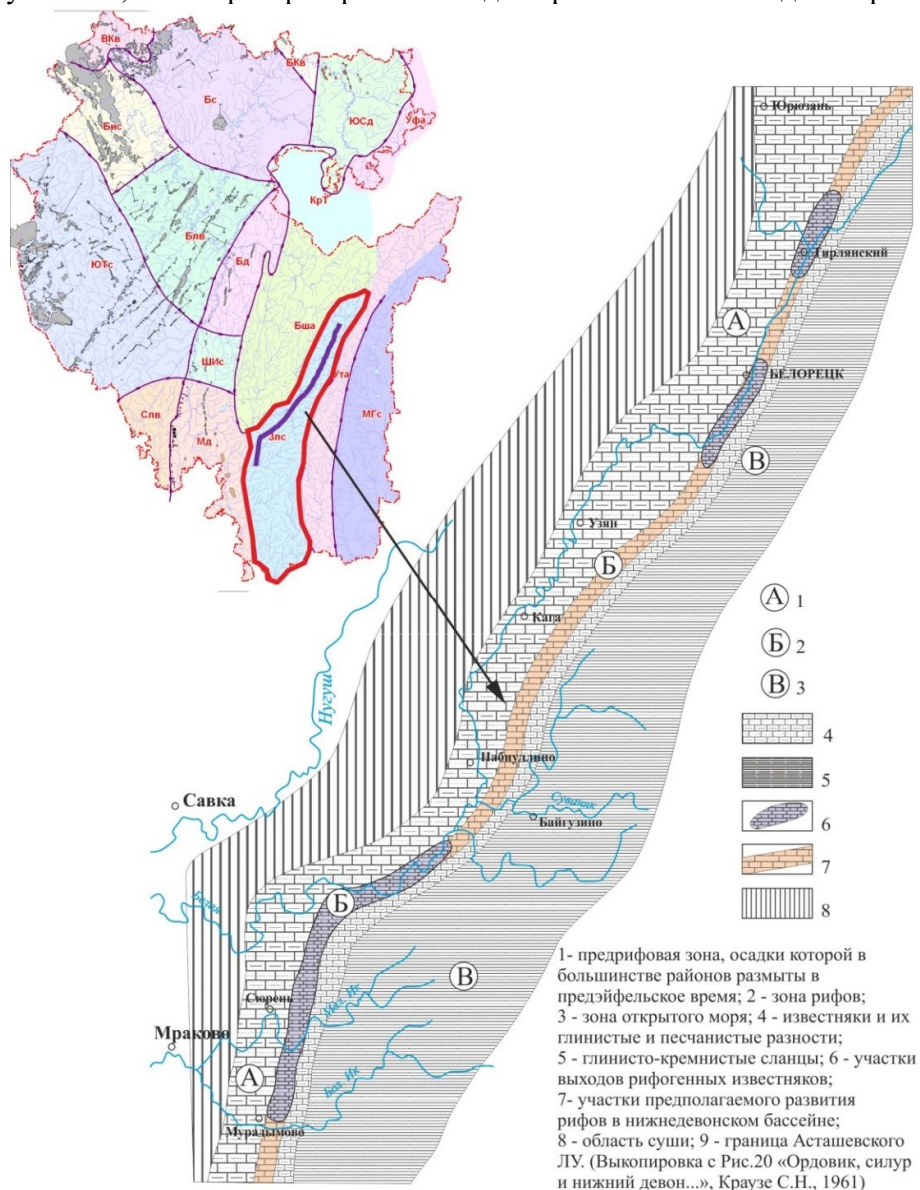
(*тектоническая карта РБ ООО «БашНИПИнефть», 2018*)

#### Рис. 1 Тектоническая схема Республики Башкортостан

Региональные исследования, проведенные на территории Зилаирского синклинория, позволили установить в его строении два структурно-тектонических комплекса: верхний представлен терригенными флишевыми отложениями зилаирской свиты девонского



возраста, нижний – шельфовыми карбонатными отложениями платформенной фации в стратиграфическом диапазоне от башкирского яруса среднего карбона до пражского яруса нижнего девона. Ордовикско-силурийское время связано с процессами рифтогенеза и заложением Уральского палеоокеана. В девонское время формируются преимущественно мелководные шельфовые осадки. На Южном Урале в восточной части широтного течения р. Белой рифовые известняки нижнего девона прослеживаются непрерывной полосой на юг до р. Б. Ик (Рис. 2), где они срезаются дизъюнктивным нарушением и южнее на дневную поверхность не выступают [3]. Несомненно, что нижнедевонские отложения, срезанные нарушением, имеют распространение под покровом более молодых образований.



(выкопировка с рис. 20 «Ордовик, силур и нижний девон западного склона Башкирского Урала», Краузе С.Н., 1961)

Рис. 2 Литолого-фациальная схема нижнего девона западного склона Башкирского Урала

Предшествующие сейсморазведочные работы в модификациях МОВ и МОГТ-2Д (60 – 70 гг.) позволили получить лишь общее представление об особенностях геологического строения территории, не решая основные вопросы нефтегазопроисхождения. Все обобщающие карты, составленные на территорию Республики Башкортостан, ограничиваются западным бортом Зилаирского синклинория.

## Результаты

Постановка сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в пределах Зилаирского синклинория впервые позволила получить и проанализировать глубинное строение данного сейсмогеологически сложного района [5].

Используя современные процедуры обработки и интерпретации сейсмических данных, был закартирован объект (Рис. 3, 4). Привлекая результаты региональных исследований [6,7] и анализ имеющегося фонда поисково-разведочных скважин в пределах Зилаирского синклинория, был сделан вывод о рифогенной природе выявленного объекта.

Необходимо принимать во внимание геологически сложное, дислоцированное, взбросо-надвиговое строение данного района, поэтому выделяемый объект будет отличаться от рифовых образований закартированных в пределах платформенных областей РБ.

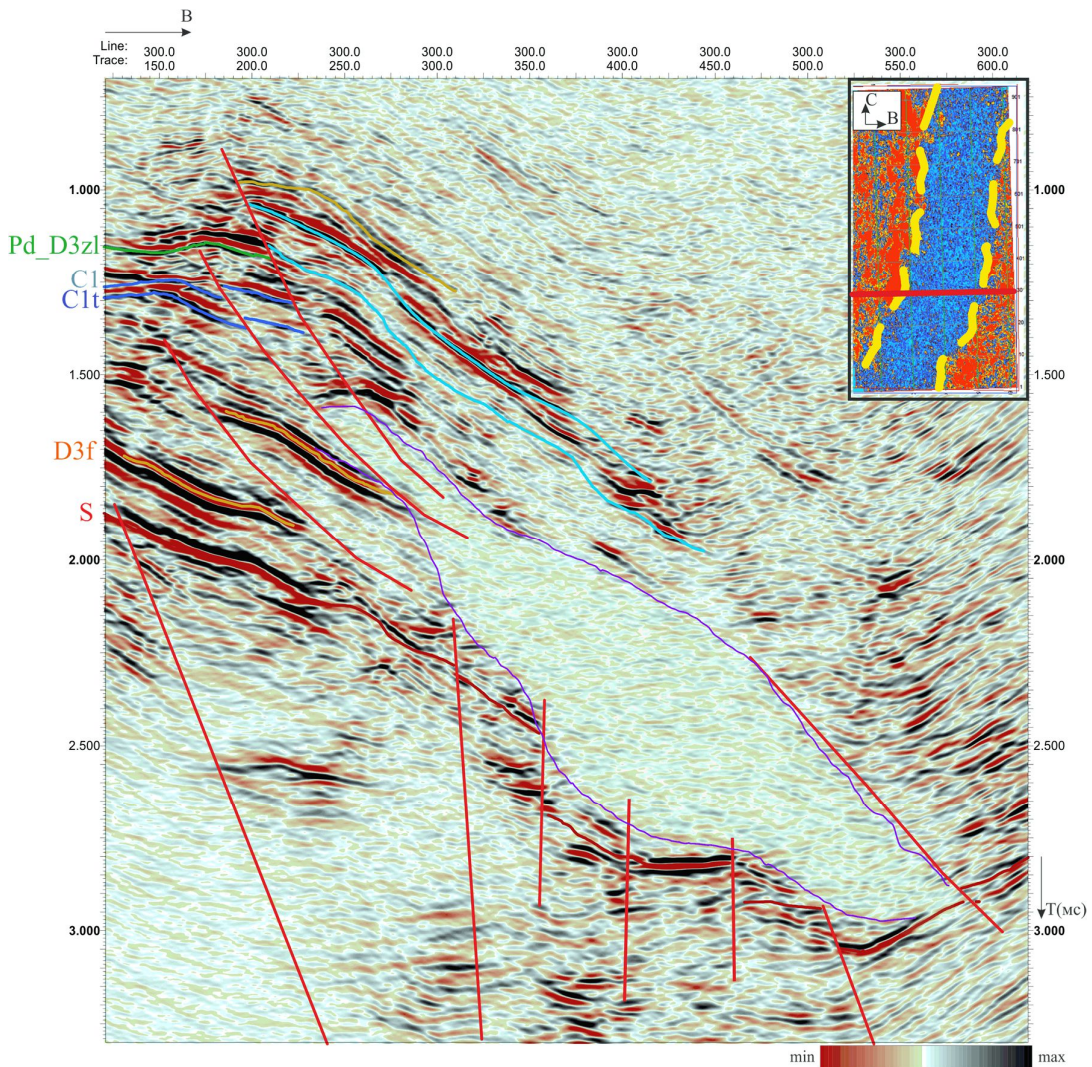


Рис. 3 Отображение предполагаемого «рифового тела» на вертикальных срезах КСД



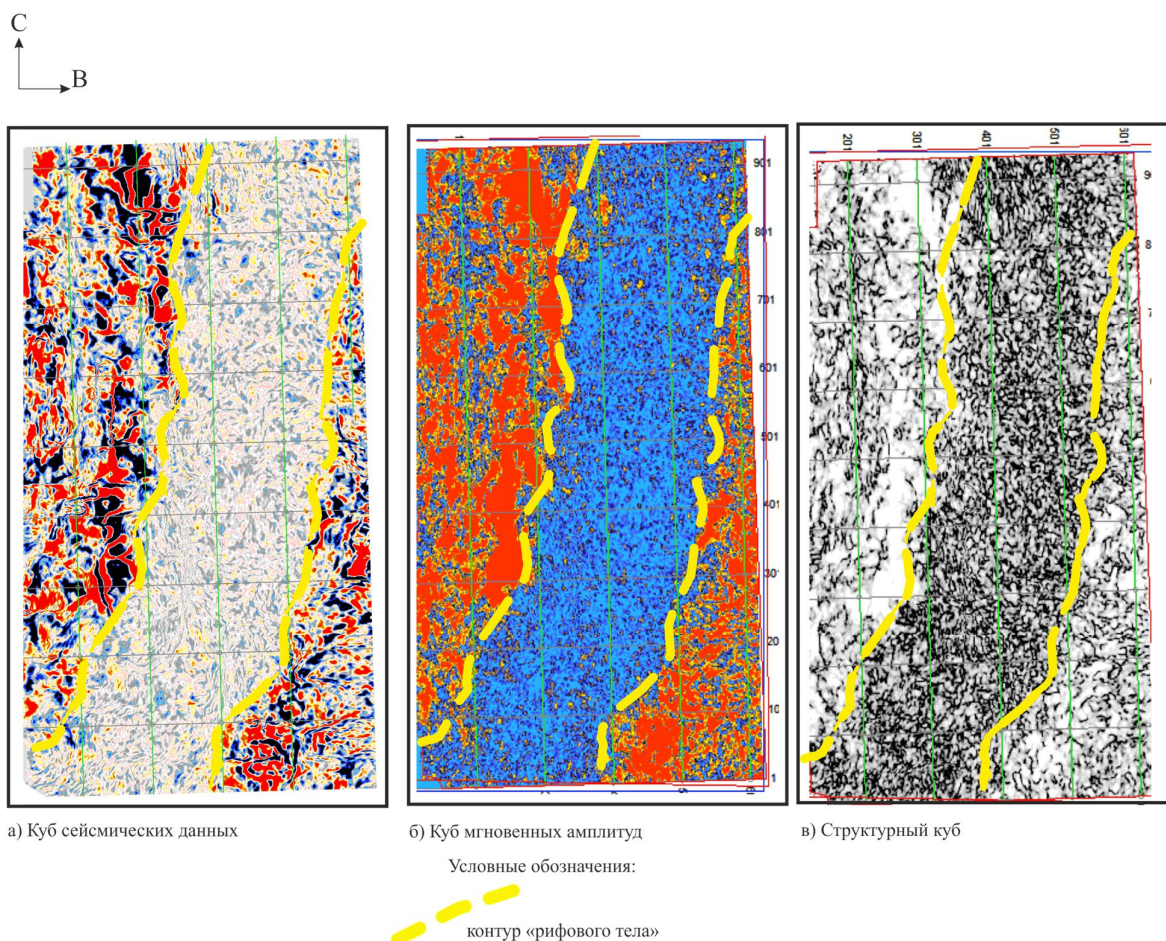


Рис. 4 Отображение предполагаемого «рифового тела» на палеослайсах

В процессе анализа архивных материалов выявлено наличие газовых аномалий во флишевой толще Зилаирского синклинория, выделение газа из отложений нижне-среднекаменноугольных отложений (максимальный дебит 300000 м<sup>3</sup>/сут), что позволяет высоко оценивать перспективы данного района.

#### Выводы

Закартированное по результатам интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ-3Д карбонатное тело предполагаемого «рифового» генезиса может представлять собой потенциально перспективный объект. Необходимо проведение дальнейших поисково-разведочных работ, что позволит подтвердить рифовый генезис объекта, определить его возрастные границы и подтвердить или опровергнуть его насыщение.

#### Библиография

1. Горожанина Е.Н. Типы карбонатных платформ Южного Урала и Приуралья, их связь с нефтегазоносностью: Материалы VIII Межрегиональной геологической конференции. – Уфа, 2010. - 188-191 с.
2. Горожанина Е.Н., Кулагина Е.И., Браун Д. Литофациальная и палеонтологическая характеристика отложений нижнего и среднего карбона района р. Куруил (Южный Урал). Геология и перспективы расширения сырьевой базы Башкортостана и сопредельных территорий: Материалы III Респуб. геол. конф. – Уфа, 2001. 130–140 с.

3. Краузе С. Н., Маслов В. А. Ордовик, силур и нижний девон западного склона Башкирского Урала. - Уфа: БФАН СССР, 1961. 95 с.
4. Мизенс Г.А. Седиментационные бассейны и геодинамические обстановки в позднем девоне–ранней перми юга Урала. – Екатеринбург: ИГГ УрО РАН, 2002. 200 с.
5. Светлакова А.Н., Горожанина Е.Н. Строение Зилаирского синклинория и зоны его сочленения с Предуральским прогибом по сейсмическим данным: Геологический сборник №3. 9-14 с.
6. Пучков В. Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. Уфа: ГИЛЕМ, 2000. 146с.
7. Пучков В.Н. Эволюция литосферы: от Печорского океана к Тиманскому орогену, от Палеоуральского океана к Уральскому орогену: Проблемы тектоники Центральной Азии. – М.: ГЕОС, 2005. 309–342 с.

**Selection of a carbonate body, presumably reef genesis, according to CDP-3D method in the complex seismic and geological conditions of the Southern Urals.**

**Safina R.F. \*, Bruy S.O., Zhernovkova T.V., Prokopyeva O.M., Khlebnikov M.S., Popov V.G.**

*ООО "RN-UfaNIPIneft"*

The eastern piedmont part of the Republic of Bashkortostan actually is not covered by geological exploration and the scattered data from the drilling of the old stock of wells provide only a vague image of the prospects.

Previous seismic surveys in 2D modifications (60-70 years) allowed to get only a general idea about the features of the geological structure of the territory, without solving the main issues of oil and gas exploration purposes. All generalized maps drawn up on the territory of the Republic of Bashkortostan are limited to the western side of the Zilair synclinorium.

For the first time, the installation of 3D seismic survey within the Zilair synclinorium made it possible to obtain and analyze the deep structure of a given seismic-geologically complex region.

Using modern procedures for processing and interpreting seismic data, an object has been mapped. Drawing on the results of regional studies and the analysis of the available stock of exploratory wells within the Zilair synclinorium, it was concluded that it is reefy in nature.

The carbonate body of the alleged "reef" genesis identified by the results of the interpretation of 3D seismic survey materials may be a potentially promising object, since the analysis of archival materials revealed gas anomalies in the flysch of Zilair synclinorium, the release of hydrocarbon gas from sediments of the lower middle carboniferous deposits.

*Анализ влияния галитосодержащих толщ на волновую картину, особенности сейсмической интерпретации при создании глубинно-скоростных моделей на примере объектов в различных регионах мира*

**Курьянова Мария Викторовна, Алексахин Юрий Геннадьевич, Кольцов Сергей Витальевич**

*Gazprom International, филиал в г. Санкт-Петербург.*

**Введение**

Эвапоритовые отложения имеют широкое развитие во многих осадочных бассейнах мира, и как правило, характеризуются неоднородным составом и формами залегания, вызванным различными факторами. Данные неоднородности оказывают существенное влияние на волновую картину в нижележащих («подсолевых» толщах). Недоучет этих влияний может привести к грубым ошибкам в интерпретации сейсмических данных при изучении «подсолевых» толщ.

В докладе на примерах из различных регионов мира показано влияние литологических неоднородностей и изменений толщин галитосодержащих толщ на волновые картины и качество структурных построений по нижележащим интервалам, а также рассмотрены наиболее эффективные, на данный момент, методы устранения этих влияний.

**Первый пример** относится к мезо-кайнозойским отложениям Афгано-Таджикской впадины Республики Таджикистан. Для данной территории характерно наличие двух главных дисгармоничных этажей: подсолевого и надсолевого. Их возникновение обусловлено наличием крупных надвигов с амплитудой горизонтального перемещения по ним от 2 до 15 и более км. На участке Сарикамыш в 2009 году впервые на территории Таджикистана проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3D, в результате которых выявлена и подготовлена к глубокому бурению по палеогеновым и меловым отложениям поднадвиговая структура Шахринав. В 2013 году было закончено бурение скважины глубиной 6450 м. В целом результаты бурения скважины подтвердили существующую модель строения площади Сарикамыш, которая предполагает наличие высокоамплитудного надвига, образовавшегося в результате перемещения отложений по соленосным породам гаурдакской свиты верхней юры. Однако целевые горизонты были вскрыты в среднем на 300 м ниже, чем предполагалось (рис. 1). Следующим шагом после бурения скважины стало решение выполнить переобработку сейсмических данных. Преимущества новой обработки в разрешенности сейсмической записи и в лучшей прослеживаемости основных отражающих горизонтов. При обработке была применена глубинная миграция данных (3D Kirchhoff Pre-Stack Depth Migration) и новая уточненная скоростная модель, опирающаяся на результаты глубокого бурения. В результате можно сделать вывод о том, что в имеющихся сложных тектонических условиях глубинная миграция приводит к более правильному отображению геологических объектов в волновом поле, по сравнению с временной миграцией.

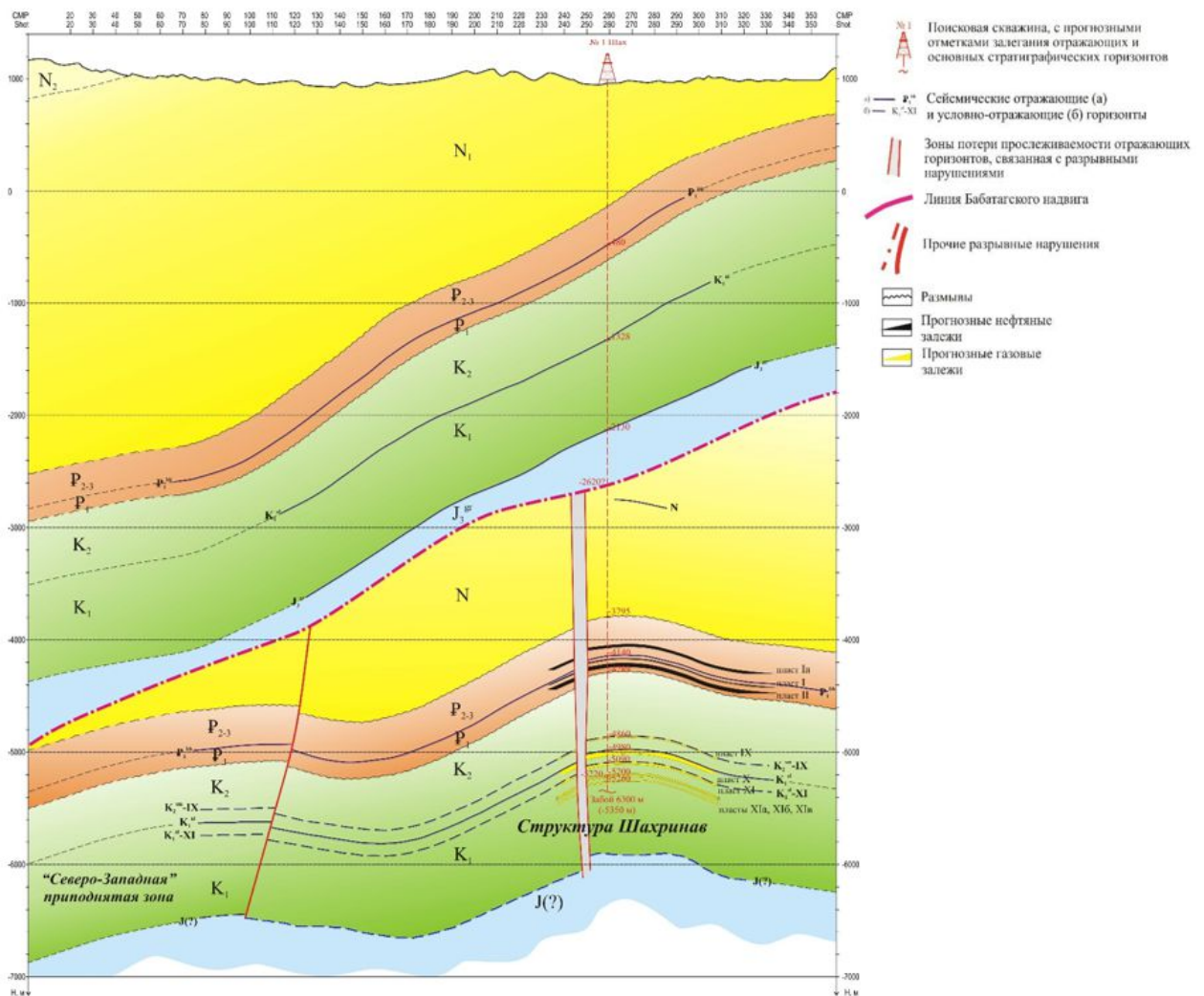


Рис. 1 Сейсмогеологический разрез по линии куба через рекомендуемую скважину

**Второй пример** относится к литодинамическому комплексу Центрального грабена Северного моря, в строении которого принимают участие отложения каменноугольного, пермского, триасового, юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов. В палеозойском комплексе развита система тектонически-экранированных блоков, с которыми связаны основные перспективы поисков УВ в этом районе. На данной площади также, как и в предыдущем примере была сделана обработка с применением глубинной миграции. На данной территории особенностью строения является мощный слой эвапоритов пермского возраста, для которого характерно резкие латеральные изменения литологии и сейсмических скоростей. Для устранения влияния неоднородностей на нижележащие перспективные объекты необходимо наличие скоростной модели соленосного интервала. Задание единой скорости для всего солевого интервала приводит к большим погрешностям в глубинных преобразованиях, т.к. скорости в данном интервале резко изменяются от 4250 м/с до 6000 м/с (рис. 2). С помощью детальной и корректно подобранной скоростной модели удалось правильно воссоздать подсолевой структурный план, что подтвердилось бурением новой скважины. Невязка для подсолевого объекта составила всего 20 метров на глубине более 3,5 км.



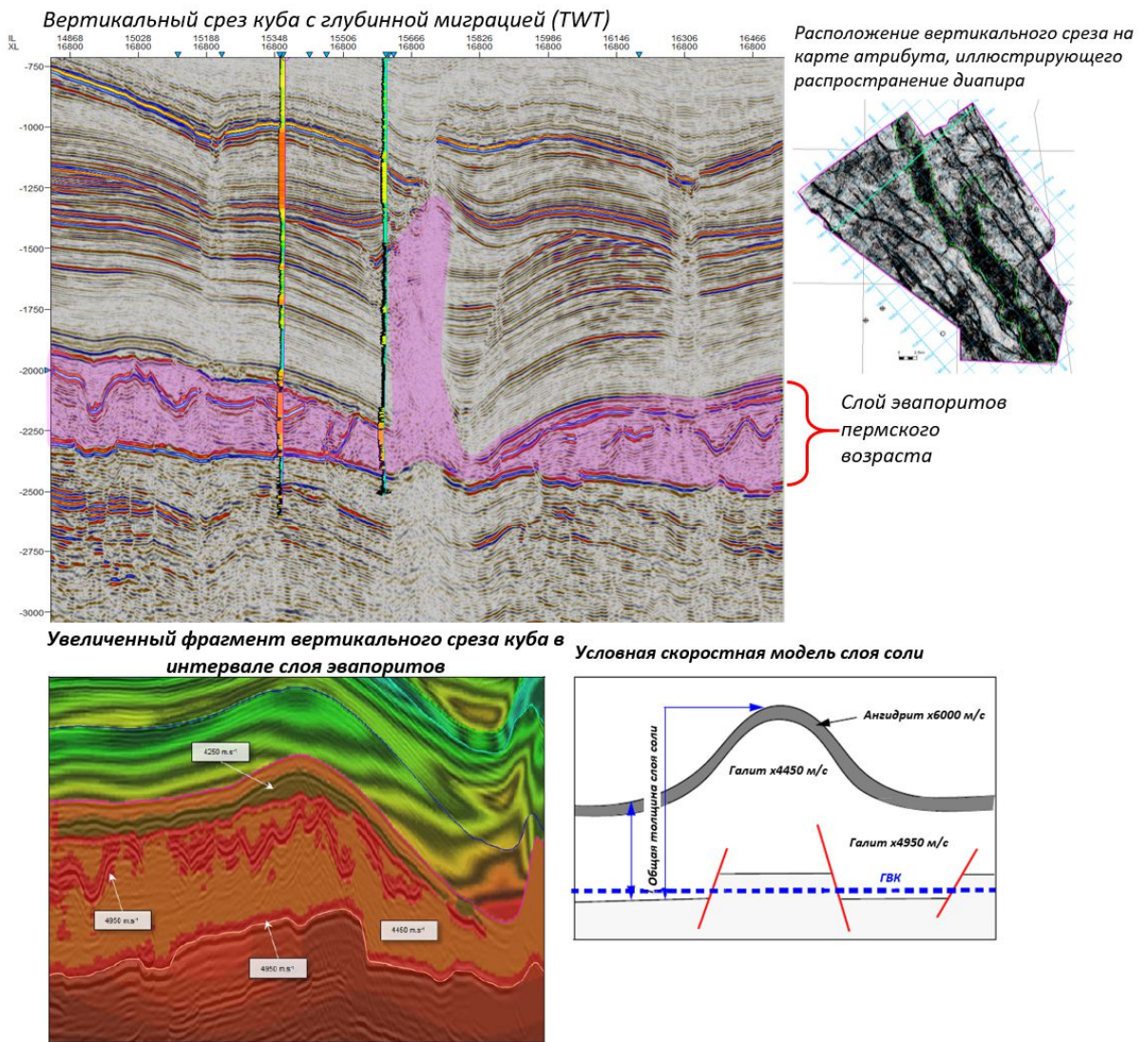


Рис. 2 Фрагменты вертикального среза куба, иллюстрирующий распределение соляной толщи и её характеристик

**Третий пример** относится к отложениям эоцен-верхнего мела Пелагского нефтегазоносного бассейна Средиземного моря. На данной площади проведена съемка 3D, но отсутствуют скважинные данные, поэтому отождествление стратиграфических границ было выполнено с привлечением данных 2D и скважин, расположенных на расстоянии 10 и 35 км от площади. Особенностью данной территории является резкая латеральная литологическая неоднородность соляно-терригенной толщи мессинского возраста верхнего миоцена, которая оказывает существенное влияние на волновую картину в перспективных отложениях эоцена и верхнего мела (рис. 3). При использовании глубинной миграции не удалось избавиться от «подергивания» отражающих границ ниже высокоскоростной мессинской толщи, при этом прослеживаемость отражающих границ существенно не улучшилась. Поэтому ошибки перевода в глубины с использованием скоростей миграции составили несколько сотен метров. В данном случае на этапе интерпретации для минимизации неопределенностей структурного плана была выполнена фазовая корреляция кровли миоцена с учетом ложных перегибов и с последующим их устранением. В результате удалось частично избавиться от данных эффектов.



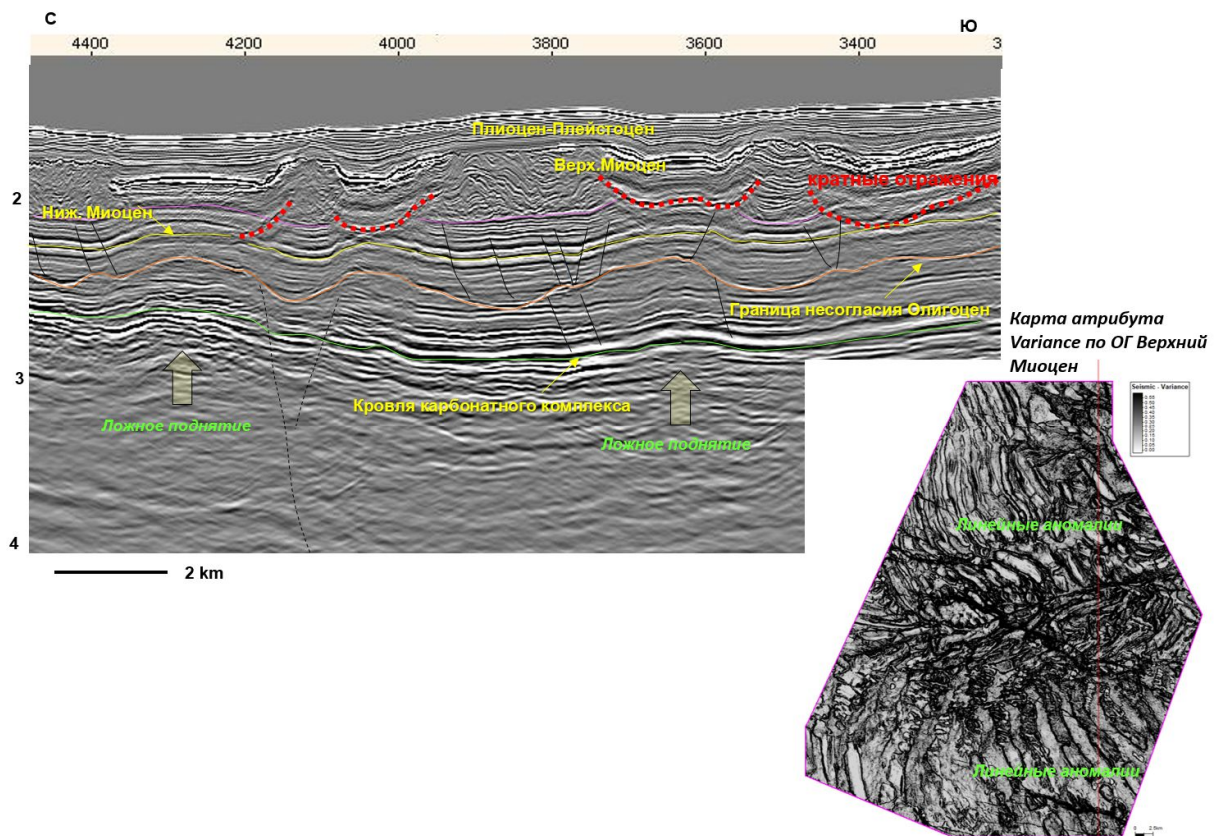


Рис. 3 Фрагмент вертикального среза по линии, иллюстрирующий влияние соляно-терригенной толщи на волновую картину

### Заключение

Приведены результаты анализа и обобщения основных причин возникновения подобных искажений волновых картин. Показаны методы и приемы, которые используются для снижения влияния неоднородностей на качество сейсмической интерпретации при создании глубинно-скоростных моделей нефтегазоперспективных структур. Можно минимизировать неопределенности корректно выполненной обработкой с использованием глубинной миграции, опирающиеся на данные бурения, также создание детальной скоростной модели соленосной толщи и знание геологии региона дает ощутимый эффект при структурной интерпретации, с опорой на большой объем скважинной информации. При недостаточном количестве геологической информации, необходимо использовать всесторонние подходы к получению структурных моделей, сравнивать различные варианты для оценки успеха модели с большим количеством неопределенности. А также использование новых технологий полевых наблюдений, обработки сейсмических данных для корректного учета влияния соляных толщ на волновую картину.

### Список литературы

*Haakon Fossen*, Structural geology, Cambridge University Press, 2010, P. 360-393

**Analysis of the effect of halite-containing formation on the wave pattern, features of seismic interpretation when creating depth-velocity models using the example of objects in different regions of the world.**

**Kurianova Mariia, Aleksakhin Yuriy. Koltsov Sergey**

*Gazprom International, Saint Petersburg Branch*

Salt sediments wide are spread in many different petroleum provinces. It has a heterogeneous composition and shapes, which depends on different influence factors. These heterogeneities could have a significant effect on the wave pattern in the underlying layers (subsalt deposits). Undercount of these influences could lead to significant errors in the interpretation of seismic data during "subsalt" layers study.

The paper describe examples the influence of lithologic and topologic heterogeneities on the wave patterns recorded in the deeper intervals, as exemplified by the Mesozoic-Cenozoic plays of the Afghan-Tajik basin, the Carboniferous lithodynamic complex of the North Sea, and the Eocene and the Upper Cretaceous plays of the Pelagian basin. How salt sediments influence on the wave pattern on the different way and the most effective, at the moment, methods for eliminating these effects. First example was helpful used the processing seismic data include 3D Kirchhoff Pre-Stack Depth Migration, next example described that not only used seismic processing as well helpful to create correct structural plan. It can be another methods and techniques.

The results of the analysis and generalization of the main causes of such distortions of wave patterns are given. The methods and techniques used to reduce the effect of heterogenic on the quality of seismic interpretation when creating depth-velocity models of oil and gas perspective structures. It is possible to minimize the uncertainties of correctly performed processing using PSDM, based on drilling data, the another way creating a detailed velocity model of the salt layer and knowledge of the geology of the region gives a huge effect on structural interpretation, based on a large amount of well information. With an insufficient amount of geological information, it is necessary to use comprehensive approaches to obtaining structural models, to compare different options to assess the success of a model with a lot of uncertainty. Finally new technologies 3D volumes acquire, seismic processing correctly account for the salt influence on the wave pattern.

**List of reference:**

*Haakon Fossen*, Structural geology, Cambridge University Press, 2010, P. 360-393

## Сейсмическая инверсия на основе нечеткой модели

**Ковалевский Евгений Валерьевич<sup>1</sup>, Волкова Мария Сергеевна<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «ГридПоинт Дайнамикс», Москва

### **Введение**

Как известно, задача сейсмической инверсии (в простейшем случае это расчет куба сейсмического импеданса по кубу сейсмических трасс) относится к классу некорректных обратных задач. Основным способом решения такого рода задач является многократное решение соответствующих прямых задач. Применительно к сейсмической инверсии названный подход реализует геостатистическая инверсия (ГИ) на основе последовательного гауссовского стохастического моделирования (ПГСМ) [Дюбрул, 2005]. Проблема состоит в том, что фактические результаты ГИ оказываются на удивление скромными. Ни в одной реализации куба импеданса мы не находим ничего похожего на русла и дельты, которые мы видим на палеослайсах в кубе исходных сейсмических трасс.

Причину данного обстоятельства назвал Д.Н.Мясоедов [Мясоедов, 2018]. Несмотря на нестационарный тип исходных скважинных вертикальных разрезов импеданса, ГИ посредством ПГСМ порождает стационарные прогнозные реализации тех же разрезов. Последующий выбор из них по критерию наибольшего сходства модельной и реальной трассы ничего в части стационарности не меняет. В результате мы получаем стационарный куб прогнозных значений импеданса, в котором все детерминированные черты геологического объекта (в частности, те самые русла) стерты.

В настоящей работе предлагается использовать в ГИ не реализации ПГСМ, а реализации, получаемые на основе нечеткой модели [Kovalevskiy, 2015; Volkova et al, 2017]. Последние точно воспроизводят локальную статистику скважинных разрезов, в результате чего в кубе импеданса сохраняются детерминированные черты. Метод демонстрируется на примере инверсии куба реальных сейсмических трасс.

### **Исходные данные**

Исходные данные для инверсии на основе нечеткой модели совпадают с исходными данными для ГИ на основе ПГСМ. Это:

1. Куб суммированных сейсмических трасс и одна опорная отражающая поверхность во временном масштабе. Инверсия выполняется для временного интервала, верхняя граница которого ассоциируется с опорной поверхностью. В представленном примере ширина интервала инверсии составляет примерно 150 мс при дискретизации трасс 2 мс.

2. Та же самая опорная поверхность в глубинном масштабе, с которой ассоциируется верхняя граница инверсионного куба импеданса.

3. Форма сейсмического импульса.

4. Некоторое число исходных одномерных моделей (вертикальных разрезов импеданса).

Одномерные модели импеданса создаются в точках скважин с учетом скважинных данных. Допускается также использование одномерных моделей, подготовленных в точках X, Y вне скважин. Одномерные модели импеданса должны объяснять все существенные особенности сейсмического волнового поля на исследуемой площади.

### **Алгоритм инверсии**

В основных чертах алгоритм инверсии на основе нечеткой модели совпадает с алгоритмом ГИ на основе ПГСМ:

1. На исследуемой площади в глубинном масштабе создается пустой куб импеданса (модель). Верхняя граница куба «привязывается» к глубине опорной отражающей поверхности. Стратиграфическая сетка куба может включать дополнительные стратиграфические поверхности, относящиеся к интервалу инверсии. Дискретизация куба по  $Z$  должна соответствовать детальности исходных одномерных моделей. В пустой куб импеданса загружаются исходные одномерные модели. Одновременно на той же площади во временном масштабе создается пустой куб для размещения модельных сейсмических трасс. Границами куба по времени  $T$  являются горизонтальные плоскости, перекрывающие временной интервал инверсии. В пустой куб модельных трасс загружаются трассы, рассчитанные по исходным одномерным моделям. Начальное время модельных трасс «привязывается» к времени опорной отражающей поверхности.

2. В кубе импеданса случайным образом выбирается очередная незаполненная вертикаль (вертикальная колонка из пустых ячеек). Для нее рассчитывается заданное число (допустим, сто) реализаций колонки импеданса на основе нечеткой модели (см. ниже). Для каждой из этих реализаций рассчитывается трасса коэффициентов отражений на границах ячеек и, посредством сворачивания этих коэффициентов с формой импульса, модельная сейсмическая трасса. Модельные трассы реализаций сравниваются с реальной трассой и находится лучшая модельная трасса. Критерием сравнения может быть или сумма квадратов разностей амплитуд, или коэффициент корреляции трасс, или комбинация названных критериев. Критерий сравнения задается вместе с пороговым значением. Если лучшая модельная трасса преодолевает порог, то она заносится в куб модельных трасс, а соответствующая ей колонка импеданса заносится в куб импеданса. После чего в кубе импеданса случайно выбирается следующая незаполненная вертикаль, и процесс повторяется.

3. Если порог не преодолевается, то ничего в кубы не заносится и производится переход на следующую случайную вертикаль. После заполнения куба импеданса на 50% случайный выбор вертикалей и контроль по пороговому значению отменяются, и все оставшиеся пустые колонки рассчитываются подряд.

### **Расчет реализаций колонки импеданса на основе нечеткой модели**

Расчет каждой реализации вертикальной колонки импеданса выполняется последовательно, сверху-вниз. Как именно – показано на рис. 1. Ниже даны пояснения к отдельным частям рис. 1.

а. Прогнозная ячейка на очередном слое стратиграфической сетки обозначена красным цветом. Черным цветом выделены уже заполненные ячейки, вначале они соответствуют колонкам исходных одномерных моделей. Окрестность прогнозной ячейки разделяется на заданное число секторов (на рисунке их 6, но при расчете примера инверсии их было 12). В каждом секторе определяется ближайшая заполненная ячейка (отмечены красными окружностями). Это будут влияющие ячейки.

б. Значения во влияющих ячейках учитываются с весом  $1/R^2$ , где  $R$  – их расстояние до прогнозной ячейки. На показанном графике по горизонтали откладываются значения импеданса во влияющих ячейках, а по вертикали – их вес. Значения в ячейках берутся с учетом их некоторой погрешности (показана погрешность одного значения), которая задается интерпретатором;

с. Посредством суммирования вкладов всех влияющих ячеек рассчитывается функция принадлежности для нечеткого значения импеданса в прогнозной ячейке. Затем функция принадлежности нормируется так, чтобы ее интеграл равнялся единице;

д. Первая стрелка показывает случайное число, которое генерируется из равномерного распределения на интервале  $[0, 1]$ . Последующие стрелки показывают, как это число преобразуется в случайное число из распределения, определяемого функцией принадлежности. Именно это последнее число заносится в прогнозирующую ячейку вертикальной колонки. После этого происходит переход на следующий слой сетки и точно так же рассчитывается следующая ячейка той же колонки, и т.д. Полностью рассчитанная колонка рассматривается как одна реализация вертикальной колонки импеданса.

Из описанного порядка следует, что значения в ячейках рассчитанной колонки на разных уровнях  $Z$  почти никак друг с другом не связаны (слово «почти» стоит потому, что очень слабая такая связь есть через значения в окружающих колонках). В результате изменчивость рассчитываемых колонок по вертикали существенно завышается. Указанный дефект замечен в работе *Volkova et al, 2017*. Для исключения названной ошибки в алгоритм вносится следующее важное изменение: в число влияющих колонок на текущем слое (см. рис. 1 а) могут входить только те, в которых изменение импеданса от предыдущего слоя до текущего перекрывает значение импеданса в прогнозной колонке на предыдущем слое.

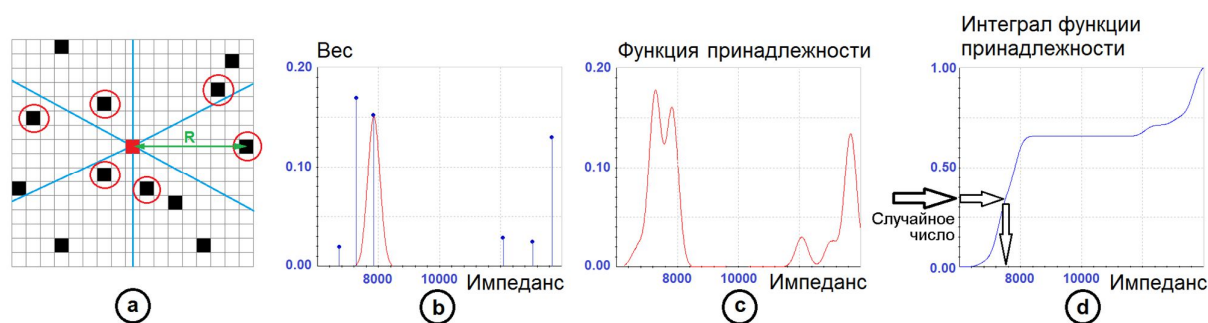


Рис 1. Расчет реализаций колонки импеданса на основе нечеткой модели. Пояснения даны в тексте статьи

### Пример инверсии куба реальных сейсмических трасс

Пример инверсии показан на рис. 2. Поясним отдельные части иллюстрации: а – две из шести использованных одномерных моделей; б – палеослайсы по кубу реальных (слева) и модельных (справа) сейсмических трасс. Прямоугольники на плане  $X, Y$  показывают зоны расчета инверсии (блоки). Вне зон расчета оставлены реальные трассы. Красная линия показывает положение вертикального сечения; с, d, e – вертикальное сечение для кубов (соответственно) реальных трасс, модельных трасс, импеданса. Красные овалы показывают области канала; f - палеослайс по кубу импеданса (слева) и карта коэффициентов корреляции модельных и реальных трасс (справа). Наиболее частое значение коэффициента корреляции – 0.92, что выше, чем у исходных одномерных моделей. Расчет последнего блока на плане  $X, Y$  не завершен.

В данном примере одномерные модели использовались только при расчете центрального блока (это блок, содержащий вертикальное сечение). Для последующих блоков роль одномерных моделей выполняли профили импеданса из зоны перекрытия с блоком,

рассчитанным ранее. При вычислении реализаций колонок коэффициент  $1/R^2$  не использовался, то есть вес всех влияющих ячеек был равным. Число реализаций колонок равнялось 80-ти. Благодаря порогу корреляции решения в зонах разломов получаются в последнюю очередь, то есть они не портят решение в ненарушенных областях.

### **Заключение**

Вопрос неоднозначности инверсии решается геологом на этапе подготовки исходных одномерных моделей. Расчет инверсионного куба производится строго на основе исходных моделей (плюс-минус упомянутая выше погрешность). По сути, он показывает, где в пространстве кончается одна такая модель, и где начинается другая. С тем добавлением, что граница перехода от одной модели к другой может иметь различное положение на разных уровнях  $Z$ . Пример инверсии рассчитан в программных системах Pro-S, Pro-G.

### **Список литературы**

*Дюбрул О.* Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных // Издание EAGE. - 2005.

*Мясоедов Д.Н.* Методика повышения эффективности сейсмической инверсии в латерально-неоднородных средах. Дис... канд. геол.-мин. наук. Москва: РГУ НГ. - 2018.

*Kovalevskiy E.V.* Fuzzy geological model: stochastic realizations preserving deterministic features of data. // EAGE Conference "Petroleum Geostatistics 2015". – Th P13.

*Volkova M., Perepechkin M., Kovalevskiy E.* A Comparative Analysis of Geostatistical Methods for a Field with a Large Number of Wells // Quantitative Geology and Geostatistics. - 2017. - Vol 19. - P. 745-758.



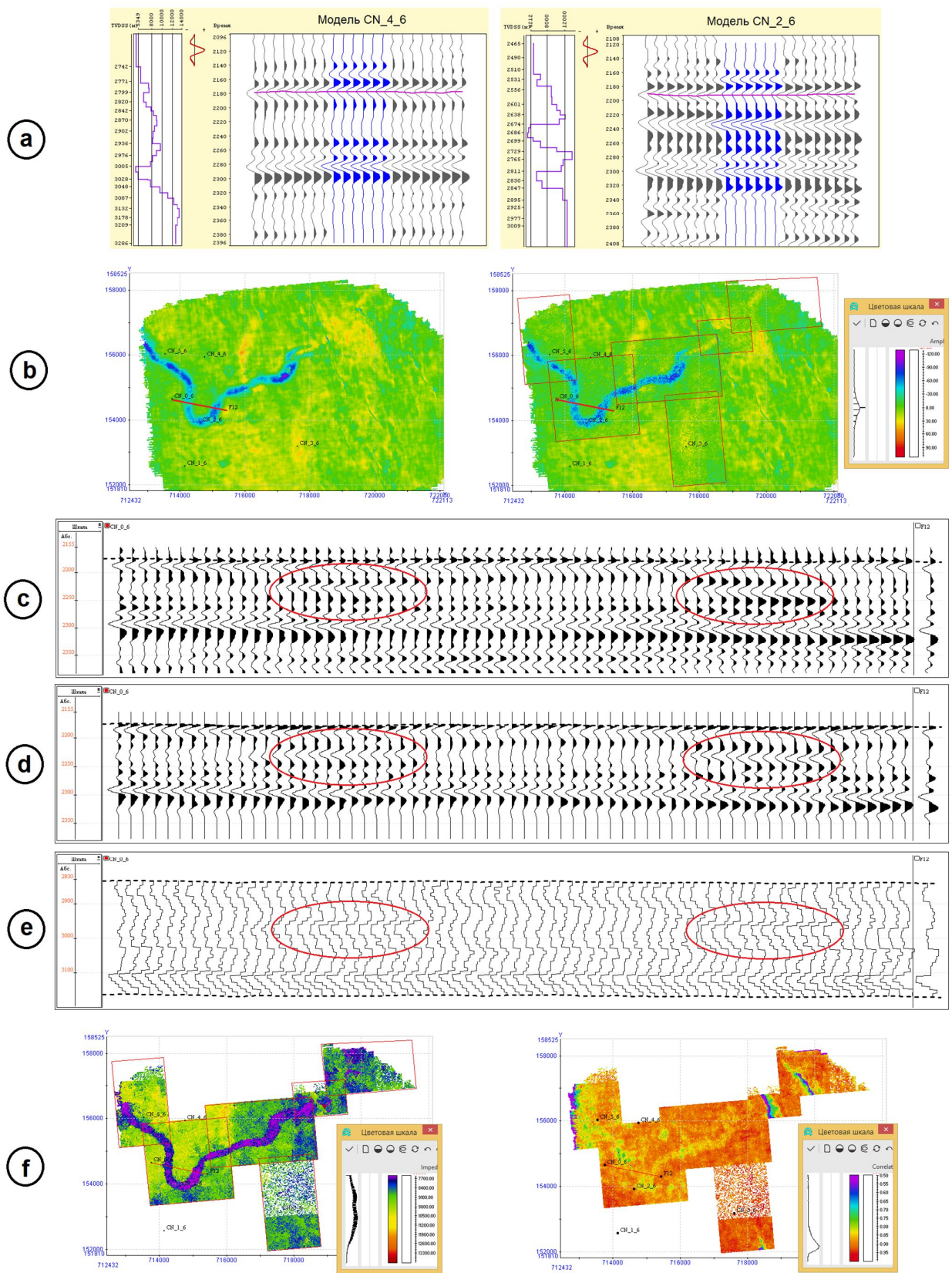


Рис. 2. Пример инверсии на основе нечеткой модели. Пояснения даны в тексте статьи



## **The Seismic Inversion on the Base of Fuzzy Model**

**Evgeniy Kovalevskiy, Maria Volkova**

*GridPoint Dynamics, Moscow*

It is known that the problem of seismic inversion (in the simplest case it is a calculation of the impedance cube for a cube of seismic traces) belongs to the class of incorrect problems. The main approach to solution of such inverse problem consists in the multiple solutions of the corresponding direct problem. In relation to seismic inversion, the called approach is implemented by the geostatistical inversion (GI). However, the actual results of this method are surprisingly poor. In impedance cubes, we do not see anything similar to those deltas and channels that we see in seismic cube. The reason of this circumstance is the next. Despite of non-stationary type of impedance profiles in wells, GI generates stationary Gaussian vertical impedance profiles, from which we generate model seismic traces. Respectively, the resulted impedance cubes also turn out stationary where all deterministic features (channels and deltas) are erased. In the present report the described method of stochastic inversion is modified only in one aspect. In place of vertical impedance profile realizations, generated by SGS method, we use impedance profile realizations, derived from fuzzy model. The latter precisely reproduce local statistics of impedance profiles in wells, that is, remain non-stationary. Therefore the impedance cubes obtained reproduce the deterministic features, observed in the seismic cube. Finally is shown the inversion example for the real seismic cube.

## *Методика выделения неантиклинальных объектов в ниже-среднеюрском нефтегазоносном комплексе акватории Среднего Каспия*

**Агапитов Иван Дмитриевич, Керусов Игорь Николаевич**

*ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»*

### **Введение**

Акватория Среднего Каспия является одной из немногих областей российского шельфа, в пределах которых не только обоснована и доказана продуктивность нефтегазоносных комплексов, но и идут активные работы по разработке уже разведанных месторождений. Основными нефтегазоносными комплексами в районе исследований являются юрский и нижнемеловой.

Юрский нефтегазоносный комплекс включает в себя два подкомплекса, различающихся литологическими особенностями коллекторов – верхнеюрский карбонатный и ниже-среднеюрский терригенный. Продуктивность верхнеюрских отложений доказана многими поисковыми и разведочными скважинами - основные промышленные запасы комплекса приурочены к карбонатным отложениям кимериджского и титонского ярусов.

На сегодняшний день большинство антиклинальных структур в российском секторе акватории Среднего Каспия закартированы и включены в планы геолого-разведочных работ. Дальнейшее расширение ресурсной базы в данной ситуации возможно за счёт поиска неантиклинальных ловушек различных типов. Перспективным интервалом для выявления подобных объектов является именно нижнесреднеюрский подкомплекс. В разрезе среднеюрских отложений на сегодняшний день выявлено две промышленные залежи углеводородов, а на ряде площадей подтверждена нефтегазоносность данного интервала.

### **Данные и методика**

Традиционная стратиграфия очень слабо расчленяет нижнесреднеюрские отложения. В основном, кроме кровли и подошвы нижнего и среднего отделов, с различной достоверностью выделяется еще одна граница – поверхность нерасчлененных бат-байосских отложений. Данная ситуация обусловлена как низкой разбуренностью в регионе этой части разреза, так и значительной латеральной изменчивостью литологии осадочных комплексов.

Среднеюрские отложения на различную глубину вскрыты в разрезе 24 скважин. В двух из них также были пройдены бурением и нижеюрские отложения. Наиболее полный разрез ниже-среднеюрских отложений (1400 м) вскрыт скважиной Центральная-1. Керном рассматриваемый интервал разреза охарактеризован в разрезе 7 скважин. Учитывая неравномерную изученность отложений скважинами и в целом высокую плотность сети сейсмических профилей 2Д, крайне важно применять методы совместной интерпретации сейсмических и скважинных данных.

Для характеристики геологического строения ниже-среднеюрских отложений было выполнено построение региональных литофациальных схем на основе палеогеоморфологического анализа. Данные результаты были получены для нижеюрских отложений и отложений келловейского яруса средней юры – наиболее достоверным с точки возрастной характеристики интервалов. Палеогеоморфологические схемы были получены в результате анализа региональных карт толщин упомянутых интервалов. С учётом материалов бурения скважин для различных палеогеоморфологических зон (палеоподнятия, палеоравнины и палеовпадины) была дана палеогеографическая и литофациальная

характеристика. Описание обстановок осадконакопления было использовано с опорой на результаты изучения керна и шлама разведочных скважин сотрудниками филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ВолгоградНИПИморнефть в г. Волгограде.

Важно отметить, что при составлении литофациальных схем учитывался глобальный тренд постепенного повышения уровня моря в юрское время и отступление суши в северном направлении. Так, в пределах Маньчско-Хвалынской структурной террасы представляется возможным как проследить границу выклинивания нижнеюрских отложений, так и рассмотреть широкий диапазон обстановок седиментации средней юры – от континентальных и дельтовых до прибрежно-морских. В силу особенностей терригенных обстановок седиментации изучаемые отложения характеризуются высокой латеральной и вертикальной литофациальной изменчивостью. Данный факт также отмечается И.А. Колюховым для районов Восточного Предкавказья [Колюхов И.А., 1959].

### Результаты

Литофациальная схема для *нижнеюрских отложений* была составлена основываясь на результатах изучения керна и шлама по скважине 1-Центральная и шлама по скважине 1б-Ялама. В целом в раннеюрское время в пределах района исследований преобладали континентальные обстановки седиментации. Упомянутые скважины вскрывают песчано-глинистый разрез, отвечающий переходным условиям от авандельтовых до прибрежно-морских. Разнонаправленная слоистость в керна по скв. 1-Центральная свидетельствует об активной гидродинамической обстановке в пределах палеоравнин. В результате для нижнеюрских отложений была сформулирована следующая палеогеографическая зональность (рис. 1): континентальные условия седиментации преобладали в пределах палеоподнятий; на палеоравнинах отмечаются переходные условия; для палеовпадин предполагаются мелководно-морские условия осадконакопления.

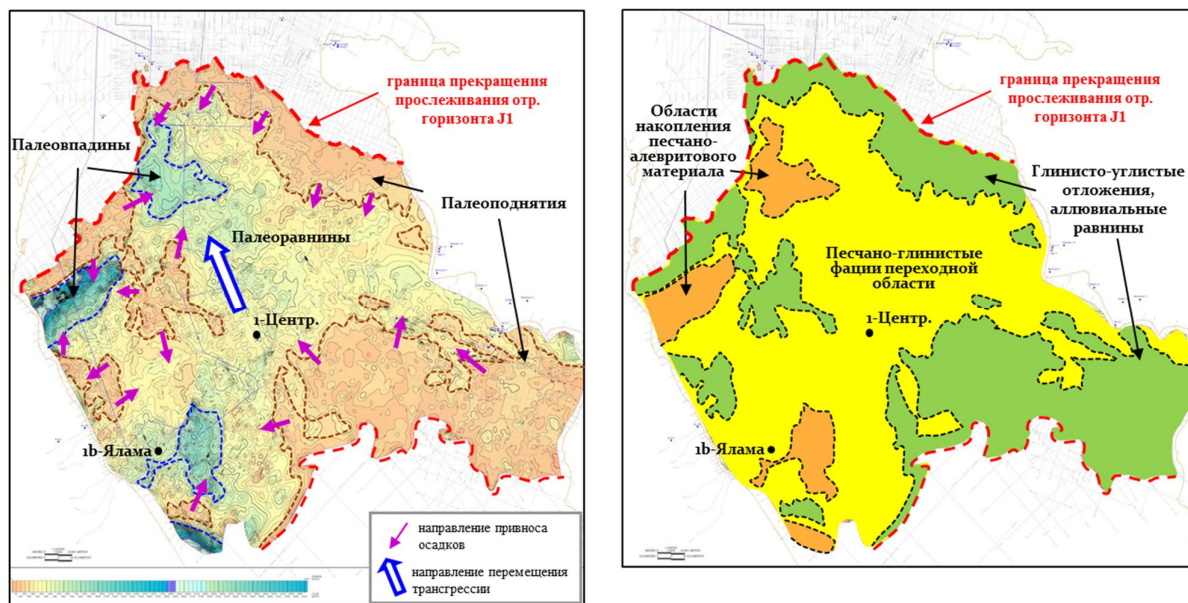


Рис 1. Палеогеоморфологическая (слева) и литофациальная (справа) схемы нижнеюрских отложений

При построении литофациальной схемы *келловейских отложений* средней юры были привлечены результаты бурения на четырёх площадях, соответствующих различным палеогеоморфологическим зонам – Центральная, Хвалынская, Широтная и Ракушечная. Разрезам скважин 2-Широтная, 11 Ракушечная, 3-Хвалынская соответствуют мелководно-морские, прибрежно-морские и авандельтовые условия седиментации. В скважине 1-Центральная, в свою очередь, отмечается тонкое незакономерное линзовидное переслаивание алевролитов и глин, соответствующее сублиторальной зоне. В целом в келловейское время, по сравнению с раннеюрским, уровень моря был выше, что находит отражение в более мористых обстановках седиментации. Для описываемых отложений выделены следующие зоны (рис. 2): авандельтовые и прибрежно-морские области (палеоподнятия), приливно-отливные равнины (палеоравнины) и области внутреннего шельфа (палеовпадины).

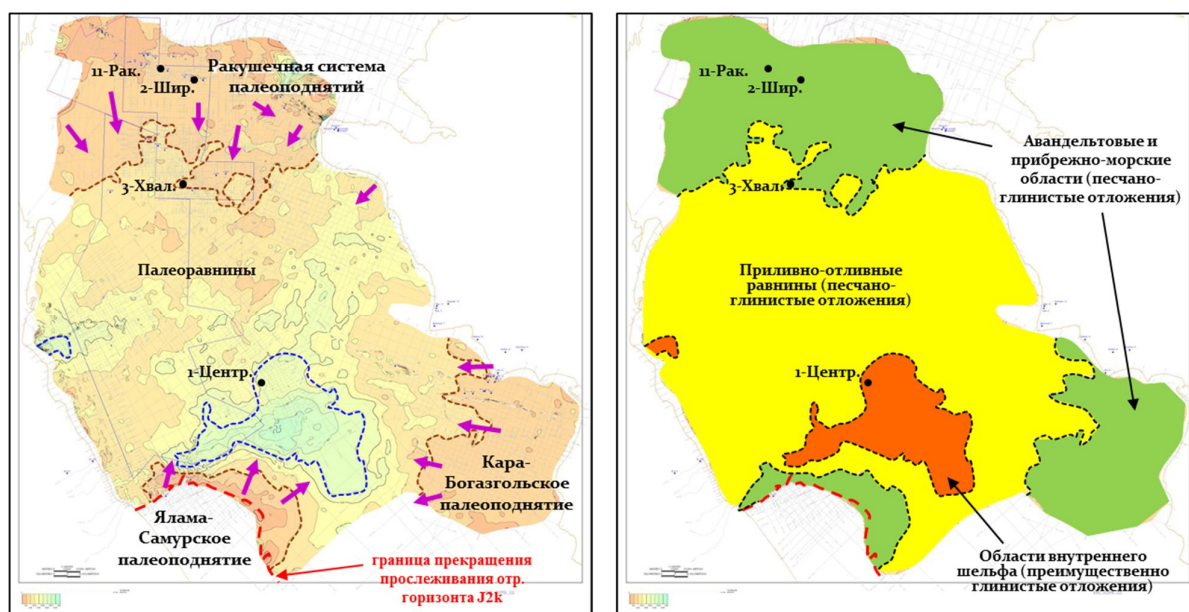


Рис 2. Палеогеоморфологическая (слева) и литофациальная (справа) схемы келловейских отложений средней юры

### Перспективные области

Важным итогом проведённых исследований является формирование представления о литофациальных зонах, которые являются перспективными с точки зрения формирования неантиклинальных ловушек. Для нижнеюрских отложений такой областью являются палеовпадины, в которые, предположительно, осуществлялся снос осадочного материала с эродируемых палеоподнятий. В свою очередь, в келловейское время неантиклинальные ловушки могли формироваться в пределах прибрежно-морских областей и приливно-отливных равнин. В данных областях келловейские отложения являются продуктивными. В ходе более ранних исследований в пределах Манычско-Хвалынской структурной террасы авторами в данном интервале были выделены дельтовые тела [Агапитов И.Д. и др., 2018].

### Заключение

Совмещение результатов палеогеоморфологического и литофациального анализов позволило построить литофациальные схемы для интервалов, которые наиболее достоверны с точки зрения геологического возраста. Потенциально перспективными областями для нижнеюрских отложений являются области накопления песчано-алевритового материала в районах палеовпадин, а для келловейских отложений – авандельтовые и прибрежно-морские зоны и приливно-отливные равнины. Потенциально перспективными объектами являются неантиклинальные ловушки, приуроченные к дельтовым телам келловей.

### **Благодарность**

Авторы благодарят руководителей геологической службы ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» С.Ю. Штуня и А.Г. Алексеева за предоставление геолого-геофизических материалов, использованных в рамках данного исследования.

### **Список литературы**

*Агапитов И.Д., Керусов И.Н., Белова А.А., Штунь С.Ю., Алексеев А.Г.* Выделение перспективных объектов в среднеюрских отложениях Манычско-Хвалынской структурной террасы (акватория Среднего Каспия) на основе комплексной интерпретации сейсмических данных // *Геофизика*. 2018. № 3. С. 4 – 9.

*Конюхов И.А.* Литология мезозойских отложений Восточного Предкавказья в связи с нефтегазоносностью. // *Стратиграфия и литология нефтегазоносных толщ Восточного Предкавказья*. Труды КЮГЭ. Под ред. И.О.Брода. Л.: «Гостоптехиздат». 1959. С.7 – 400

## **Method of Lower-Middle Jurassic non-anticline traps identification at Middle Caspian offshore**

**Ivan Agapitov, Igor Korusov**

*LLC «LUKOIL-Engineering»*

The Middle Caspian offshore is one of a few provinces of Russian shelf with not only explored and proved petroleum resources but also where active production is taking place. Current level of exploration gives reasonable level of confidence to identify large and medium structures. New profitable prospects are believed to be found in structural-tectonic and nonanticline traps. Lower-Middle Jurassic terrigenous sediments are prospect interval for such objects.

To characterize geological structure of Lower-Middle Jurassic sediments authors composed lithofacial schemes of Middle Caspian region for Early Jurassic epoch and Callovian age. These intervals are most paleontologically confident. Lithofacial schemes are result of combination of paleogeomorphological schemes and well-drilling results. For different paleogeomorphological zones, lithofacial characteristics were provided. Sedimentation conditions were borrowed from exploration well reports of VolgogradNIPImorneft. It should be mentioned that lithofacial schemes were composed according to understanding of global sea levels rising at Jurassic period.

For Early Jurassic deposits three zones were proposed – fluvial conditions at paleo highs; transitional zones at paleo plains; shallow-marine conditions at paleo depressions. Shallow-marine areas are potentially prospective because of clastic material transit from paleo highs to these areas.

For Callovian deposits, authors identified three zones – deltaic, coastal and marine areas at paleo highs; tidal plains at paleo plains; inner shelf areas at paleo depressions. All areas except inner shelf are prospective for non-anticline traps. At several fields, these areas are productive. Moreover, during previous investigations authors identify Callovian deltaic lobes.

## *Может ли реальная точность сейсмического прогноза помочь при оптимизации эксплуатационного бурения*

**Романенко Марина Юрьевна<sup>1</sup>, Перельман Марина Игоревна<sup>1</sup>,  
Севилюков Денис Александрович<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ООО «СЖЖ Восток» (CGG Company)

<sup>2</sup> АО «Мессояханефтегаз»

### **Введение**

Широкое распространение горизонтального бурения повышает требования к качеству и точности сейсмического прогноза для максимально эффективного проектирования ствола скважины, причем относится это как к структурному плану, так и к распространению насыщенного коллектора внутри пласта.

Современная сейсморазведка предлагает новые технологии и инструменты для повышения качества прогноза, однако необходимо понимать, какие именно улучшения и по сравнению с чем могут быть получены при их использовании.

Где есть потенциал к улучшению:

- Улучшение полевых систем наблюдения, главным образом повышение кратности и азимутальности наблюдений.
- Внедрение новых процедур для построения скоростных моделей (глубинная миграция, FWI, SWI).
- Улучшение процедур обработки.
- Использование современных инверсионных алгоритмов для прогноза распределения коллектора, в том числе стохастических.

Главные ограничения по-прежнему кроются в самой земле: сложное и неоднородное строение ВЧР, поглощающие свойства среды и свойства самого резервуара. И, к сожалению, полнота и качество исследований скважин.

### **Данные**

Месторождение N находится в Западной Сибири и хорошо изучено как сейсмическими, так и скважинными данными. В пределах участка работ уже существовала сейсмическая съемка 3D, выполненная в 2004-2005 гг. (шаг ЛП 300 м, шаг ЛВ 400 м, размер бина 25x25 м, номинальная полная кратность 40). Новая съемка проектировалась главным образом для детализации строения верхней части разреза, где сосредоточены основные запасы нефти и газа, с целью сопровождения эксплуатационного бурения. Небольшие глубины залегания продуктивного пласта (700-800 м) диктуют необходимость увеличения плотности наблюдений по сравнению со стандартными сейсмическими съемками для набора достаточной кратности на малых временах прихода волны. Регистрация сейсмической информации осуществлялась с помощью комплексной системы наземной сейсмической разведки UniQ, с шагом ЛП и ПП 100м, обеспечивающей номинальную кратность 225 при бине 6,25x6,25м. Площадь новой съемки 3D составила около 200 кв.км.

Обработка и интерпретация сейсмических данных выполнялась в московском центре CGG с применением современных обрабатывающих и интерпретационных алгоритмов.

В пределах контура 3D 16 поисково-разведочных и 6 эксплуатационных скважин. Уже после начала работ в пределах площади исследований началось активное эксплуатационное бурение, и к фактическому началу комплексной интерпретации было пробурено около 100



эксплуатационных скважин. Полученные новые данные использовались как проверочные для оценки качества прогноза структурных построений и распределения толщин коллектора.

Главный объект разработки - массивная, тектонически экранированная нефтегазовая залежь пласта ПК<sub>1-3</sub>.

### Результаты.

Сравнение данных старой сеймики и новой высокоплотной съемки убедительно показало преимущество последней по качеству данных в диапазоне 400-1000 мс: значительно увеличилась информативность сейсмических данных в верхней части разреза, улучшилась прослеживаемость и динамическая выраженность горизонтов, заметно улучшилась фокусировка разломов по всему разрезу (Рис.1)

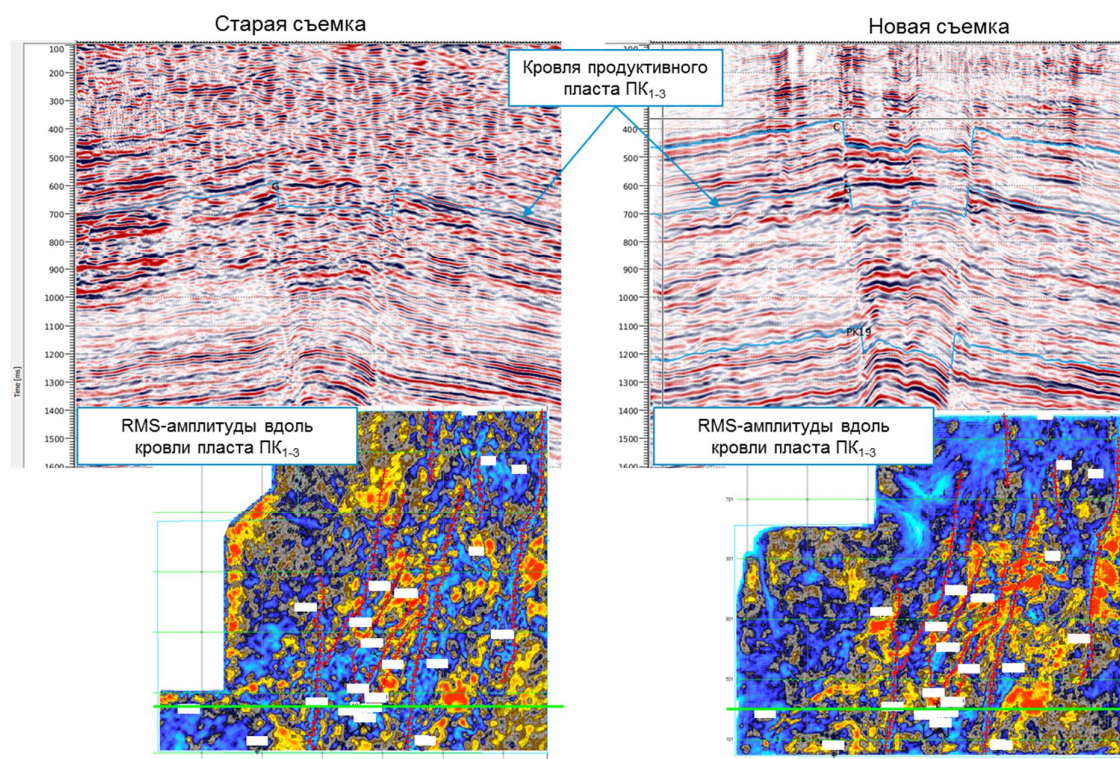


Рис 1. Сравнение данных старой и новой съемки.

Значимых результатов удалось достичь в рамках детализации структурно-тектонической модели разреза и уточнения строения пластов верхней части разреза, как основного объекта ПК<sub>1-3</sub>, так и вышележащего перспективного объекта газалинской пачки верхнего мела туронского яруса. Построение более сложной системы разломов также позволило уточнить модели залежей групп пластов ПК, МХ и БУ.

Оценка различных методик построения структурных карт по опорным пластам (Табл.1), в том числе и методом кросс-валидации, показала улучшение в 1,5-2 раза точности прогноза при использовании ГСМ глубинной миграции по сравнению со стандартными подходами пересчета время-глубина через регрессионные зависимости или карты средних скоростей. При этом для основного пласта ПК<sub>1-3</sub> (горизонт Г) при анализе только вертикальных поисково-разведочных скважин порядок величины ошибки сопоставим для всех рассмотренных методик, однако при включении в анализ данных эксплуатационного фонда точность прогноза методом регрессии ухудшается вдвое по сравнению с использованием

скоростной модели ГСМ. По оценке экспертов недропользователя уровень точности по результатам бурения новых скважин сопоставим по данным старой и новой съемки. С одной стороны, улучшение качества прогноза по новым сейсмическим данным очевидно за счет увеличения детальности и применения современных подходов к построению ГСМ, и позволяет снизить неопределенности структурных построений, но с другой стороны полученная точность все равно ниже ожиданий для максимально точного позиционирования горизонтальных стволов в данных сейсмогеологических условиях и для данного объекта разработки.

Таблица 1. Выбор методики и оценка точности структурных построений

Горизонт	Скважины (число скважин)	Ошибка, рассчитанная по методу кросс-валидации			Стандартное отклонение невязки, м	
		Метод 1 ГСМ	Метод 2 Регрессия	Метод 3 Сред. скор.	Метод 1 ГСМ	Метод 2 Регрессия
С	вертикальные + куст ОПР (22)	6,7	4,7	9,7	7,4	6,2
Г	вертикальные и экспл (113)				9,8	17,9
	только вертикальные (17)	8,9	11,1	10,7	7,6	9,6
ПК <sub>19</sub>	все (18)	9,4	24,6	25,3	9,0	20,7
М	все (18)	17,1	36,6	32,5	18,2	27,7
Н2	все (11)	26,1	37,2	41,2	18,6	28,7
Н3	все (10)	23,7	39,1	45,2	19,9	30,3
<p>Методика 1 - пересчет времен в глубины через скорости миграции</p> <p>Методика 2 - пересчет времен в глубины через регрессионную зависимость <math>H=f(T)</math></p> <p>Методика 3 - интерполяция средних скоростей в точках скважин</p>						

Для прогноза распространения газо- и нефтенасыщенного коллектора были проведены акустическая и синхронная инверсия. Полученные результаты позволили выполнить трехмерный вероятностный прогноз свойств в пределах разрешенности сейсмических данных, а куб акустического импеданса лег в основу построения фациальных схем в интервале продуктивного пласта. Одним из слабых мест прогноза является серьезные ограничения в полноте упругих методов ГИС, необходимых для надежной оценки импульсов при выполнении синхронной инверсии. Из всего набора скважин АКШ было выполнено только в трех, и ни в одной скважине длина интервала записи не превышает 200 мс. Тут мы напрямую сталкиваемся с упомянутым выше ограничением: при отсутствии данных упругих методов ГИС (в частности замеров скорости поперечной волны) хорошего качества, и выполненных на большой интервал, потенциал инверсии снижается. Прямым следствием этого ограничения входных данных стало то, что результат синхронной инверсии был признан лишь удовлетворительным, а от выполнения стохастической инверсии пришлось отказаться.

Тем не менее, на качественном уровне результаты трехмерного прогноза показали хорошую сходимость с данными ГИС для газонасыщенного коллектора. К сожалению, картирование газонасыщенных объектов не являлось приоритетной задачей на данном проекте, и наибольшие ожидания были связаны с возможным прогнозом нефтенасыщенных

коллекторов. Высокая плотность нефти ( $0.945 \text{ г/см}^3$ ) делает задачу разделения нефте- и водонасыщенного коллектора крайне затруднительной: в поле акустического импеданса эти породы не разделяются, а в поле параметра  $V_p/V_s$  существует тенденция к разделению, но перекрытие остается слишком большим для надежного количественного прогноза по детерминистической инверсии.

### **Заключение**

Итоги проведенных работ позволили существенно актуализировать программу разработки в целевой зоне: изменен порядок бурения кустовых площадок, некоторые исключены в результате объединения, добавлены новые участки для постановки эксплуатационных скважин, часть площадок перенесены в фонд наименее приоритетных для бурения при текущих макроэкономических показателях.

Не смотря на существенный прирост информативности новых сейсмических данных, достигнутая точность структурных построений и детальность прогноза тем не менее остаются ниже желаемых для сопровождения горизонтального бурения на нефтяные объекты пласта ПК<sub>1-3</sub>. Определенный потенциал для совершенствования полученных результатов прогноза видится в улучшении качества расчета синхронной инверсии за счет привлечения новых скважин, в которых рекомендуется проводить полноценный комплекс расширенных акустических наблюдений на большой интервал разреза, для обеспечения надежной оценки сейсмических импульсов и применение стохастических алгоритмов инверсии. По мнению авторов, главным ограничением в достижении этих целей являются сейсмо-геологические условия в пределах площади работ.

Авторы выражают искреннюю признательность специалистам АО «Мессояханефтегаз», ООО «Газпромнефть НТЦ» и ООО «Тюменский нефтяной научный центр» за плодотворную совместную работу.

The paper presents the results of processing and interpretation of new seismic data within the N field in Western Siberia. This survey was performed on top of the existing one and was designed mainly to detail the structure of the upper part of the section, where the main oil and gas reserves are concentrated. Small depths of the productive reservoir (700-800 m) dictate the need to increase the density of observations in comparison with standard seismic surveys for a set of sufficient fold at short recording times. Significant results were achieved within the detailed structural and tectonic model of the section and refinement of the strata structure. In the course of work, the advantages of using depth migration velocity model compared to the standard time-depth conversion methods through regression or average velocity maps were shown. The results of deterministic inversion made it possible to perform a three-dimensional prediction of reservoir properties within the limits of the seismic data resolution, and the acoustic impedance cube formed the basis for constructing the facies schemes of the productive formation cyclites. Despite the significant increase in the informativeness of new seismic data, the achieved accuracy of time to depth conversion and the detail of forecast do not satisfy the expectations for maintenance of horizontal drilling to oil reservoirs.

## *Перспективы использования многоволновой сейсморазведки на Ярегском месторождении высоковязкой нефти.*

**Мирошниченко Дмитрий Евгеньевич<sup>1</sup>, Керусов Игорь Николаевич<sup>1</sup>,  
Гринецкий Антон Сергеевич<sup>1</sup>, Баранцев Алексей Андреевич<sup>1</sup>,  
Василий Маркович Кузнецов<sup>2</sup>, Илья Петрович Коротков<sup>2</sup>  
Тихонов Анатолий Анатольевич<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> *Центр сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва*

<sup>2</sup> *Российский университет дружбы народов*

<sup>3</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва*

### **Введение**

Ярегское нефтетитановое месторождение является одним из крупнейших в России месторождений высоковязкой нефти. После открытия еще в 30-х годах 20 века, на нём сразу столкнулись с проблемами разработки. Высоковязкая нефть не поддается разработке традиционными способами. Поэтому было принято решение разрабатывать нефтяное месторождение шахтами. Однако к 60-м годам 20 века для увеличения добычи потребовалось модернизировать и улучшить шахтный способ разработки. В результате появился термошахтный метод добычи. Побывав на Ярегском месторождении и познакомившись с термошахтным методом, Р.Батлер разработал более гибкий метод парогравитационного дренажа (SAGD), который уже не предполагал строительства шахт, а требовал лишь бурения серии горизонтальных скважин [Butler, 1981]. Данный метод (наравне с прочими методами) в настоящее время активно используется по всему миру для разработки месторождений высоковязкой нефти.

Южная часть Ярегского месторождения (Льяёльская площадь) в настоящее время разрабатывается именно методом SAGD. Наравне с огромным количеством преимуществ, которые и сделали его общепринятым, метод SAGD обладает и рядом недостатков, одним из главных является необходимость производства больших объёмов перегретого пара. Нагрев воды для получения пара – один из самых финансово затратных элементов метода SAGD, поэтому мониторинг распространения пара под землёй может значительно снизить затраты на разработку месторождения.

### **Данные и методы**

Ярегское месторождение является достаточно сложным объектом для исследования сейсмическими и вообще геофизическими методами. Особенности геологического строения Ярегского нефтетитанового месторождения являются: малая глубина (200 – 300 м от поверхности) целевого пласта (пласт III – D<sub>2ef-st</sub>), экранирующий слой базальтов переменной толщины (от 0 до 30 метров), сложная система тектонических нарушений. Изначально необходимые для разработки данные о строении Льяёльской площади Ярегского месторождения планировалось получать исключительно по результатам опережающего разведочного бурения. Однако опыт показал, что этого явно недостаточно. Не было возможности учесть геометрию разрывных нарушений и восстановить достаточно сложную геометрию целевого пласта III. Поэтому с началом разработки пласта по технологии SAGD возникла острая необходимость получения более достоверных данных. С этой целью на площади была спроектирована и выполнена уникальная по плотности сейсмическая съёмка 3D (бин 2.5 x 12.5 м, кратность номинальная 21, плотность съёмки

670 000 трасс/км<sup>2</sup>). Поверхностные ограничения, а также недостаточный объем информации (отсутствие данных о скоростях продольных и поперечных волн, и малый объем предыдущих сейсмических исследований) не позволили выполнить на месторождении оптимальную систему наблюдения, предполагавшую вдвое большую плотность трасс и бин 5 x 5 метров.

Для обеспечения интерпретации сейсмических данных недостаток информации о скоростных характеристиках разреза исследуемого участка был восполнен за счет расширения скважинных методов. Во всех новых скважинах в обязательном порядке выполнялся акустический каротаж, отбор керна, исследования микроимиджерами типа СМІ.

Интерпретация сейсмических данных показала, что даже таких уникальных характеристик сейсмической съёмки недостаточно для однозначной интерпретации целевого объекта. Главной проблемой является малая длина годографа волны, отражённой от пласта III, и искажающее влияние перекрывающих базальтов. Фактически полученные в результате съёмки 3D данные были пригодны лишь для структурной интерпретации, но динамический анализ, в особенности для целей поиска областей прогрева высоковязкой нефти, уже не давал уверенного результата.

Для увеличения точности дистанционного мониторинга весной 2018 года были выполнены тестовые работы МВС (метод многоволновой сейсморазведки) по двум пересекающимся 2D-3С профилям. Использовался импульсный источник вертикального воздействия (Геотон) и трёхкомпонентные сейсмоприёмники. Полученные данные были обработаны с получением временных разрезов продольных отражённых и обменных PSv волн.

#### **Результаты. Сравнение данных продольных отражённых и обменных PS волн**

Сопоставление сейсмограмм (рис. 1) показывает, что использование данных продольных отражённых волн на данном месторождении имеет меньшую эффективность по сравнению с обменными волнами. Отражения продольных волн от целевых объектов сильно искажены регулярными помехами (прямая и поверхностная волна). В то время как обменные PS волны имеют визуально большее соотношение сигнал/помеха, большую длину годографа и минимально искажаются волнами помехами.



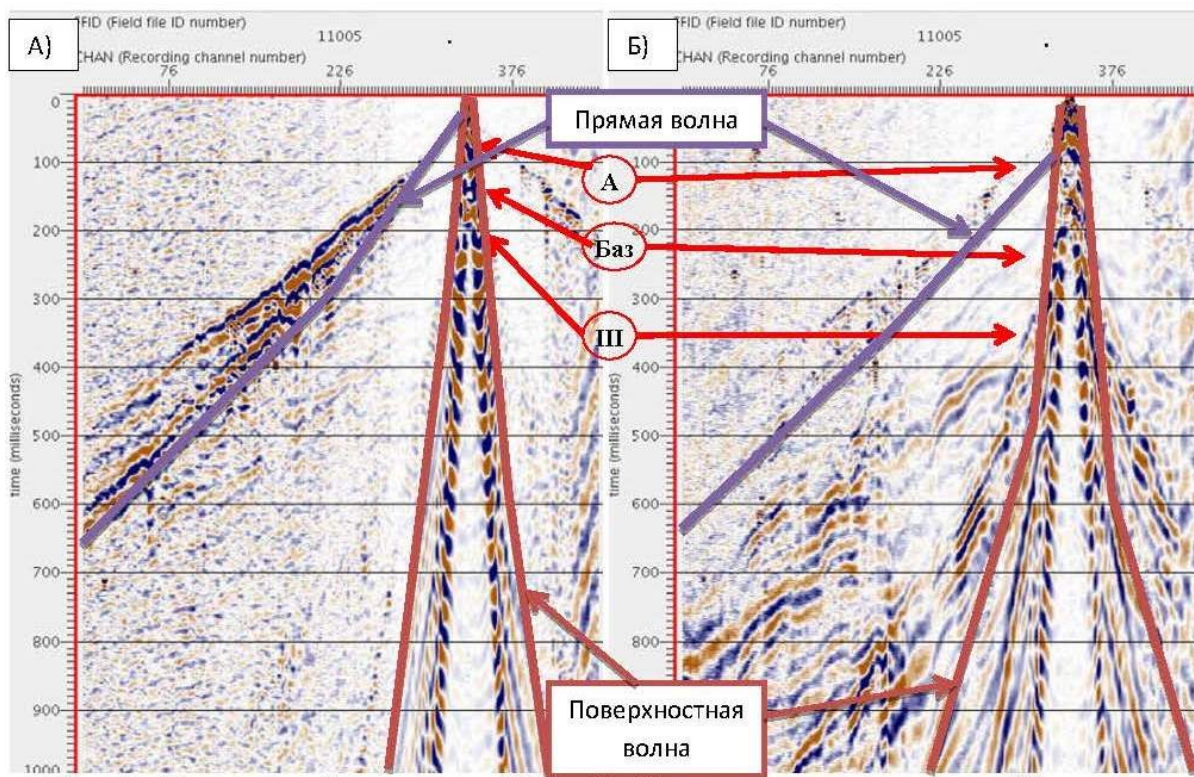


Рис 1. Полевые сейсмограммы ОПВ. (а) Вертикальная компонента, (б) радиальная компонента (времена отражений: А – пласт А, Баз – слой базальтов, III – пласт D<sub>2ef-st</sub>).

Обработка полевых данных с получением временных разрезов продольных отражённых и обменных PSv волн подтвердила и дополнила выводы, полученные по итогам исследования сейсмограмм (рис. 2):

- Вертикальная разрешённость обменных PS волн в 1,5 - 2 раза выше, чем продольных отражённых волн.
- На PSv разрезах лучше видны детали строения пласта III.
- На разрезах PSv волн можно проследить ближайшие к поверхности пласты, которые практически отсутствуют на разрезах PP волн.

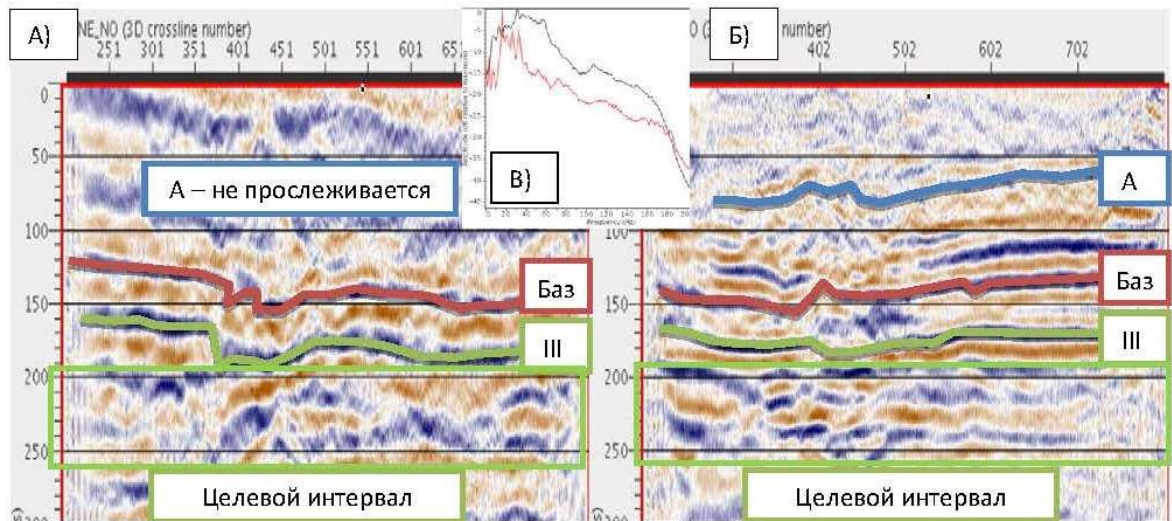


Рис 2. Результаты Обработки данных МВС. (а) Временной разрез отраженных волн, (б) временной разрез обменных PS волн (отождествленный на времена PP волн), (в) амплитудно-частотный спектр отражённых (красный) и обменных PSv волн (черный)

### Закключение

На основании результатов проведения сейсмической съёмки 2D по технологии МВС можно сделать вывод о наличии и принципиальной возможности регистрации поперечных обменных волн, что существенно расширяется информация о строении и свойствах горных пород в разрезе исследованного месторождения. Ключом к мониторингу разработки месторождения по технологии SAGD должны стать обменные PS волны. Однако не все так просто. В инженерной сейсморазведке, а съёмка на Лыяельской площади Ярегского месторождения ближе всего именно к инженерной сейсморазведке, давно известно, что при малых глубинах целевого объекта поперечные волны дают лучший результат, чем продольные [Скворцов, 2007; Турчков, 2014, Кузнецов В.М. 2014]. Кроме того, неоднократно отмечалось, что использование обменных волн более эффективно в условиях экранирующей высокоскоростной толщи базальтов [Purnell, 1992; Hearn, 2004]. В нефтяной сейсморазведке по множеству причин преимущество отдано сейсморазведке на продольных волнах. В редких случаях используются многокомпонентные сейсмоприемники для получения обменных PSv волн, которые помогают решать специфические проблемы, связанные, например, с газовыми шапками над залежью, в которых традиционная сейсморазведка «слепая». Лыяельская площадь Ярегского месторождения оказалась на границе инженерной и «традиционной нефтяной» сейсморазведки. Источники, используемые в инженерной сейсморазведке, недостаточно сильны для получения приемлемого соотношения сигнал помеха на данной глубине и в таких сложных геологических условиях. Системы наблюдения и источники «нефтяной сейсморазведки» не обеспечивают необходимой детальности и соотношения сигнал помеха.

Использование обменных волн решает проблему разрешающей способности, но усложняет структурные построения из-за большей неопределенности со скоростями сейсмических волн. Поэтому главный вывод работ МВС на Лыяельской площади состоит в том, что использование информации сдвиговых волн – правильное направление.

Методически важно провести как минимум ещё один эксперимент с использованием направленных источников SH волн по схемам 2(3)D-6C. И только на основе этого эксперимента, может быть принято решение о том, какая сейсморазведка оптимальна для решения задач на исследуемой территории.

#### **Список литературы**

1. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating // Can. J. Chem. Eng. 1981. Т. 59. № 4. С. 455–460.
2. Purnell G.W. Imaging beneath a high-velocity layer using converted waves // GEOPHYSICS. 1992. Т. 57. № 11. С. 1444–1452.
3. Hearn S. Shallow, high-resolution converted-wave seismology for coal exploration. ASEG Extended Abstracts 2004: 17th Geophysical Conference: pp. 1-4.
4. Скворцов А.Г. Высокоразрешающая сейсморазведка на поперечных волнах при изучении малых глубин : Матер. науч.-практ. конф. «Инженерная и рудная геофизика – 2007». Геленджик, 2007
5. Турчков А.М., Потапова А.В. Трёхмерные сейсмические наблюдения в инженерной сейсморазведке на отражённых поперечных волнах (обзор текущего состояния, опыт применения, перспективы развития): Матер. науч.-практ. конф. «Инженерная геофизика 2014», Геленджик, 2014
6. Кузнецов В.М., Жуков А.П., Никонов Е.О. Изучение многолетнемерзлых пород с использованием технологий многоволновой сейсморазведки в применении к верхней части разреза. Технологии сейсморазведки, № 1, 2014, с. 74–83

### **Perspectives of Multi-wave Seismic Exploration at the Yarega high-viscosity oil field.**

D.E. Miroshnichenko (LUKOIL-Engineering LLC), I.N. Kerusov (LUKOIL-Engineering LLC), A.S. Grinevskiy (LUKOIL-Engineering LLC), A.A. Barantsev (LUKOIL-Engineering LLC), V.M.Kuznetsov (RUDN University), I.P. Korotkov (RUDN University), A.A. Tikhonov (Moscow State University)

The Yarega oil and titanium field is one of Russia's largest high-viscosity oil fields. The southern part of the Yarega field (Lyayol area) is currently being developed by the SAGD method. Heating water to produce steam is one of the most costly elements of this method, so monitoring the subsurface distribution of steam can significantly reduce the cost of field production. A unique seismic 3D survey with explosive sources was designed and carried out on the area. Interpretation of seismic data has shown that even such unique characteristics of seismic surveys are not enough to unambiguously interpret the target object and monitor its production using the SAGD technology. A trial experimental multicomponent survey was performed to study the possibility of increasing the accuracy of remote seismic 4D monitoring. The field data were then processed and interpreted. As a result, it was concluded that there is a fundamental possibility of observing converted PS waves, which significantly increases the amount of information about the structure and properties of rocks in the subsurface. The vertical resolution of the converted PS waves is 1.5 - 2 times higher than that of reflected P-waves. The details of the target layer are better visible on PSv time sections. Using S-waves is the right strategy for Yarega field interpretation and monitoring. It is necessary to conduct at least one more experiment using directional sources of SH waves according to schemes 2 (3) D-6C.

## *Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии: пример практического применения в карбонатных отложениях*

**Эпов Кирилл Александрович<sup>1</sup>, Жемчугова Валентина Алексеевна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*независимый консультант*

<sup>2</sup>*Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

### **Введение**

Процесс создания детальных моделей нефтегазоносных пластов основан на всестороннем анализе данных сейсморазведки, ГИС и геологической информации. Современный взгляд на данную проблему может быть представлен в терминах построения модели среды, с одной стороны обусловленной априорными геологическими представлениями, а с другой – данными, получаемыми при различных геофизических исследованиях. Ключевую роль при прогнозе свойств в межскважинном пространстве играет количественная интерпретация сейсмических данных и, в первую очередь, - инверсия сейсмических данных. Вместе с тем, хорошо известным является тот факт, что результаты сейсмической инверсии очень чувствительны к используемой априорной информации. Последняя традиционно представляется либо в виде фоновых моделей упругих свойств для детерминистических алгоритмов инверсии, либо в виде априорных вероятностей фаций в случае применения геостатистических (стохастических) подходов (Grana D., 2013; Bosh M. et al., 2010; Kemper M.A.C., Gunning J., 2014; Яковлев и др., 2011). Однако на сегодняшний день использование априорной информации при количественной интерпретации сейсмических данных весьма ограничено на практике. Например, технология построения начальных моделей для детерминистической сейсмической инверсии во многих случаях по-прежнему сводится к выполнению интерполяции данных акустического и плотностного каротажа в межскважинное пространство и фильтрации, а последующий количественный прогноз свойств может выполняться с привлечением геологической информации, не использовавшейся при построении фоновой модели. Такой подход характеризуется рядом серьезных недостатков, способных привести к получению необоснованных с геологической точки зрения результатов (Sams M., Saussus D., 2013).

Применяемый авторами подход к построению геолого-геофизических моделей, позволяющий непротиворечиво учитывать разнородную и разномасштабную скважинную и сейсмическую информацию (Эпов, 2017), базируется на параметризации представлений об обстановках осадконакопления небольшим числом количественных показателей (т.н. «обобщенных геологических переменных»). Создание пространственной априорной модели может быть сведено к выполнению интерполяции значений «обобщенных переменных» в межскважинное пространство и последующей оценке на их основе в каждой ячейке сеточной модели таких характеристик, как: вероятности литотипов и фаций, параметры распределений вероятностей инженерно-петрофизических параметров (пористость и глинистость и др.), упругих свойств и других.

В работе (Эпов, Жемчугова, 2017) был рассмотрен пример применения данной технологии для прогноза характеристик природных резервуаров, приуроченных к терригенным отложениям. Настоящая работа посвящена результатам опробования этого подхода на одном из месторождений, целевой продуктивный интервал которого сложен карбонатными породами.

### **Основы метода**

Оценка априорных вероятностей фаций и литотипов, необходимых для корректного применения байесовского подхода к построению геолого-геофизических моделей, основана на количественных показателях, полученных в результате многомерного шкалирования и факторизации (Дэйвисон, 1988) набора седиментологических фаций. Принципиальным

является тот факт, что геологическое описание априорной модели базируется на анализе обстановок осадконакопления и оперирует набором генетически связанных типов пород и их ассоциаций. Учет информации о возможных последовательностях смены обстановок седиментации позволяет наложить ограничения на фациальные переходы при оценке вероятностей литотипов в межскважинном пространстве. Рассматриваемый подход к параметризации основывается на использовании набора внутренних переменных, на количественном уровне описывающих наблюдаемое или предполагаемое фациальное разнообразие. Данные переменные могут интерпретироваться как обобщенные координаты, заданные на некоторой области многообразия фаций. Размерность многообразия определяется количеством независимых физических процессов (или групп процессов), которые формируют набор «базисных» обстановок. Вероятности появления фаций в одной из базисных обстановок задают аффинные координаты фаций на фрагментах данного многообразия. Мера сходства фаций, задающая метрические свойства множества генетически связанных обстановок, определяется статистиками фациальных переходов. При этом используется предположение, что родственные с точки зрения условий образования фации должны характеризоваться повышенной вероятностью перехода между ними.

Получаемый в результате такой факторизации набор статистически независимых параметров используется при интерполяции фациальной модели в межскважинное пространство. После проведения интерполяции в каждой точке модели рассчитываются априорные вероятности фаций. Затем осуществляется переход от фаций к значимым с точки зрения петрофизической модели литотипам. Для каждого литотипа  $L_i$  оценивается вероятность его появления в обстановках, отвечающих выбранной фациальной модели. Построенные таким образом объемные модели априорных вероятностей литотипов используются как для задания фоновой модели для инверсии сейсмических данных, так и для последующей количественной интерпретации ее результатов.

### **Методика работ**

В рамках настоящего исследования выполнялся комплексный анализ геолого-геофизической информации, проводимый с целью создания модели продуктивных карбонатных отложений одного из месторождений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. В процессе работы была осуществлена переинтерпретация данных ГИС, в результате чего построена объемная литологическая модель отложений; проведена оценка компонент общей пористости и выполнен анализ упругих свойств в целевом интервале. Полученные в результате петроупругого моделирования представления создали петрофизическую основу для проведения инверсии сейсмических данных и прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве.

Детальные макро- и микроскопические, петрофизические исследования керн опорных скважин позволили разработать принципиальную седиментационную модель отложений целевого интервала. Были выделены два типа карбонатных построек, обладающих различными структурно-генетическими характеристиками слагающих их пород, и доказано, что углеводородную продуктивность залежей в рассматриваемом интервале разреза контролируют закономерности его образования в седиментогенезе. Обосновано, что разрез отложений имеет четко выраженное циклитовое строение, отвечающее последовательной смене структурно-генетических типов известняков, вызванной изменениями относительного уровня моря.

Используя концептуальную базу секвенс-стратиграфического метода, изучаемая толща была разделена на осадочные секвенции. Каждому элементу секвенции, состоящему из закономерно сменяющихся в разрезе фаций и литотипов и маркирующему общее направление развития морского бассейна, свойственны свои «алгоритмы» поведения пластов-коллекторов и их фильтрационно-емкостные характеристики, обеспеченные фациальной природой осадков. Седиментационная неоднородность изученных отложений контрастно отразилась в их фильтрационно-емкостных показателях: в значениях пористости



и проницаемости, структуре пустотного пространства, генезисе пористости и т.д. Кроме того, эта неоднородность явилась основной причиной различной интенсивности постседиментационных процессов – выщелачивания и трещинообразования – основных факторов, определивших распределение емкости в продуктивной толще.

Реализованный в рамках настоящего исследования процесс комплексного анализа скважинной и сейсмической информации включал следующие этапы.

1. Детальный анализ кернового материала и разработка принципиальной седиментационной модели изучаемых отложений.
2. Анализ данных ГИС, переход к каротажным фациям. Попластовая корреляция разрезов скважин. Предварительное фациальное районирование территории. Составление литолого-фациальных разрезов.
3. Интерпретация сейсмических данных (привязка и прослеживание отражающих горизонтов, создание скоростной модели и расчет структурных карт, расчет атрибутов сейсмической записи, проведение сейсмофациального районирования и т.д.).
4. Параметризация фациальной модели, расчет «обобщенных координат» фаций.
5. Интерполяция значений «обобщенных координат» в межскважинное пространство. Создание объемной модели и оценка априорных вероятностей фаций для каждой ячейки сетки.
6. Анализ петрофизических свойств фаций. Петроупругое моделирование. Переход от седиментологических фаций к петрофизическим литотипам.
7. Расчет для каждой ячейки модели значений априорных вероятностей литотипов и фоновых значений упругих свойств.
8. Сейсмическая инверсия.
9. Расчет кубов вероятностей литотипов, обусловленных сейсмическими данными, прогноз коллекторских свойств (расчет куба пористости, карт эффективных толщин и др.).

Разработанная принципиальная седиментационная модель включала набор из девяти фаций, которые формировались под действием 4-х базисных обстановок. Для каждой из фаций характерен свой литологический состав, кодируемый элементами набора из восьми литотипов (рис. 1). Используя указанный выше подход, данная модель была параметризована системой из трех факторов, двум из которых оказалось возможным придать ясный геологический смысл.



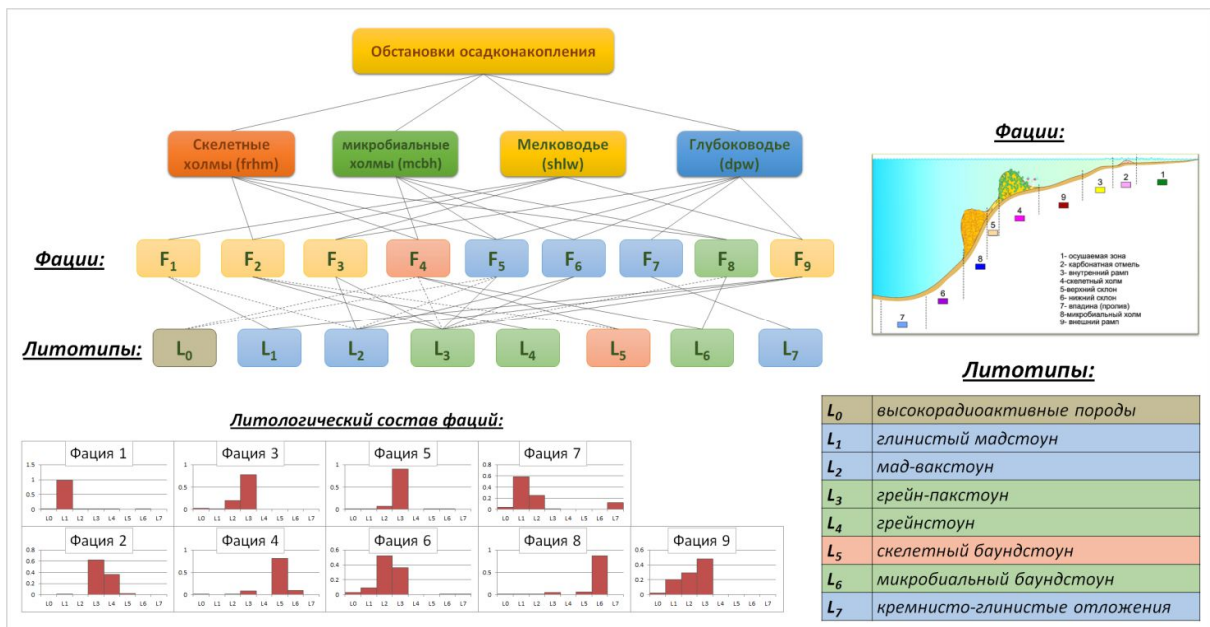
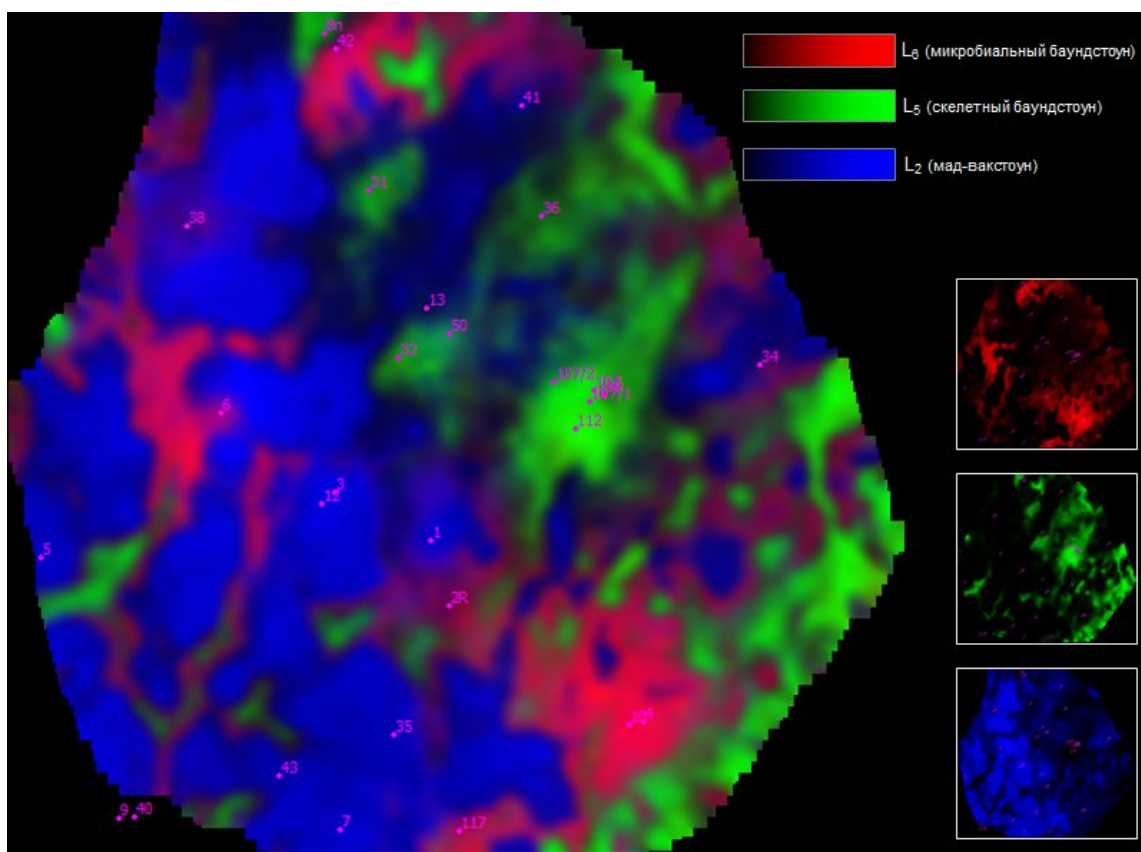


Рис. 1. Иерархическая система фашии и литотипов изученных отложений.

В процессе создания априорной (фоновой) геологической модели активно использовались выявленные статистические зависимости между условиями осадконакопления и толщинами осадочных комплексов. Это позволило значительно снизить уровень неопределенности при интерполяции значений обобщенных переменных в межскважинное пространство. Результатом явилась объемная модель априорных вероятностей фашии и литотипов.

Фоновая модель для сейсмической инверсии рассчитывалась на основе полученной априорной литологической модели целевого интервала и результатов петроупругого моделирования. По ряду причин связанных с наличием и качеством сейсмических данных, в рамках данного проекта выполнялась инверсия сейсмических данных в варианте псевдоакустического приближения. После получения куба псевдоакустического импеданса был выполнен расчет кубов вероятностей литотипов и куба пористости, используя байесовский подход (Duijndam, 1998).

Примененная в настоящей работе методика позволила получить в результате количественной интерпретации данных пространственные распределения вероятностей литотипов и оценок пористости, непротиворечиво учитывающие как априорную геологическую информацию, так и сейсмические данные (амплитуды отражений). Наиболее наглядно этот факт демонстрируется картами средних значений прогнозных параметров для отдельных секвенций. В частности, полученная литологическая зональность в пространстве и ее изменение с геологическим временем полностью соответствует с одной стороны выявленным седиментационным трендам, которые были заложены в априорную модель, а с другой - всем особенностям амплитуд сейсмической записи. В качестве примера на рисунке 2 приведен результат совместной визуализации карт средних значений вероятностей литотипов L<sub>2</sub>, L<sub>5</sub>, и L<sub>6</sub> для секвенции SQ3 с использованием технологии RGB-смешивания.



**Рис. 2.** Пример совместного изображения карт средних значений вероятностей петрофизических литотипов L<sub>2</sub>, L<sub>5</sub>, L<sub>6</sub>, полученных по результатам сейсмической инверсии, для одной из секвенций, слагающих целевой интервал.

Зоны ожидаемого преобладания литотипов L<sub>5</sub> и L<sub>6</sub> соответствуют областям развития построек соответствующих скелетного и микробного типов. В этих зонах можно ожидать появление коллекторов (соответственно, порового и трещинного типа). Преобладание литотипа L<sub>2</sub> характерно для межпостроечных впадин с глинисто-карбонатной седиментацией.

Полученные карты средних значений вероятностей литотипов и пористости для каждой секвенции служили исходными данными для последующего геостатистического анализа и прогноза коллекторских свойств. Значения с этих карт снимались в точках скважин, после чего полученные выборки подвергались регрессионному анализу с целью выявления наиболее информативных атрибутов для прогноза эффективных толщин коллекторов. Наиболее тесные взаимосвязи, как и ожидалось, были обнаружены со средними значениями таких параметров, как пористость и вероятность литотипа L<sub>5</sub> (скелетные известняки), или их комбинации (произведения). Выявленные атрибуты использовались в качестве опорных при построении карт эффективных толщин коллекторов.

### **Заключение**

Проведенные исследования позволили получить новую информацию о строении целевого интервала разреза. На основе детального анализа сейсмических и скважинных данных и применении интегрированного подхода, включающего параметризацию геолого-геофизической информации, была построена модель, непротиворечиво учитывающая как априорные геологические данные, базирующиеся на результатах седиментологических исследований керна и ГИС, так и материалы сейсморазведки 3D. Применение технологии сейсмической инверсии позволило максимально полно использовать при прогнозе свойств

целевого интервала информацию, заложенную в амплитудных характеристиках сейсмической записи.

### **Благодарности**

Работа выполнена на базе Московского Государственного Университета им. М.В. Ломоносова по заказу ООО «Лукойл-Инжиниринг».

Опробование представленного подхода на реальных данных подразумевало проведение процедур анализа и интерпретации сейсмических данных, традиционных для производственных проектов. Эта часть работы выполнялась с применением программных продуктов Kingdom (компания IHS) и HampsonRussell (компания CGG). Авторы выражают признательность компаниям CGG и IHS за возможность использования программных продуктов для решения научно-производственных и учебных задач.

Авторы выражают признательность Д.В. Кляжникову за помощь и консультации при анализе данных ГИС, выполненном в рамках настоящего исследования.

Авторы хотели бы поблагодарить М.Ю. Токарева, без чьего участия настоящий проект не мог бы быть реализован.

Авторы признательны сотрудникам ООО «Лукойл-Инжиниринг» И.Н. Керусову, Л.Ф. Воробьевой и Р.Ш. Сайфутдинову за помощь и содействие при выполнении настоящей работы.

### **Список литературы**

*Дэйвисон М.* Многомерное шкалирование: Методы наглядного представления данных. // М.: Финансы и статистика, 1988 г. 254 с.

*Энов К.А.* Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии: часть 1, теоретическое обоснование // Технологии сейсморазведки, 2017, №1. С.5-27

*Энов К.А., Жемчугова В.А.* Количественный учет априорной геологической информации при сейсмической инверсии: часть 2, пример практического применения // Технологии сейсморазведки, 2017, №1. С.28-48.

*Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е.* Почти всё о сейсмической инверсии, часть 2 // Технологии сейсморазведки, 2011, №1, с. 5-15.

*Bosch M., Carvajal C., Rodrigues J., Torres A., Aldana M. Sierra J.* Petrophysical seismic inversion conditioned to well-log data: Methods and application to a gas reservoir // Geophysics, 2009, Vol74, No2.

*Bosch M., Mukerji T., Gonzalez E.F.* Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: A review // Geophysics, 2010, Vol75, No5.

*Duijndam A.J.W.* Bayesian Estimation in Seismic Inversion. Part I: Principles // Geophysical Prospecting, 1998, Vol36.

*Duijndam A.J.W.* Bayesian Estimation in Seismic Inversion. Part II: Uncertainty Analysis // Geophysical Prospecting, 1988, Vol36.

*Grana D.* Bayesian inversion methods for seismic reservoir characterization and time-lapse studies. Dis., Stanford University, 2013

*Kemper M.A.C., Gunning J.* Joint Impedance and Facies Inversion – Seismic Inversion Redefined // First Break, 2014, vol32(9), 89-95

*Sams M., Saussus D.* Practical implications of low frequency model selection on quantitative interpretation results. // SEG Technical Program Expanded Abstracts, 2013: pp. 3118-3122

# ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И АППАРАТУРА

## Интеллектуальная разведка: Увеличение глубинности исследований ЭМ и ВП методами

**Nind, C.<sup>(1)</sup>, Bérubé, P.<sup>(1)</sup>, Пайдин, М.<sup>(2)</sup>, Овчарук, В.<sup>(3)</sup>**

1. *Abitibi Geophysics Inc, Val-d'Or, Квебек, Канада*
2. *Nomad Geo Service, Алматы, Казахстан*
3. *AGT Systems, Москва, Россия*

### Введение

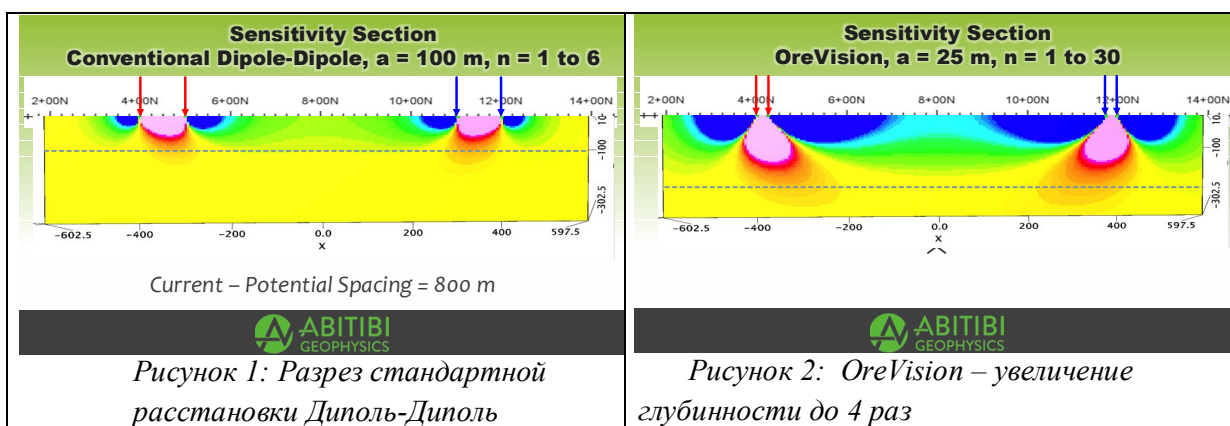
Методы геофизических исследований месторождений полезных ископаемых с использованием электрических методов разведки значительно продвинулись на протяжении XX века. На сегодняшний день востребованы технологии и методики, позволяющие обнаруживать широкий спектр рудных тел на больших глубинах с высоким разрешением. В связи с этим, компания Abitibi Geophysics сосредоточила свое внимание на разработке инновационных технологий и методах электромагнитной съемки и вызванной поляризации. Интеллектуальная разведка с использованием электрических методов, которые включают эти улучшения, является темой этой короткой статьи.

### Интеллектуальная разведка Методом Вызванной Поляризации

#### Интеллектуальная съемка методом ВП: OreVision

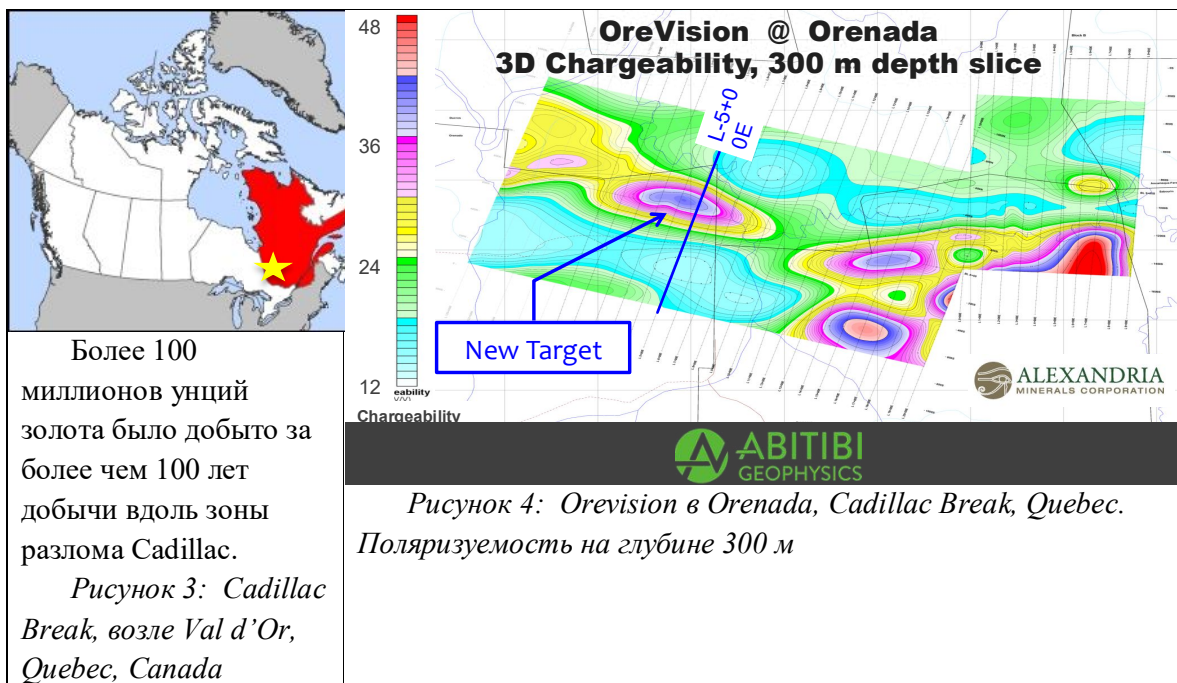
OreVision была разработана Abitibi Geophysics для расширения глубинности стандартного метода ВП 2D до 4 раз без ущерба для разрешения. Это было достигнуто путем разумного увеличения «n-интервала», без увеличения «a-интервала».

Модели чувствительности на Рисунках 1 и 2 иллюстрируют увеличенное разрешение и глубину исследования метода OreVision, достигаемые расстоянием между диполями 25 м (Рис.2), в сравнении с традиционным методом ВП с расстоянием между диполями 100 м (Рис.1).



Alexandria Minerals использовала метод OreVision для изучения медно-порфировой зоны под проводящим слоем в Orenada в Cadillac Break, возле Val-d'Or, Quebec, которое не было

обнаружено стандартным методом ВП. OreVision обнаружил минерализованный объект, который затем был подтвержден бурением.



### Интеллектуальная 3D ВП: IPower3D

IPower3D ВП компании Abitibi Geophysics регистрирует более 10 000 записей на 1 квадратном километре съемки используя конфигурацию диполь-диполь для наилучшего разрешения и интерпретации. Плотность данных и полное 3D-контент может помочь решить приповерхностные неоднородности, обеспечивая более надежное и точное моделирование до глубин 600 м.

**Различные конфигурации и расстояния между электродами**

- Увеличение глубины разведки

- Улучшение проникновения через проводящий слой

- Увеличение чувствительности над объектом

- Улучшение разрешения объекта

**Высокая плотность записей**

- Улучшение пространственного разрешения
- Увеличение возможности определения объекта

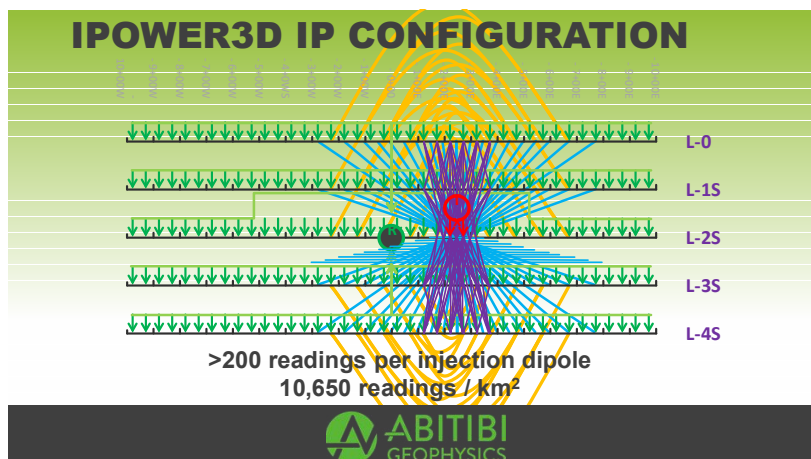
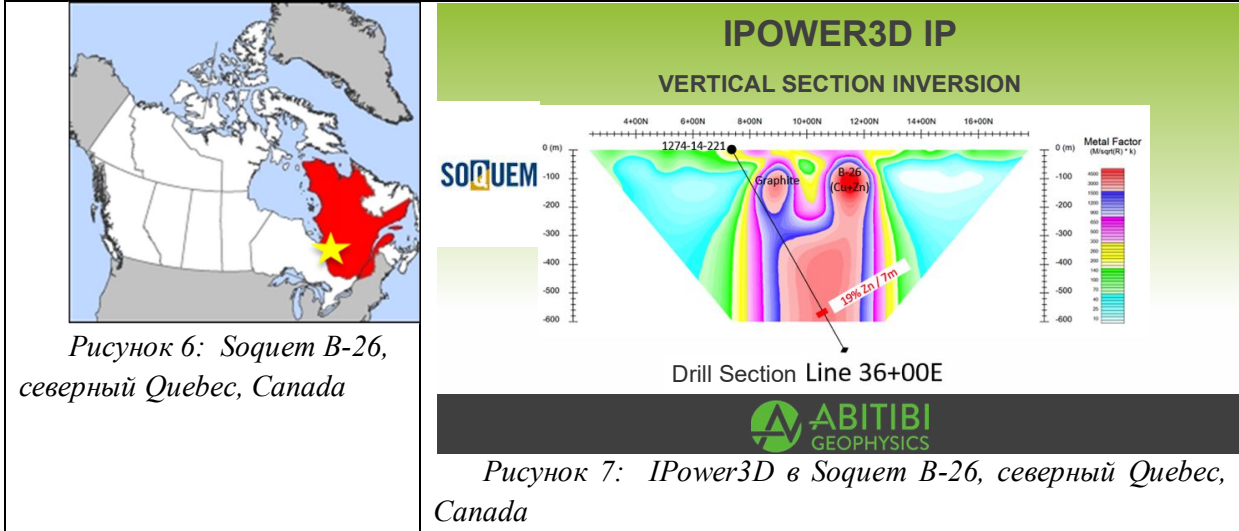


Рисунок 5: Конфигурация IPower3D ВП



- *Повышение надежности инверсии*
- 3D Инверсии**
- *Надежные рекомендации для бурения*

SOQUEM, дочерняя компания Ressources Québec, провела съемку IPower3D для использования многонаправленных дипольных измерений этого метода во многих «п-интервалах» по всей площади, с целью максимизировать чувствительность и пространственное разрешение как по вертикали, так и по горизонтали. IPower3D обнаружил 7 м 19% Zn на глубине почти 600 м под графитом на месторождении Soquet B-26 в северном Квебеке.



**Интеллектуальная разведка с использованием электромагнитных методов во временной области**

**Интеллектуальная схема петли передатчика: InfiniTEM® и InfiniTEM XL**

Запатентованная конфигурация двойного контура InfiniTEM® была представлена Abitibi Geophysics и Soquet в 2004 году для улучшения отклика глубокозалегающих суб-вертикальных проводников и уменьшения влияния поверхностного слоя. Стрелки на Рисунке 8 показывают аннулирование вертикальной составляющей и усиление горизонтальной составляющей индуцированного магнитного поля, генерируемого конфигурацией петли InfiniTEM. Измерения проводятся между двумя частями на профилях исследования или в скважинах.



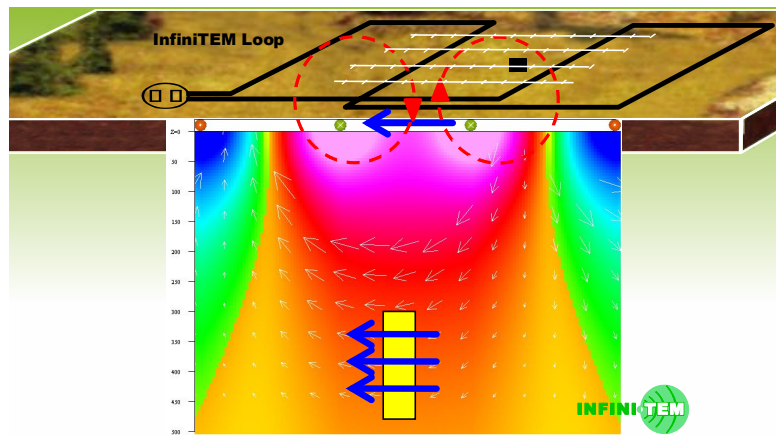


Рисунок 8: Схема петли InfiniTEM® и индуцированное магнитное поле.

InfiniTEM XL был разработан с целью увеличения глубины исследования. Это было достигнуто за счет использования двух синхронизированных передатчиков, по одному на каждой петле, для четырехкратного дипольного момента, поскольку появляются дополнительные преимущества за счет увеличения размера каждой петли и устранения соединительных проводов. При расстановке InfiniTEM XL с двумя большими прямоугольными петлями, как показано на рисунке, то он становится идеальным методом глубинной разведки и эквивалентного пространственного исследования. Интервал между линиями может быть увеличен с возможностью исследования межпрофильного расстояния над аномальными объектами без необходимости установки новой петли. В результате InfiniTEM XL идеально подходит для глубинных разведывательных исследований на больших площадях, которые можно быстро и экономично обследовать.

InfiniTEM XL сохраняет характеристики InfiniTEM® в том что ток передается в противоположных направлениях в двух отдельных петлях. Это минимизирует отклик от проводящего верхнего слоя и улучшает выделение глубокозалегающих проводников, как на поверхности при наземной съемке, так и в скважине расположенной между петлями.

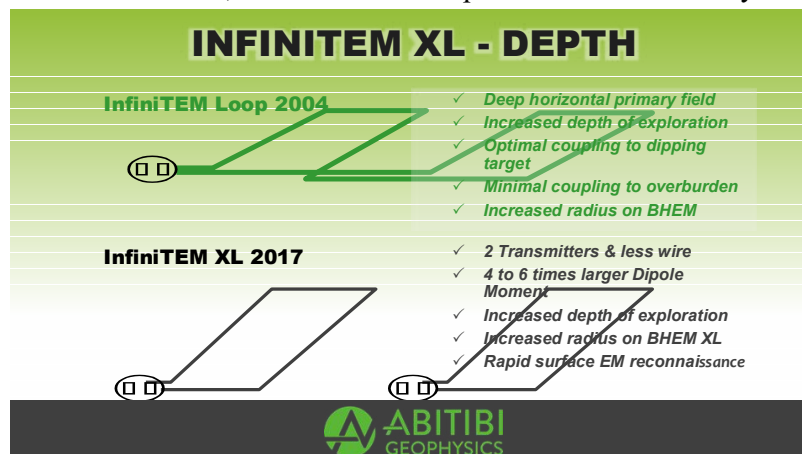
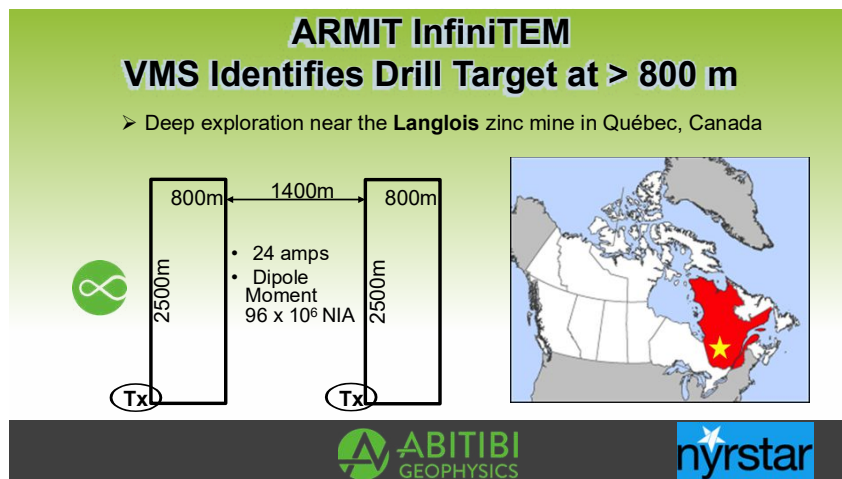
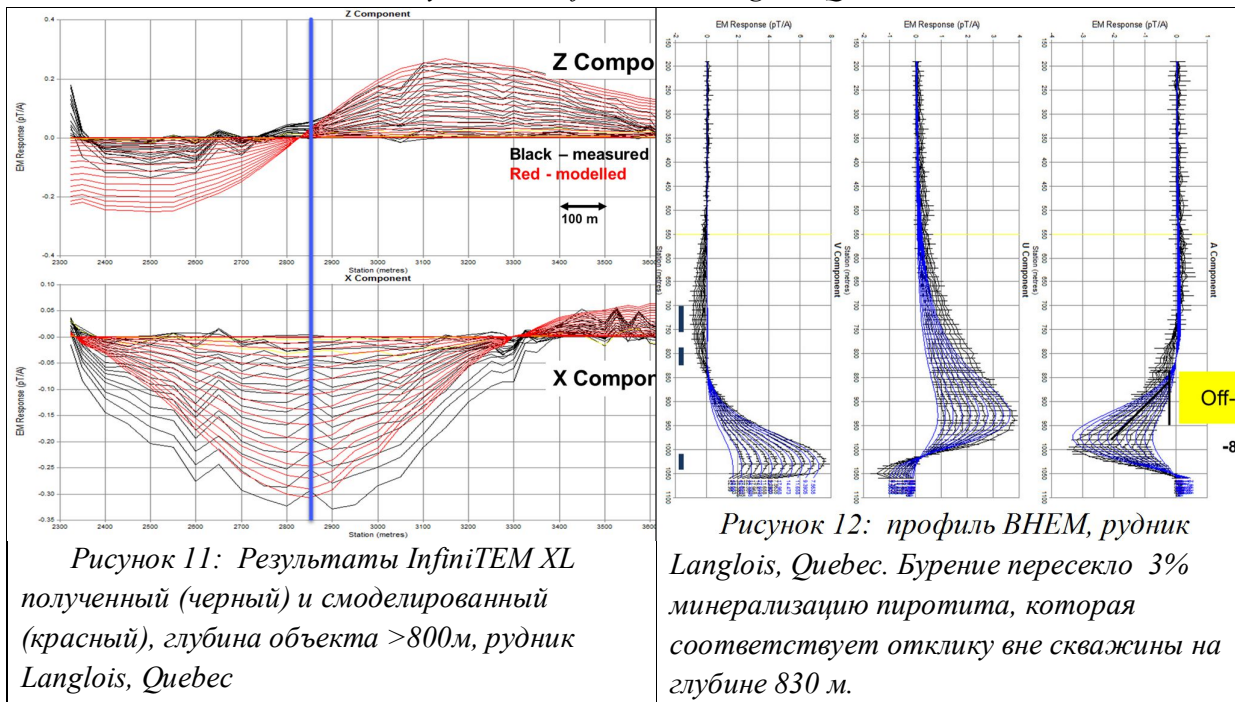


Рисунок 9: InfiniTEM XL

Съемка методом InfiniTEM XL была выполнена по заказу компании Nyrstar для обнаружения объекта VMS на глубине более 800 м возле рудника Langlois в Quebec, Canada. Объект впоследствии был обнаружен скважинным электромагнитным методом.



*Рисунок 10: InfiTEM в Langlois, Quebec*



### Интеллектуальные измерения данных: датчик ARMIТ

Ток индуцированный в слабых проводниках, таких как пирит/сфалерит, угасает очень быстро, а ток индуцированный в массивных никелевых сульфидах угасает медленно. Датчик ARMIТ измеряет оба B-field и dB/dt, с возможностью определения широкого спектра проводимости за одну съемку. Результаты съемки на проекте Osisko Coulon демонстрируют чувствительность и низкий уровень шумов.

Левая часть Рисунка 14 показывает, что съемка 2006 года с использованием стандартного датчика TDEM не обнаружила проводящий объект. Два рисунка справа показывают отклики ARMIТ dB/dt и B-поля вдоль той же линии, проведенной в 2013 году. Обратите внимание, что в этом сравнении между съемками 2006 и 2013 годов, помимо датчика ARMIТ 2, был использован передатчик Abitibi Geophysics TerraScope с высоким уровнем мощности. Преимущество измерения B-field и dB/dt датчиком с низким уровнем шумов и передатчиком с более высоким уровнем мощности очевидно.

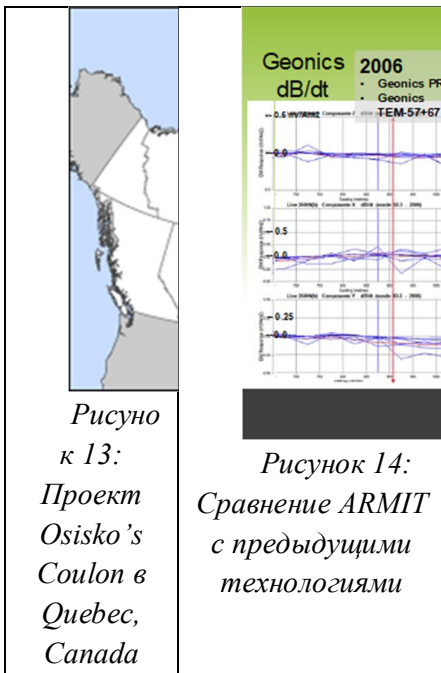


Рисунок 13:  
Проект Osisko's Couloin в Quebec, Canada

Рисунок 14:  
Сравнение ARMIT с предыдущими технологиями

Обновление ARMIT 3 было представлено на PDAC 2018 в Торонто, Канада. ARMIT 3 имеет дополнительные улучшения в успешных функциях ARMIT 2.

✓ Уровень шумов ниже искусственных, атмосферных и DAS источников

- ✓ Измеряет B-field и dB/dt одновременно на всех трех осях X, Y, Z
- ✓ Широкая полоса пропускания для определения

более широкого диапазона проводимости

- ✓ Работает в расширенном диапазоне базовых частот
- ✓ Надежность и работа в полевых условиях от -40° до +50°C

### Вывод

Мы уверены, что применение этих интеллектуальных методов разведки улучшит перспективы значительных открытий месторождений полезных ископаемых. Для более детальной информации, пожалуйста, посетите наш сайт [www.ageophysics.com](http://www.ageophysics.com), обращайтесь к Махамбету Пайдину, [m.paidin@ngs.kz](mailto:m.paidin@ngs.kz) или Chris Nind, [cnind@ageophysics.com](mailto:cnind@ageophysics.com).

### Благодарности

Спасибо нашим клиентам за предоставление этих данных и организаторам GECE 2019 за возможность представить эту работу.



Рисунок 115: TDEM датчик ARMIT3

**TDEM**



**IP**



**Innovation  
Developments**



## Intelligent Exploration: Going Deeper with IP and EM

Nind, C<sup>(1)</sup>, Bérubé, P<sup>(1)</sup>, Paidin, M<sup>(2)</sup>, Ovcharuk, V<sup>(3)</sup>

4. *Abitibi Geophysics Inc, Val-d'Or, Quebec, Canada*

5. *Nomad Geo Services, Almaty, Kazakhstan*

6. *AGT Systems, Moscow, Russia*

### Introduction

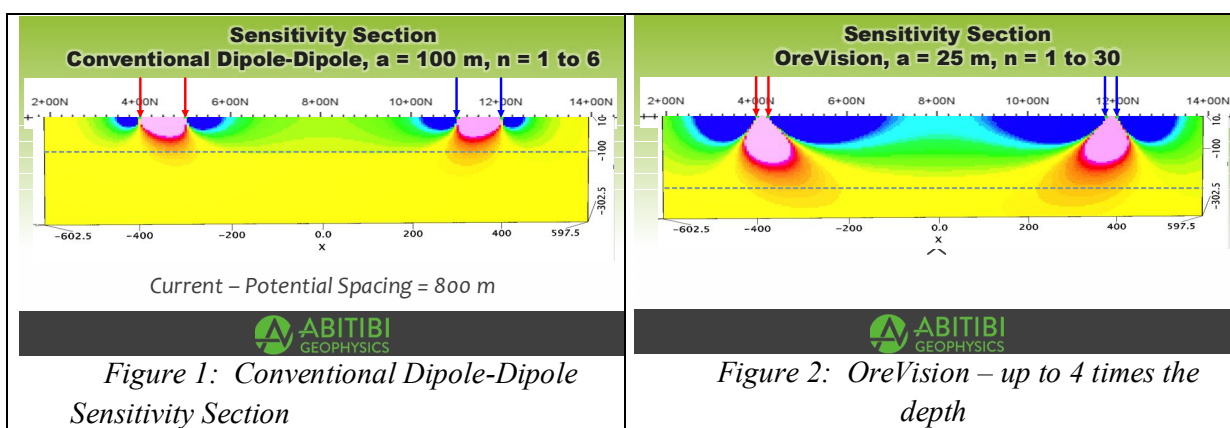
Geophysical exploration methods for mineral deposits using electrical methods advanced significantly throughout the 20<sup>th</sup> century. Today, technologies and procedures are needed that can detect a wide range of ore bodies at greater depths and higher resolutions. In response, Abitibi Geophysics has focused on developing innovative technologies and survey designs for both induced polarization and electromagnetic surveying. Intelligent exploration using electrical methods that incorporate these improvements is the topic of this short paper.

### Intelligent Exploration with Induced Polarization

#### Intelligent IP Surveying: OreVision

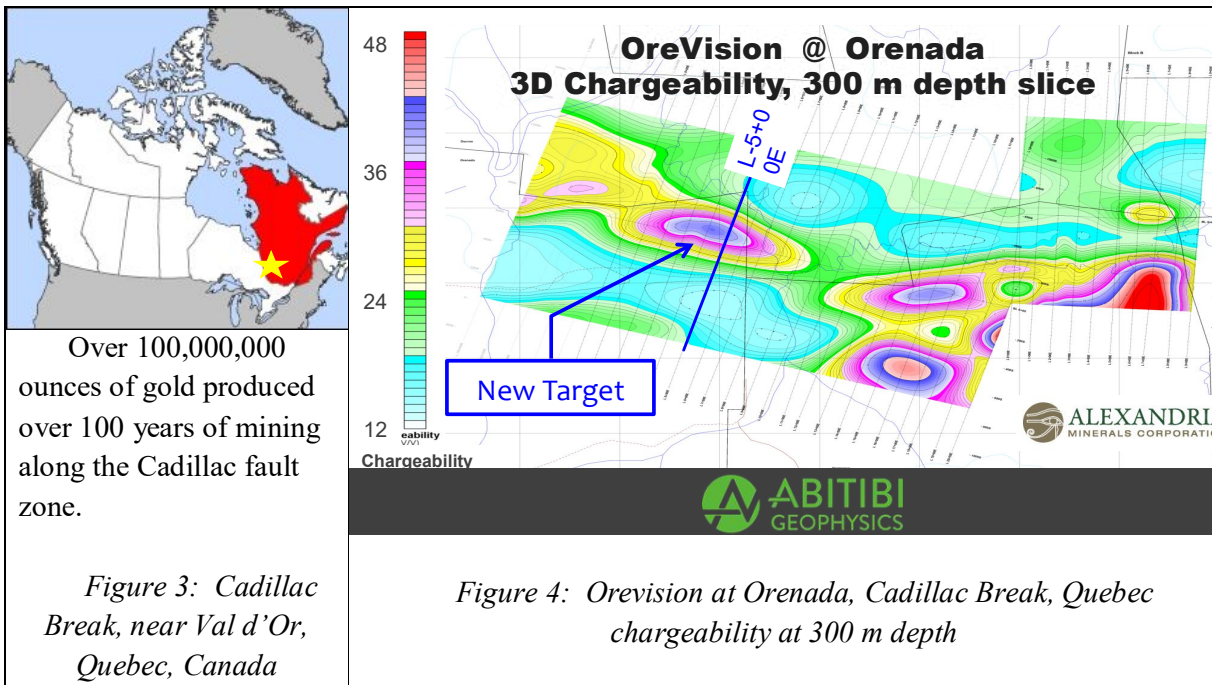
OreVision was developed by Abitibi Geophysics to extend the depth of conventional 2D IP by up to 4 times without sacrificing resolution. This was accomplished by intelligently increasing the “n-spacing” without increasing the “a-spacing”.

The sensitivity models in Figures 1 and 2 illustrate the increased resolution and depth achieved by 25m dipoles a-spacing (Fig. 2) when the current and receiver dipoles are separated the same distance as 100m dipole a-spacing (Fig. 1).



Alexandria Minerals used OreVision to discover a Copper Porphyry zone under conductive overburden at Orenada in the Cadillac Break, near Val-d'Or, Quebec, that had not been detected by conventional IP methods. OreVision resolved a mineralized target, which was then confirmed by drilling. OreVision has targeted chargeable zones with high resolution to depths of 500 m.





### Intelligent 3D IP: IPower3D

Abitibi Geophysics's IPower3D IP surveying records over 10,000 readings per square kilometre using dipole-dipole configurations for superior resolution and interpretation. The data density and full 3D content help resolve near-surface heterogeneities, delivering a more reliable and meaningful Earth model to depths up to 600 m.

#### Multiple electrode configurations & spacings

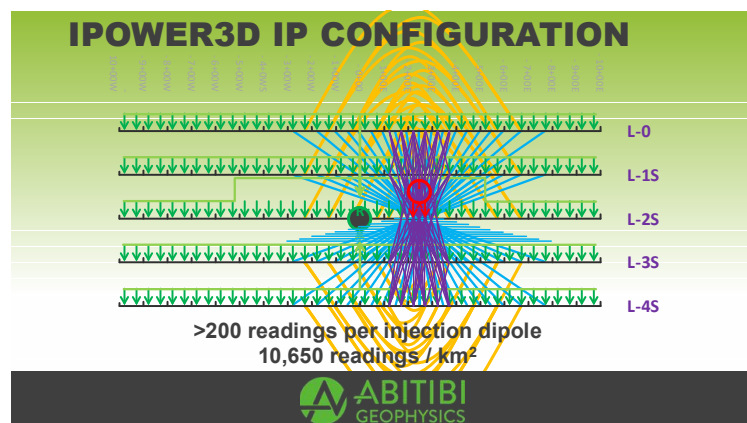
- Increase depth of exploration
- Improve penetration of conductive cover
- Maximize sensitivity over target
- Improve resolution of target

#### High reading density

- Improve spatial resolution
- Increase probability of target detection
- Improve reliability of inversion

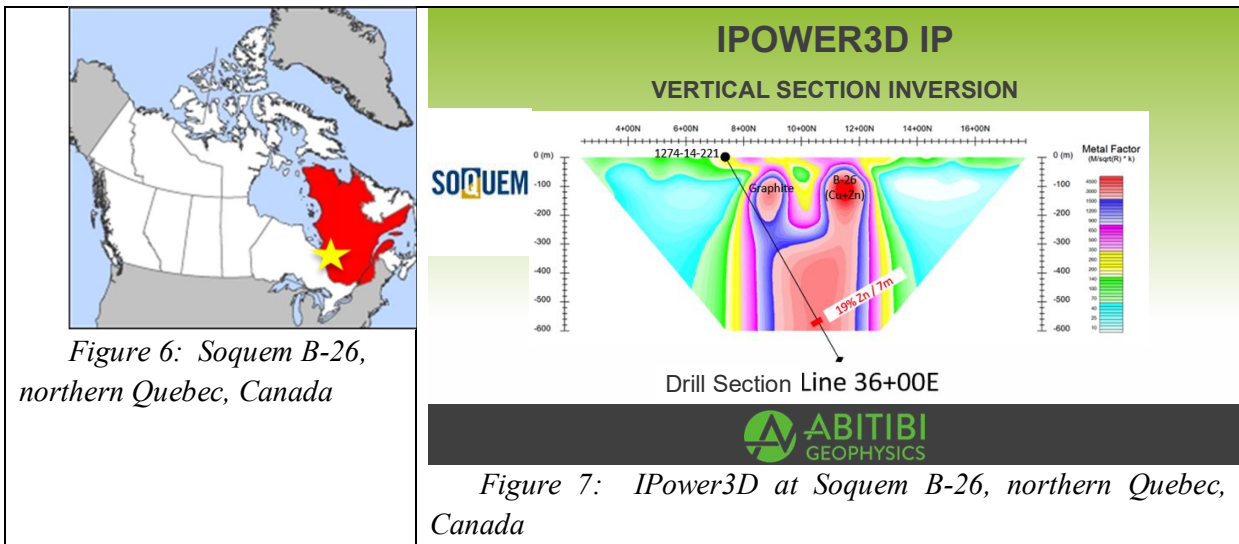
#### 3D Inversion

- Reliable drill target recommendations



*Figure 5: IPower3D IP Configuration*

SOQUEM, a subsidiary of Ressources Québec, utilized an IPower3D survey to take advantage of its multi-directional dipole measurements at many “n-spacings” over the entire grid to maximize sensitivity and spatial resolution, both vertically and horizontally. IPower3D detected 7 m of 19% Zn at a depth of nearly 600 m beneath graphite at Soquem's B-26 deposit in northern Quebec.



**Intelligent Exploration with Time Domain Electromagnetics**  
**Intelligent Transmitter Loop Layout: InfiniTEM® and InfiniTEM XL**

The patented InfiniTEM® double loop configuration was introduced by Abitibi Geophysics and Soquem in 2004, to improve coupling with deep sub-vertical conductors and reduce coupling with overburden. The arrows in Figure 8 show the cancellation of the vertical component and the enhancement of the horizontal component of the induced magnetic field generated by the InfiniTEM® loop configuration. Measurements are taken between the two lobes on survey lines or in boreholes.

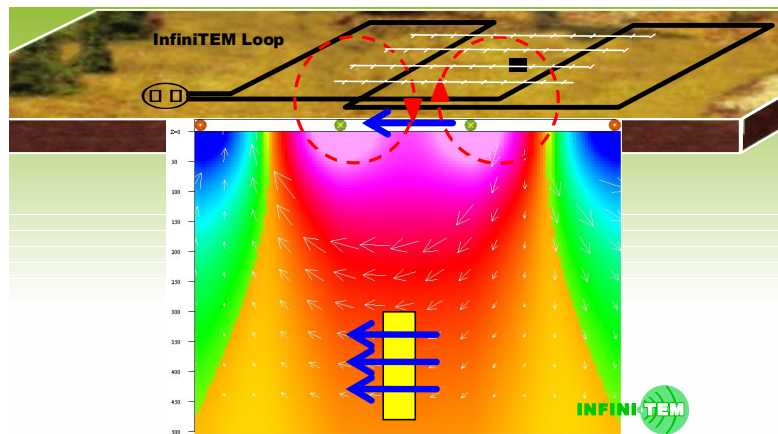


Figure 8: InfiniTEM® loop layout and induced magnetic field.

InfiniTEM XL was developed to further maximize the depth of exploration. This was achieved by utilizing two synchronized transmitters, one on each loop, to quadruple the dipole moment as additional gains are realized by increasing the size of each loop and by elimination of the interconnecting wires. When InfiniTEM XL is setup with two large rectangular loops as shown, it is an ideal reconnaissance exploration technique because of its depth and equivalent lateral investigation distance. The line spacing can be increased with the opportunity to survey fill-in lines over anomalous responses without requiring a new loop setup. As a result, InfiniTEM XL is ideal



for deep-looking reconnaissance surveys over large areas, which can be surveyed quickly and economically.

InfiniTEM XL retains the characteristics of InfiniTEM® in that the current is transmitted in opposite directions into two separate loops. This minimizes the coupling with conductive overburden and optimizes the detection of deep, dipping conductors, either along surface survey lines or in boreholes situated between the loops.

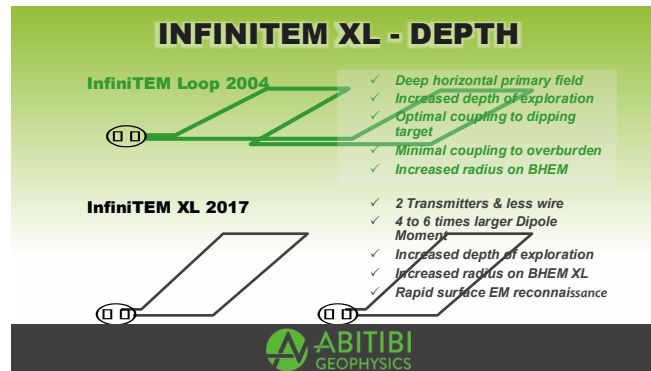


Figure 9: InfiniTEM XL

InfiniTEM XL was employed by Nyrstar to detect a VMS target at greater than 800 m depth near the Langlois zinc mine in Quebec, Canada. The target was subsequently confirmed by borehole electromagnetics.

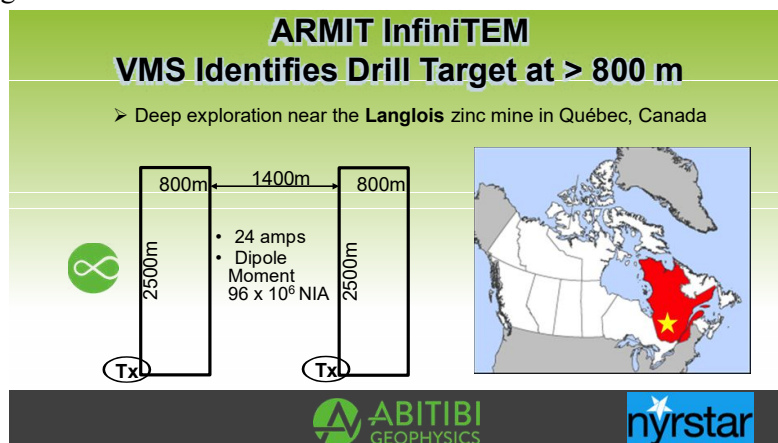


Figure 10: InfiniTEM XL at Langlois, Quebec

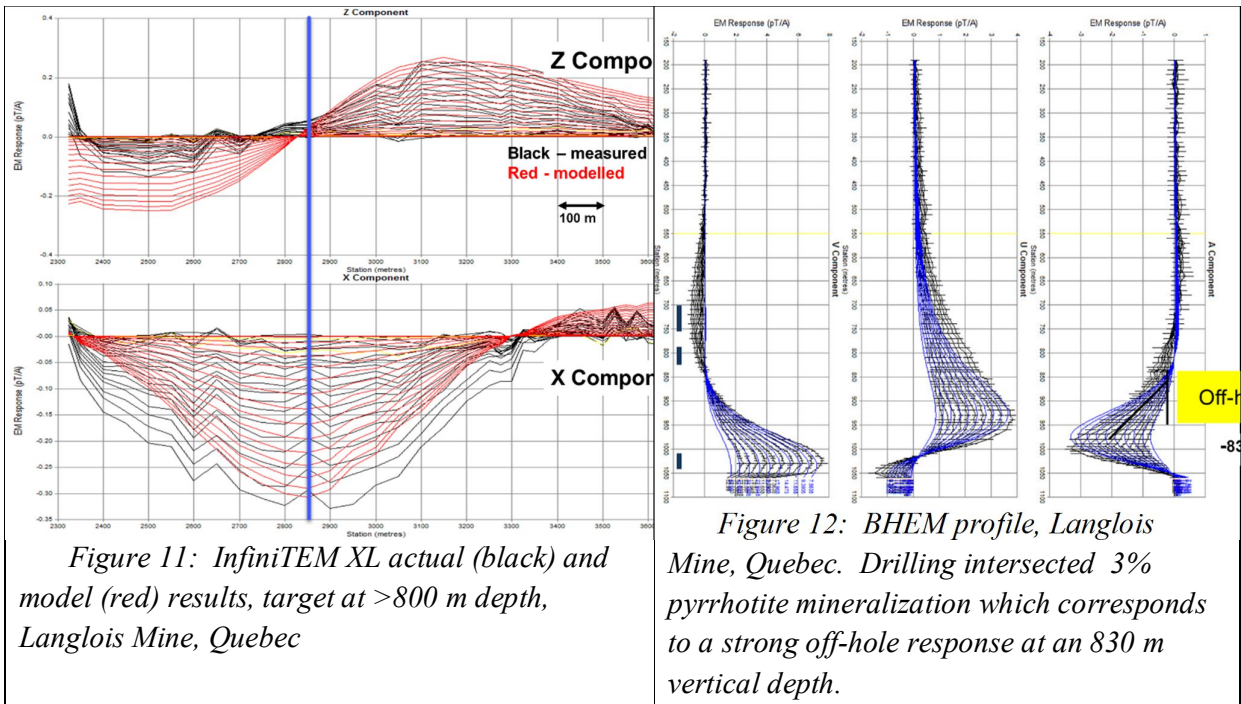


Figure 11: InfiniTEM XL actual (black) and model (red) results, target at >800 m depth, Langlois Mine, Quebec

Figure 12: BHEM profile, Langlois Mine, Quebec. Drilling intersected 3% pyrrhotite mineralization which corresponds to a strong off-hole response at an 830 m vertical depth.

### Intelligent Data Measurement: ARMIT Sensor

Current induced into poor conductors, such as pyrite/sphalerite, decays very quickly, and current induced into massive nickel sulphides decays slowly. The ARMIT sensor measures both B-field and dB/dt, enabling it to detect a wide range of conductivities with one survey. The results over the Osisko Coulon project demonstrate its sensitivity and low noise envelope.

The left panel in Figure 14 below shows that a 2006 survey using an industry standard air coil TDEM sensor was not able to detect the buried conductor. The two panels on the right show the ARMIT 2 dB/dt and the B-field responses along the same line surveyed in 2013. Note that in this comparison between 2006 and 2013 surveys, in addition to the ARMIT 2 sensor, Abitibi Geophysics' high power TerraScope transmitter was used. The benefit of measuring B-field and dB/dt with a low noise sensor and a higher powered transmitter is clearly evident.



Figure 13: Osisko's Coulon Project in Quebec, Canada

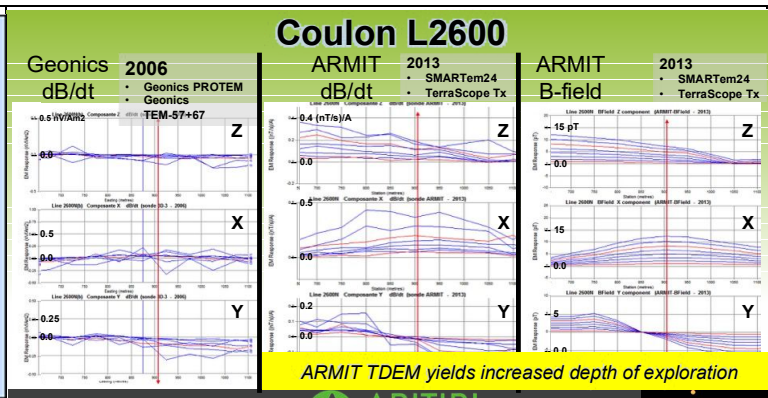


Figure 14: Comparison of ARMIT with older sensor technology

The ARMIT 3 upgrade was introduced at PDAC 2018 in Toronto, Canada. ARMIT 3 has further improvements on the successful features of ARMIT 2.

- ✓ Lower noise than cultural, sferic and DAS sources
- ✓ Measure B-field and dB/dt simultaneously on all three axes X, Y, Z
- ✓ Wider bandwidth to detect a wider range of conductance
- ✓ Operates at an expanded range of base frequencies
- ✓ Robust & field-worthy -40° to +50°C

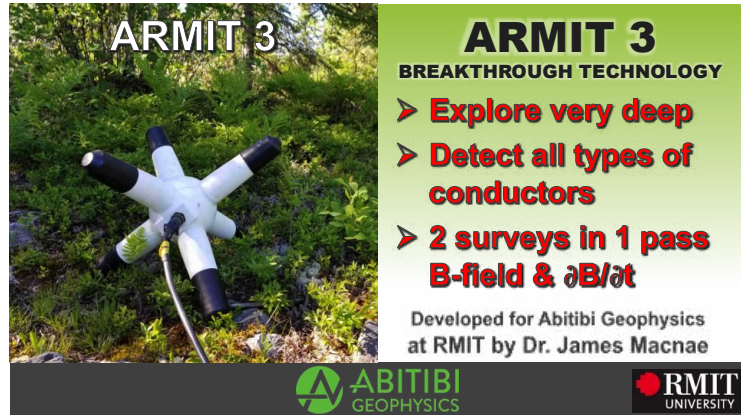


Figure 15: ARMIT 3 TDEM Sensor

### Conclusion

We are confident that the application of these intelligent exploration methods will improve the prospects for significant discoveries of mineral deposits. For further information, please visit [www.ageophysics.com](http://www.ageophysics.com), and contact Makhambet Paidin, [mpaidin@ngs.kz](mailto:mpaidin@ngs.kz) or Chris Nind, [cnind@ageophysics.com](mailto:cnind@ageophysics.com).

### Acknowledgements

Thank you to our clients for releasing these data sets, and to the organizers of GECE 2019 for the opportunity to present this talk.

TDEM



IP



Innovation  
Developments



## *3D-электроразведка ЗСБ + МТЗ при оценке нефтегазовых коллекторов*

**Мамаева А.В.<sup>1</sup>, Белая А.А.<sup>2</sup>, Захаркин А.К.<sup>2</sup>, Махнач Е.Н.<sup>2</sup>, Крупнов Е.В.<sup>3</sup>, Тригубович Г.М.<sup>1</sup> Яковлев А.Г.<sup>4</sup>, Яковлев Д.В.<sup>4</sup>, Чернышев А.В.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ЗАО «Аэрогеофизическая разведка», г. Новосибирск

<sup>2</sup> АО «СНИИГГиМС», г. Новосибирск

<sup>3</sup> ООО ГП «Сибгеотех», г. Новосибирск

<sup>4</sup> ООО «Северо-Запад», г. Москва

**Введение.** Опыт применения 3D-электроразведки на основе методов МТЗ и ЗСБ свидетельствует о возможности решения широкого круга задач, включающих исследование характеристик карбонатных и терригенных коллекторов, условий их залегания, прогноза горно-геологических условий бурения. Переход на адаптивную систему наблюдений в современной электроразведке позволил найти компромисс между необходимостью применения дорогостоящих площадных систем наблюдений для учета строения верхней части разреза и профильными системами наблюдений. К настоящему времени накоплен значительный фактический материал по применению адаптивной 3D-электромагнитной разведки в разных геологических условиях. Учет латеральных изменений геоэлектрической среды в окрестности пункта глубинного зондирования позволяет увеличить достоверность геофизического прогноза. При этом ЗСБ отвечает за реконструкцию геоэлектрической модели верхней части геологической среды и регуляризацию решения обратной задачи МТЗ, а МТЗ – за изучение глубинной части разреза. Геологическая эффективность и экономическая целесообразность применения технологии ЗСБ + МТЗ отвечает современным требованиям и исключает необходимость применения дорогостоящих зондирований ЗСБ с супермощными источниками магнитного поля. В большинстве случаев применение ЗСБ для изучения осадочного чехла с высокой электрической проводимостью является неоправданно дорогостоящим и неэффективным.

**Системы полевых наблюдений.** В ЗСБ применяются многоразносные системы наблюдений при каждой раскладке генераторного контура. Для каждой точки измерения по основному профилю оценивается невязка приближения к слоистой модели среды. Увеличение невязки решения обратной задачи указывает на латеральные неоднородности среды и в зависимости от ее величины дает основание для постановки дополнительных измерений в виде квази-ортогональных рассечек. Это позволяет оценить латеральные неоднородности ВЧР – причины невязки подбора слоистой модели среды. В дальнейшем использование 3D-моделирования позволяет дать более точный прогноз глубинных целевых объектов.

**3D-интерпретация** основана на разделении измеряемого сигнала на нормальную составляющую влияния вмещающей среды и аномальную составляющую влияния трехмерных неоднородностей. Одновременный подбор объектов и сигналов по всей пространственно-временной области влияния источника позволяет учитывать неоднородность вмещающей среды, устраняет искажения реконструкции глубинных частей разреза, снижает область эквивалентности решения обратной трехмерной задачи и повышает достоверность прогноза электрической проводимости и глубины залегания коллектора. В

большинстве случаев интервальная электрическая проводимость является известной функцией рассольного флюидонасыщения, а флюидонасыщение - характеристикой проницаемости коллектора.

**Примеры решения геологических задач.** К настоящему времени накоплен значительный фактический материал по применению адаптивной 3D-электроразведки в различных геолого-геофизических условиях. Учет латеральных изменений среды в окрестности пункта глубинного зондирования существенно улучшает геолого-геофизический прогноз.

Приведены примеры 3D-исследований с применением адаптивной системы наблюдений в которых на первом этапе реконструирована насыщенная траппами ВЧР. Учет трапповых объектов ВЧР позволил исключить их влияние при оценке продуктивных горизонтов в карбонатных толщах. Использование комплексной 3D-интерпретации данных ЗСБ и МТЗ позволило обеспечить устойчивый прогноз строения осадочного чехла, геометрию осевых поверхностей геоэлектрических маркеров и изучаемых продуктивных горизонтов.

По результатам анализа распределения интервальных значений суммарной продольной проводимости в пределах перспективных горизонтов может быть дана оценка типа флюидонасыщения и прогноз коллекторских свойств. С высокой до 90% вероятностью прогнозируются участки отсутствия продуктивных коллекторов, где не рекомендуется заверочное бурение

**Выводы.** Теоретические расчеты и опыт выполненных исследований по технологии 3D-адаптивной электроразведки МТЗ+ЗСБ подтвердил ее высокую эффективность. Используемая технология позволяет учитывать искажающее влияние ВЧР и вмещающей геологической среды. Это существенно увеличивает достоверность прогноза интервальной продольной проводимости и геометрии рассолонасыщенных коллекторов при снижении затрат на проведение полевых работ. Геологическая эффективность и экономическая целесообразность применения технологии ЗСБ + МТЗ отвечает современным требованиям точности исследований и исключает необходимость применения дорогостоящих глубинных ЗСБ с супермощными источниками магнитного поля. В большинстве случаев применение ЗСБ для изучения осадочного чехла с высокой электрической проводимостью является неоправданно дорогостоящим и неэффективным.

Список литературы

*Соловейчик Ю. Г., Рояк М.Э., Моисеев В.С., Тригубович Г.М.* Моделирование нестационарных электромагнитных полей в трехмерных средах методом конечных элементов // *Физика Земли.* – 1998. – № 10. – С. 78–84.

*Тригубович Г.М., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г.* «3D-электроразведка становлением поля» // Новосибирск: Наука, 2009. – С. 214

*Kamenetsky, F.M., Stettler E.H., Trigubovich G.M.* Transient Geo-Electromagnetics // L-M University of Munich, Germany, 2010. - p. 306

*Тригубович Г.М., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г.* Способ геозлектроразведки. Патент Российской Федерации на изобретение № 2411549. Приоритет – 06.10.2009, выдан – 10.02.201

Абрамов М.В., Вагин Д.В., Куклин А.В., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Тригубович Г.М., Чернышев А.В. Программа обработки и интерпретации данных электроразведки ЕМ-

DataProcessor 3D/ Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018664058 от 09 ноября 2018 г.

## **TEM + MTS 3D electrical prospecting for evaluation of oil and gas reservoirs**

**Mamaeva A.V.<sup>1</sup>, Belaya A.A.<sup>2</sup>, Zakharkin A.K.<sup>2</sup>, Machnach E.N.<sup>2</sup>, Krupnov E.V.<sup>3</sup>,  
Trigubovich G.M.<sup>1</sup>, Yakovlev A.G.<sup>4</sup>, Yakovlev D.V.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> *AeroGeophysical Surveys CJSC, Novosibirsk, Russia*

<sup>2</sup> *SNIIGGIMS JSC, Novosibirsk, Russia*

<sup>3</sup> *GE Sibgeotech LLC, Novosibirsk, Russia*

<sup>4</sup> *Nord-West LLC, Moscow, Russia*

The experience of using 3D electrical prospecting based on the MTS and TEM methods proves that it is possible to solve a wide range of tasks, including study of the characteristics of carbonate and terrigenous reservoirs, conditions of their occurrence, and forecast of mining and geological drilling conditions. Implementation of adaptive observation system in modern electrical prospecting allowed finding a compromise between the need to use an expensive areal observation systems to account for the structure of the near-surface and the profile observation systems. To date, a significant amount of factual material has been accumulated on the use of adaptive 3D electrical prospecting in various geological conditions. Accounting for lateral changes in the geoelectrical environment in the vicinity of the deep sounding allows to increase the reliability of the geophysical forecast. In this case, the TEM is responsible for reconstructing the geoelectrical model of the near-surface and regularizing the solution of the inverse MTS task, and the MTS is responsible for studying the deep part of the section. The geological efficiency and economic expediency of using TEM+MTS technology meets modern requirements and eliminates the need to use expensive TEM soundings with superpowerful sources of magnetic field. The use of TEM to study a sedimentary cover with high electrical conductivity is unnecessarily expensive and inefficient.



*Изучение ВЧР комплексом методов ЭМС, электрокаротажа и МСК с целью прогноза оптимальной глубины погружения заряда при сейсморазведочных исследованиях МОГТ буровзрывным способом*

**Дмитриев Юрий Юрьевич<sup>1</sup>, Гоц Игорь Анатольевич<sup>2</sup>, Тригубович Георгий Михайлович<sup>1</sup>, Батманов Иван Алексеевич<sup>3</sup>, Рябошапко Станислав Маркович<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> ЗАО «Аэрогеофизическая разведка, г. Новосибирск

<sup>2</sup> ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», г. Москва

<sup>3</sup> АО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой

<sup>4</sup> ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва

**Введение.** Получение требуемого спектра колебаний в сейсморазведке МОГТ буровзрывным способом тесно связано с прогнозом упругих свойств верхней части разреза (ВЧР), размещение заряда в которых, при прочих равных условиях, обеспечивает наилучшие амплитудно-частотные характеристики источника и записи сейсмического сигнала. Известно (Ляховицкий Ф.М., Хмелевской В.К., Яценко З.Г., 1989; Воронцов И.В., 1998 и другие), что эффективность воздействия взрыва на формирование продольной волны связана с упругими свойствами пород, окружающих зарядную камеру. При этом сейсмический эффект взрыва оценивается примерно в 1-2% от всей его энергии, а остальная часть энергии преобразуется в другие виды. Теоретически и экспериментально установлено, что наилучший спектр источника обеспечивается в глинистых отложениях или в породах с повышенным содержанием глинистого материала. В водонасыщенном состоянии упругие свойства дисперсных пород улучшаются, особенно для песков. В мерзлом состоянии глинистые отложения сохраняют относительно хорошие упругие свойства, а пески, особенно сухо-мерзлые, рассеивают энергию взрыва и ухудшают его спектр.

Традиционный подход к оптимизации заложения заряда на основе анализа особенностей рельефа, точечных МСК и ограниченной серии опытных сейсморазведочных работ, как правило, не позволяет устойчиво прогнозировать глубину заложения заряда во всех пунктах взрыва (ПВ) при существенной латеральной изменчивости ВЧР. Фактически точечные данные МСК и опытные отстрелы МОГТ справедливы на относительно короткой дистанции экстраполяции/интерполяции, где они были получены. Распространять точечные определения параметров ВЧР и глубин заложения заряда на всю площадь сейсморазведочных работ часто не представляется обоснованным. На практике это может приводить к увеличению объема буровзрывных работ на 10-15% , что удорожает работы, снижает общую производительность исследований или ухудшает качество сейсмического материала. Поэтому очевидна актуальность применения высокопроизводительных геофизических методов для более детального изучения строения ВЧР между пунктами каркасной сети точечных параметрических определений. Заполнение каркасной сети может обеспечиваться субметровой пространственной плотностью измерений. При этом глубинность бесконтактных исследований должна превышать максимально возможную глубину бурения. Такой подход, при установлении корреляционных связей между комплексом примененных геофизических методов, повышает достоверность прогноза и детализирует информацию о строении ВЧР с возможностью значительного опережения буров-

взрывных работ.

Технология детального изучения строения ВЧР и определения рациональной глубины заложения заряда опробована в различных геолого-геофизических условиях. Накопленный опыт свидетельствует о ее эффективности в практической значимости. Основа технологии - высокопроизводительная модификация метода импульсной индуктивной электроразведки становлением поля в движении ( ЭМС) с латеральной дискретностью не менее 0.5 м и глубиной исследований 50 -100 м в комплексе с разряженной каркасной системой наблюдений микро-сейсмокаротажа (МСК) и электрокаротажа (КС).

Теоретические расчеты и многочисленные экспериментальные исследования ВЧР свидетельствуют о высокой результативности разработанной технологии, при этом ЭМС обеспечивает высокое латеральное и глубинное разрешение ВЧР, соответствующее требованиям сейсморазведки МОГТ. Установлены корреляционные связи между упругими и электрическими параметрами пород, слагающими разрез на каждом объекте. Задачей МСК является получение точечных данных о сейсмогеологическом строении ВЧР , степени дифференциации пород по скоростям продольных волн и для установления корреляционных связей между сейсмическими и электрическими параметрами пород ВЧР ; КС предназначен для получения точечной информации о геоэлектрическом строении фрагмента территории, литологического расчленения разреза, создания опорных геоэлектрических моделей для обработки данных и контроля увязки ЭМС в точечных пунктах КС; ЭМС является основным методом исследования ВЧР с дискретностью замеров по латерали не хуже 0.5м и с детальностью расчленения разреза по глубине не менее 5% от глубины залегания основных опорных горизонтов. С учетом установленных корреляционных связей по высокоплотным данным ЭМС делается прогноз распространения по площади благоприятных горизонтов для возбуждения упругих колебаний с требуемыми амплитудно-частотными характеристиками.

В данном докладе приводятся результаты оценки корреляционных связей атрибутов сейсмической записи (амплитуда и доминантная частота) МОГТ и геоэлектрических параметров слоев, в которых размещается заряд, как основной материал для проектирования заряда.

**Результаты.** В талом аллювиальном разрезе (Западная Сибирь) представленном суглинками и песками на большом объеме данных (более 15000 пунктов ПВ) были установлены закономерности:

- При установке заряда в глинисто-суглинистом разрезе можно ожидать максимальные амплитуды МОГТ. При этом, чем ниже сопротивление ВЧР-слоя, тем выше амплитуда сейсмической записи.
- При установке заряда в песчаных и супесчаных отложениях происходит уменьшение амплитуды сейсмической записи в 2-3 раза.
- -При установке заряда выше УГВ амплитуда сейсмической записи уменьшается в 5-10 раз со слабой зависимостью от литологии ВЧР.

В Северо-Восточной части Тимано-Печорской НГП в зоне повсеместного распространения ММП с редкими таликами разрез ВЧР представлен аллювиальными

породами различного генезиса, а именно суглинками-глинами с дресвой и щебнем коренных пород, редко супесями и песками. Анализ атрибутов сейсмической записи в зависимости от геоэлектрических характеристик слоев (рисунки 1 - 2), в которых размещается заряд, позволяет сделать выводы:

- Амплитуда сейсмической записи сильно зависит от литологии и мерзлотного состояния пород, в которых размещается заряд. В пластично-мерзлых суглинках и глинах можно ожидать высокие значения амплитуд. В талых однотипных зонах происходит увеличение амплитуд на 20-50%. В мерзлых (сухо-мерзлых) супесях и в песках происходит уменьшение амплитуд в 5-7 раз.

- Взаимосвязь амплитуды и доминантной частоты имеет обратный характер - чем выше амплитуда, тем меньше доминантная частота. Наиболее высокие частоты характерны для высокоомных твердо-мерзлых пород.

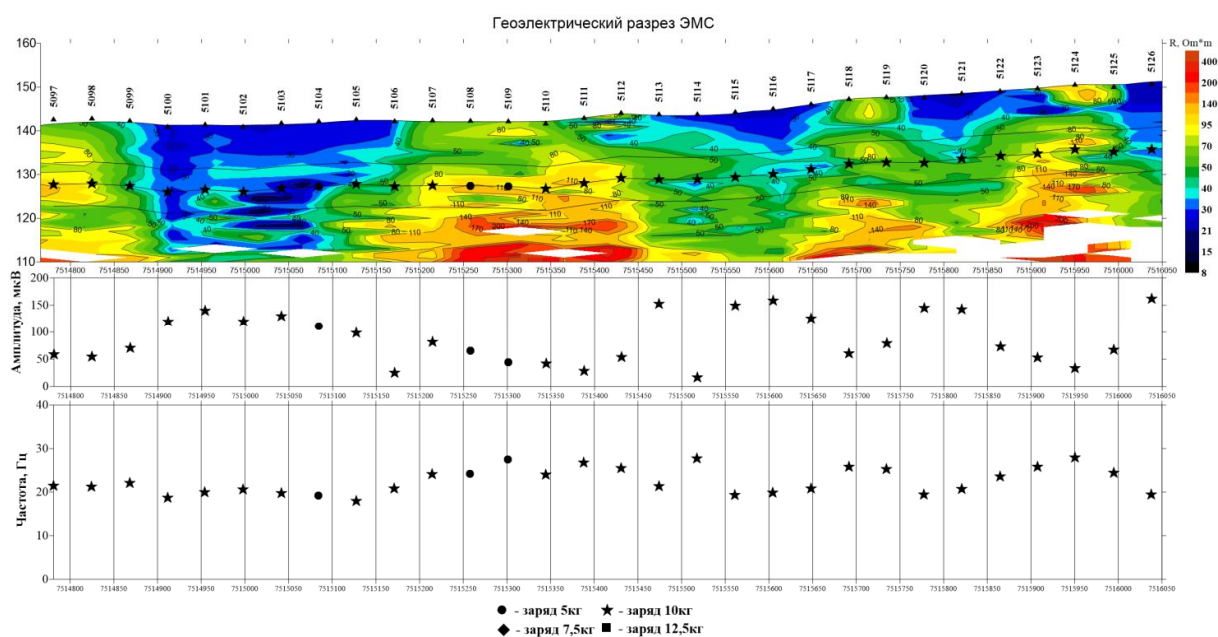


Рис 1. Геоэлектрический разрез ЭМС и атрибуты сейсмической записи при размещении заряда в отложениях, представленных мерзлыми и талыми суглинками и супесями.

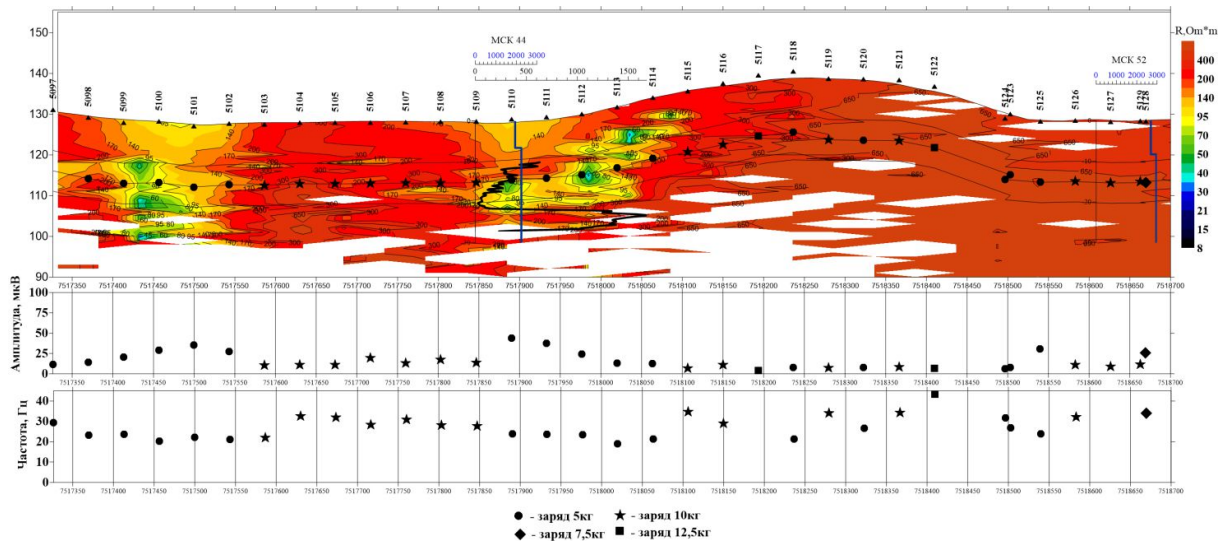


Рис 2. Геоэлектрический разрез ЭМС и атрибуты сейсмической записи при размещении заряда в отложениях, представленных мерзлыми и тальми песками.

На рисунке 3 приводятся поля корреляции доминантной частоты и амплитуды сейсмической записи в зависимости от условий размещения заряда.

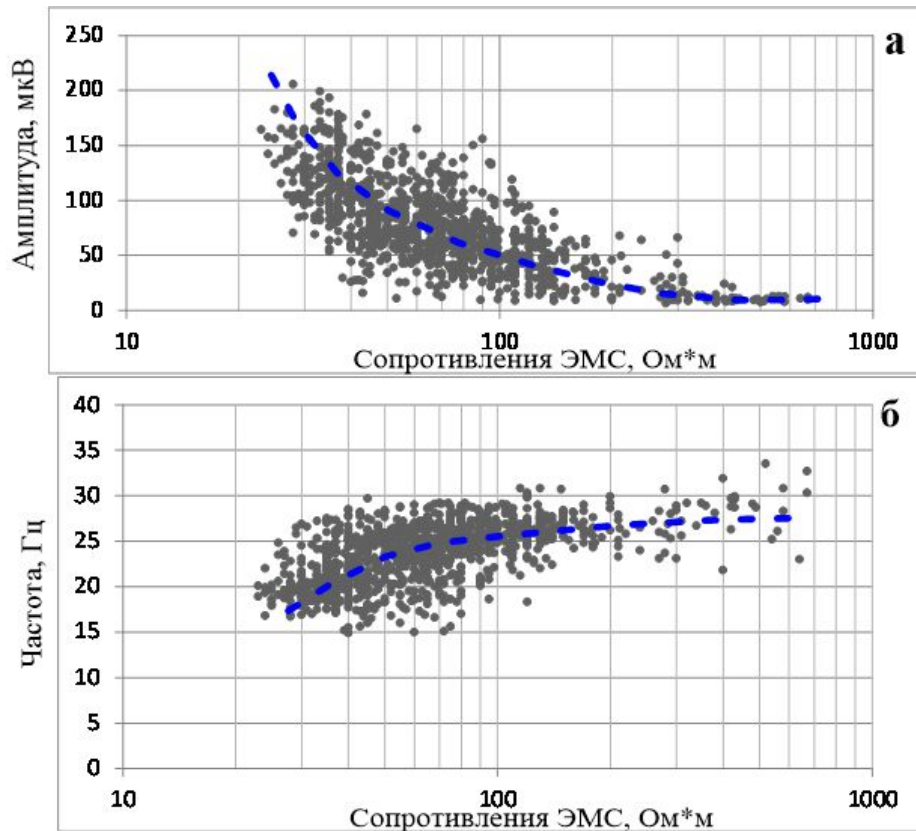


Рис 3. Поле корреляции данных атрибутивного анализа МОГТ (амплитуда – «а» и доминантная частота – «б») и электрических параметров слоев, в которых размещается заряд. Число пар сопоставлений N=1342 при глубине погружения заряда 12-15м и весе заряда 10 кг.

**Заключение.** Комплекс методов МСК+ КС + ЭМС позволяет прогнозировать глубину заложения заряда ВВ в каждом пункте ПВ, в том числе и при существенно неоднородном строении ВЧР . Высокая производительность исследований и интерпретации данных позволяет оперативно выполнять опережающий буровые работы геофизический прогноз.

### **Список литературы**

*Воронцов И.В. Многоволновая сейсмометрия при решении горно-геологических задач //Екатеринбург: Изд. УрО РАН - 1998.*

*Ляховицкий Ф.М., Хмелевской В.К., Яценко З.Г. //Инженерная геофизика. М.:Недра - 1989.*

*Дмитриев Ю.Ю. Тригубович Г.М. Тарасова Ю. П. Закариев Ю.Ш. Рябошапко С.М. Цыпышев Н.Н. Прогнозирование оптимальных условий размещения заряда при сейсморазведочных работах в Западной Сибири с использованием электромагнитного сканирования во временной области //Приборы и системы разведочной геофизики - №4 – 2014.*

*Дмитриев Ю.Ю., Глазунов В.В., Гоц И.А., Логовской В.И., Цыбин В.Ф., Ефимова Н.Н. Комплексное применение методов импульсной электроразведки в составе сейсморазведочных работ МОГТ-3D для прогнозирования глубины скважин ПВ в условиях сложного строения ВЧР. //Приборы и системы разведочной геофизики -№4, \_ 2016.*

**Studying the shallow part of the section using a suite of TEM, electric logging and micro-seismic logging to predict the optimal depth of immersion of charge in drill and blast CDP seismic surveys**

**Dmitriyev Yuri Yurjevich<sup>1</sup>, Gots Igor Anatolyevich<sup>2</sup>, Trigubovich Georgy Mikhailovich<sup>1</sup>, Batmanov Ivan Alekseevich<sup>3</sup>, Ryaboshapko Stanislav Markovich<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> *AeroGeophysical Surveys CJSC, Novosibirsk, Russia*

<sup>2</sup> *GEOTECH Seismic Services PJSC, Moscow, Russia*

<sup>3</sup> *Tomskneft VNK JSC, Strezhevoy, Russia*

<sup>4</sup> *GeoSeisControl R&D Center CJSC, Moscow, Russia*

Obtaining the required spectrum of oscillations in drill and blast CDP seismic surveys is closely related to the prediction of the elastic properties of the shallow part of the section, the charge placement in which, other things being equal, provides the best amplitude-frequency characteristics of the source and seismic record. It is known (Lyakhovitsky F.M., Khmelevskoy V.K., Yashchenko Z.G., 1989; Vorontsov I.V., 1998, and others) that the effectiveness of an explosion effect on the formation of a longitudinal wave is associated with the elastic properties of rocks surrounding the charging chamber. And the seismic effect of the explosion is estimated at about 1% to 2% of all its energy, and the rest of the energy is converted into other types. It is theoretically and experimentally found that the best source spectrum is provided in clay deposits or rocks with a high content of clay material. The elastic properties of dispersed rocks are improved in a water-saturated condition, especially for sands. In the frozen state, clay deposits keep relatively good elastic properties; but sands, especially dry-frozen ones, dissipate the energy of the explosion and degrades its spectrum.

The traditional approach to optimizing putting the charge in the hole based on the analysis of terrain features, point micro-seismic logging and a limited series of experimental seismic surveys, as a rule, does not allow a stable prediction of the charge depth at all shot points (SP) with a significant lateral variability of the shallow part of the section. The actual point micro-seismic logging data and experimental CDP tests are valid at a relatively short extrapolation/interpolation distance where they were obtained. It is often not reasonable to spread point determinations of shallow part of the section parameters and depth of charge over the entire area of seismic surveys. In practice, this can lead to an increase in the volume of drill and blast operations by 10% to 15%, which increases the cost of work, reduces the overall productivity of a survey or degrades the quality of seismic data. Therefore, the relevance of the application of high-performance geophysical methods for a more detailed study of the structure of the shallow part of the section between the points of the frame network of point parametric determinations is obvious. The filling of the frame network can be provided by the submeter spatial density of measurements. At the same time, the depth of non-contact studies should be higher than the maximum possible drilling depth. When establishing correlations between the suite of applied geophysical methods, such an approach increases the accuracy of the prediction and details the information on the structure of the shallow part of the section while possibly significantly advancing the drill and blast operations.

The technology of a detailed study of the structure of the shallow part of the section and the determination of a rational depth of the charge has been tested in various geological and geophysical conditions. The experience collected proves its effectiveness and practical importance. The technology is based on a high-performance version of the pulsed inductive

TEM survey in motion with a lateral discreteness of at least 0.5 m and a survey depth of 50 m to 100 m in combination with a disperse framework system for micro-seismic logging (MSL) and electric logging (EL).

This report presents the results of evaluating the correlations of seismic recording attributes (amplitude and dominant frequency) of the CDP and the geoelectric parameters of the layers where the charge is placed, as the main data for charge design.



## Вопросы и проблемы импортозамещения аппаратуры для проведения геофизических исследований скважин

Беляков Е. О., Киндюк В. А., Макухо Д. М.,  
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»/ Санкт-Петербург

Главными условиями определяющими успешность того или иного проекта являются

- Состав и квалификация специалистов
- Доступность необходимых методов ГИС,
- Подтверждение геологической модели реальными дебитами
- Планирование и стратегия разработки актива

В настоящее время новые месторождения характеризуются более сложным геологическим строением, и таким образом всё **больше возрастает потребность в специальных методах ГИС.**



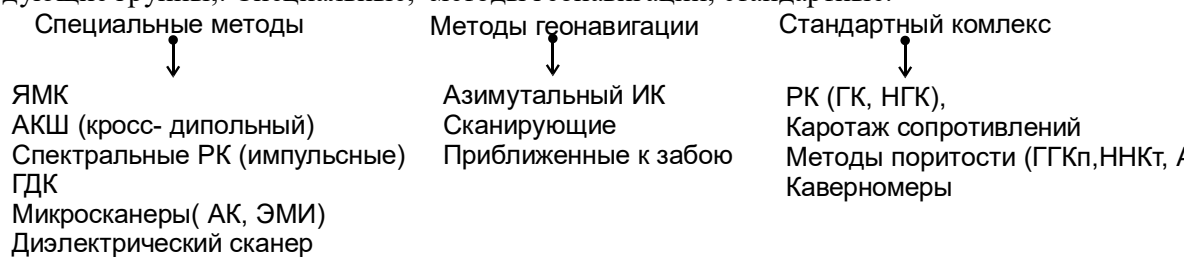
Рис.1. Объемы использования ГИС при бурении горизонтальных скважин (по данным программы «СМБ-ГПН»)

В зависимости от зрелости месторождения различается потребность в методах ГИС, если для новых проектов использование современных методов ГИС заложено изначально в бизнес-проект месторождения, то для зрелых месторождений зачастую требуется **более дешевые отечественные аналоги.** Работы, требующие использование геофизических методов можно разделить на следующие группы:

- Новые участки, разведочные и поисковые скважины
- Участки с развитой инфраструктурой, уплотняющее бурение
- Старые месторождения, с неизученными областями (на краях участка)
- Ранее не изученные пласты и залежи с других горизонтов

Как правило, специальные методы разрабатываются и предлагаются иностранными компаниями и активно используют на новых месторождениях/шельфовых проектах. Но наравне с новыми участками возникает запрос на доступные технологии специальных методов ГИС для зрелых месторождений. Возможность **вовлечение ранее пропущенных залежи, создает** дополнительные **возможности** привлечение **отечественных** геофизических компаний.

Условно все методы ГИС можно разделить в зависимости от решаемой задачи на следующие группы: Специальные, методы геонавигации, стандартные.



*Рис. 2. Классификация методов ГИС используемых в бурении и на кабеле/трубах после бурения.*

Наиболее сложными работами, требующие специальной техники и обученного персонала является работы, использующие специальные методы ГИС. Также к высокотехнологичным работам относятся работы связанные с каротажем во время бурения.

Перспективы внедрения новых методов в периметре компании ГПН довольно значительные, и определяются потребностью в решении исследовании новых залежей. В докладе рассматриваются месторождения, имеющие сложное геологическое строение (к примеру, залежей бажена, палеозоя, ачимовских пластов, карбонатных коллекторов) акцентируется внимание на эффективных для каждого типа отложения методах ГИС и оцениваются перспективы и первоочередность импортозамещения иностранных методов ГИС.

## **Questions and barriers for process of import-substitution geophysical tools for logging in boreholes**

**Belyakov E.O. Kindyuk V.A Makukho D.M.**

Due to lead of advanced borehole technology we need in new methods for a formation evaluation.

But in situation of minor difficulties we have to developing new technology in our country. This article is an attempt not only for this reason, but also for creating communication between production factories of geophysical tool and consumer of geophysical services.

In our way we analyzed all tool type and devised it in general into two part according on type of task: for Petrophysics and Geosteering. Than we compared available tools and took a suggestions on kind of tools which is more relevant for our requirements. Results of this study are available in this paper; also we put much attention on mistakes and problems which should be solved to effective development of new technology.

For effective geosteering in the zone of interest, besides porosities methods, we need an azimuthal resistivity. For successful hydraulic fracturing we heed in acoustic methods and density.

For complex geophysical interpretation we need a NMR and Resistive Image. Sometime depend on situation we welcome of Dielectric scanner and RT-Scanner. In very complex situation utilizing INGS (impulse neutron-gamma spectrometry measurement) of can be useful.

## Бескабельная система регистрации и контроля расстановки в реальном времени RT2 и опыт ее использования в России

Кузьмичев Владислав Евгеньевич, Глава Представительства Wireless Seismic INC в России

Время сделать следующий шаг в сейсморазведке.

### RT System 2

ЕДИНСТВЕННАЯ промышленная система записи сейсмических данных с беспроводной передачей данных в режиме реального времени и возможностью расширения.



RT System 2 обеспечивает гибкость и снижение операционных издержек, присущих беспроводным системам, без потери всех преимуществ традиционной кабельной передачи данных в режиме реального времени. Все сейсмические данные передаются на центральное устройство записи в реальном времени с помощью телеметрической архитектуры, основанной на радиопередаче, которая может быть расширена до более чем 10000 каналов.

Узнайте, как вы можете воспользоваться всеми преимуществами беспроводной передачи без использования нодальных узлов, посетив наш сайт: [wirelessseismic.com](http://wirelessseismic.com).

wirelessSEISMIC

### Основные тенденции развития рынка сейсморазведки

• За последние три десятилетия нефтегазовая промышленность совершила настоящий прорыв в эффективности геофизики, разведки и добычи. Достижения в области получения сейсмических данных позволяют сегодня собирать больше данных значительно быстрее и с большей надежностью, качеством и пониманием подземной геологической структуры.

- Увеличение объемов проектов с увеличением производительности
- Высокая конкуренция
- Ужесточение требований к качеству данных
- Изменение параметров съемок относительно стандартных
- Работы в труднодоступных зонах
- Работы в урбанистических зонах
- Повышение требований к технологичности работ
- Резкое увеличение спроса на мониторинг ГРП

**Новая эра аппаратурных технологий сегодня - уже не только необходимость, но и реальность**

В последнее время рядом компаний разрабатываются и активно внедряются в производство бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы. Три важные технологические инновации обеспечили возможность создания современных бескабельных сейсморегистрирующих систем. Первая: широкополосная радиотехника (например, WiFi) на более высоких и нелицензируемых несущих частотах (например, 868 МГц, 2,4 ГГц, 5 ГГц) и

широкие диапазоны рабочих частот, позволяющие создавать современные беспроводные системы, поддерживающие гибкую архитектуру (компоновку). Вторая: внедрение в производство компактных блоков батарейного питания и накопительных устройств (до 2 Тб), значительно снизивших общий вес полевых модулей. Третья: возможность использования маломощных, миниатюрных и высокочувствительных чипов (интегральных схем) GPS, обеспечивших возможность использования сигналов GPS для синхронизации работы системы возбуждения сейсмических колебаний и всех бескабельных систем.

### **В духе современных тенденций**

Компания Wireless Seismic представила рынку бескабельную систему с регистрацией и контролем качества в режиме реального времени RT2, которая заслуженно привлекла внимание всех участников отрасли.

### **Первый опыт в России**

Первый опыт использования RT2 в сезоне 2017/18 года сразу на двух 3Д проектах в Западной Сибири и на Ямале убедительно доказал преимущество бескабельной технологии с регистрацией и управлением расстановкой в режиме реального времени как перед перед слепыми нодальными системами, так и перед кабельными.

На одном проекте одновременно использовалось более 9 тысяч каналов RT2, на втором одинаковое количество кабельного оборудования и системы RT2.

### **Основные итоги проектов**

- уменьшение объемов рубки, так как данные без проблем передаются даже в самой густой тайге
- Уменьшение простоев, так как отсутствует понятие обрыва телеметрии
- Практическое отсутствие наладки профиля, долгое время автономности батарей даже в самых суровых условиях.
- Отсутствие утечек, так как нет самих кабелей
- Очень убедительно показано удобство работы системы в техногенных условиях.

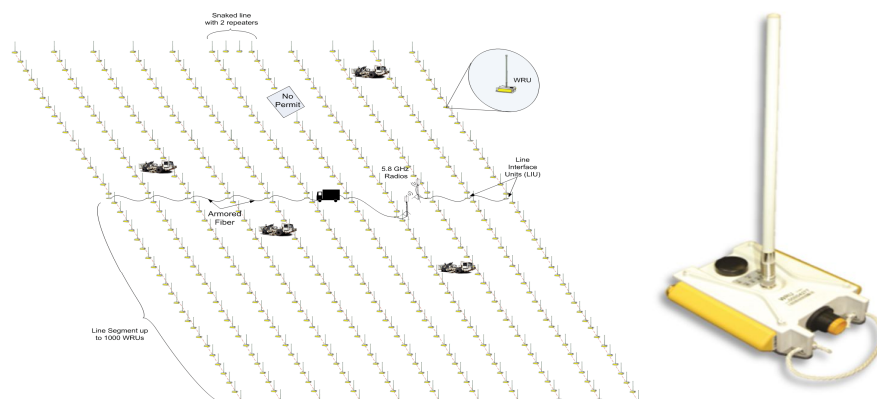
### **Система, работающая в реальных условиях в реальном времени**

RTSystem 2 является системой регистрации сейсмических данных, разработанной и изготовленной для непосредственной замены традиционных кабельных систем, широко используемых для изучения нефтегазоперспективных территорий, а также разведки других ресурсов.

RTSystem 2 включает в себя стандартные элементы наземной сейморазведочной системы: дистанционно расположенные модули высокоточной регистрации данных; инфраструктуру для передачи сейсмических данных с распределенных модулей (посредством беспроводной телеметрии вместо кабелей); и централизованную компьютерную систему обработки данных, осуществляющую функции отображения, хранения и управления данными.

Основным модулем регистрации данных является бескабельной полевой модуль (WRU). Это небольшой модуль, содержащий аналого-цифровой преобразователь, схемы цифрового управления и приемопередатчик, работающий в диапазоне 2,4 ГГц. Каждый WRU питается от одной или двух литий-ионных аккумуляторных батарей. Система оцифровывает сигналы, поступающие с внешних аналоговых геофонов. Функция телеметрии реализуется посредством двухэтапной системы связи: вдоль линии между WRU, а затем поперек линий

посредством высокоскоростной трансляционной сети. WRU передают сейсмические данные через друг друга по линии (профилю). Каждый WRU получает данные от соседнего WRU, находящегося дальше в нисходящем направлении, а затем отправляет оба набора данных в восходящем направлении к следующему WRU. Так как расстояние между WRU равно обычному расстоянию между группами сейсмоприемников при сейсморазведочных работах, они расположены недалеко друг от друга. Кроме этого такая технология позволяет выбирать практически любую конфигурацию поля. Благодаря тому, что приемопередатчики потребляют минимальную мощность, система может работать очень долгое время при небольшой емкости батарей.



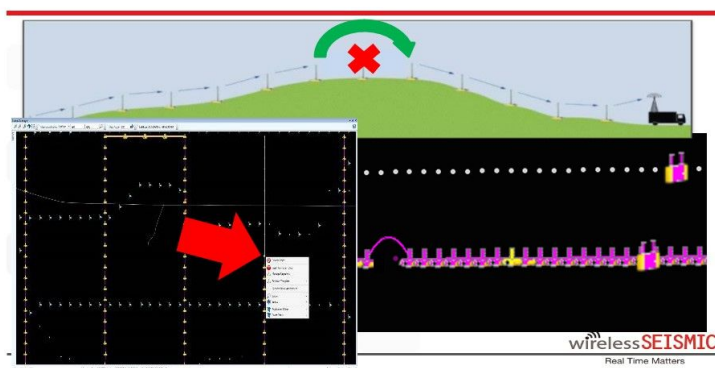
После того как данные попадают в трансляционную сеть, их собирает межлинейный полевой модуль (LIU). LIU выполняет функции интерфейса между сетью WRU и трансляционным оборудованием. В LIU имеется несколько Ethernet-портов, к которым можно напрямую подключить либо компьютер, либо, что делается чаще, армированный оптоволоконный кабель или трансляционный радиопередатчик. Трансляционные радиопередатчики работают в диапазоне 5,8 ГГц. Вторую группу WRU можно развернуть по другую сторону от LIU, симметрично или ассиметрично вокруг него.

Далее в нисходящем (с уменьшением нумерации линий) направлении по трансляционной линии расположен еще один LIU со своими двумя линиями WRU и подобная расстановка продолжается до получения ряда параллельных соединений вдоль линии и трансляционных соединений поперек линий. Трансляционная сеть также выполняет функции системы связи, передавая информацию между точками трансляции. Если необходимо, оптоволоконный кабель можно заменить радиолинией трансляционной сети. В любом случае схема размещения напоминает стандартную конфигурацию кабельной сейсморазведочной системы.

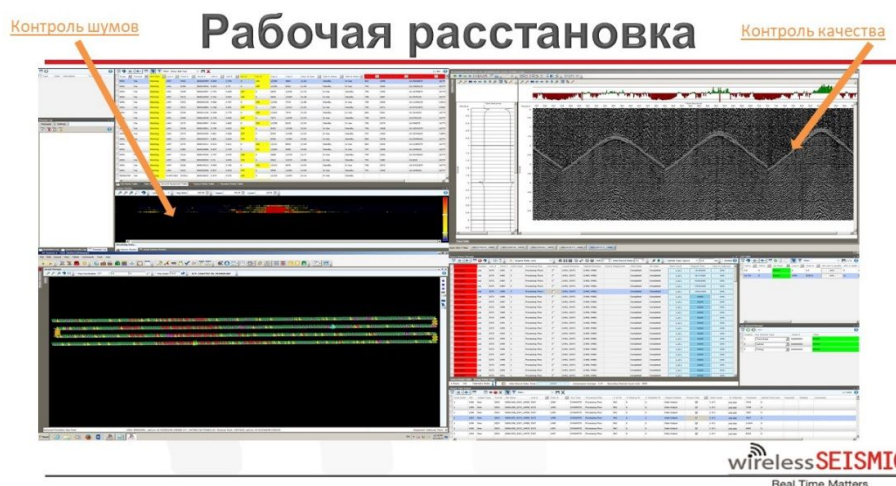
В определенной точке трансляционной инфраструктуры данные прибывают в центральную систему регистрации. Центральная система смонтирована в стойке с двумя компьютерами, настроенными по типу «клиент–сервер». Обычно система устанавливается в передвижной регистрирующей станции со всем дополнительным оборудованием, необходимым для проведения сейсморазведочных работ: приемопередатчиками, системой управления сейсмоисточника, дисплеями, ИБП, системами хранения данных и т. д.

Дальность передачи на минимальной мощности между WRU абсолютно достаточна для любого проекта. От них требуется передавать данные через одну группу сейсмоприемников, что обычно составляет от 25 до 75 метров. Ниже показан поток передаваемых данных. В случае возникновения проблем приемопередатчики могут пропускать один модуль. Автоматический пропуск позволяет оператору отключить точку, где произошел сбой, и

восстановить линию, «перепрыгнув» через проблемный узел. Пропущенный модуль может быть снова включен после устранения проблемы.



Интерфейс RT2, также похож на интерфейс кабельных систем



Внутри передвижная центральная система регистрации бескабельной сейсморегирующей системы выглядит и работает почти так же, как передвижная центральная система регистрации кабельной системы.





Можно считать неоспоримым фактом, что эта передовая технология, в самое ближайшее время займет значительную часть рынка в сейсморазведочной индустрии. Так уже произошло, когда был осуществлен переход с аналога на телеметрические станции. Такого же развития справедливо можно ожидать и сейчас при переходе от кабеля с реальным временем к бескабельной технологии без потери контроля.

#### **Применение технологии Компании Wireless Seismic при мониторинге гидроразрыва пласта**

При сборе и регистрации сейсморазведочных данных в процессе мониторинга процесса гидроразрыва пласта (ГРП), как правило, используются те же системы регистрации данных, что и для записи стандартных сейсмограмм. Однако требования к организации и осуществлению проектов ГРП, значительно отличаются от требований к традиционным проектам сейсморазведки. Это связано с тем, что проекты ГРП часто кратковременны, ограничены графиком обработки и насосными работами. Для сбора и регистрации данных в процессе выполнения работ ГРП, простота развертывания и возвращения системы имеет первостепенное значение для обеспечения эффективности и гибкости операций. Системы сбора и регистрации данных должны приспособливаться к изменениям на объекте и не требовать слишком много внимания в течение всего периода времени разработки скважины.

Результаты как неотъемлемая часть операций по ГРП должны быть получены максимально быстро в ходе каждого гидроразрыва или после каждого гидроразрыва. При использовании существующих бескабельных систем, которые требуют запоминания и последующего съема данных, получение предварительных результатов может занимать около месяца и более. Кабельные системы не имеют таких ограничений, так как способны передавать потоки информации в режиме реального времени и, таким образом, предварительные результаты доставляются во время работ ГРП или вскоре после них. Тем не менее, логистика кабельной системы иногда может оказаться непростой задачей, требуя прокладки кабеля в местах с ограниченным доступом, сложным естественным рельефом, включающим такие объекты, как встречающиеся на пути реки, дороги и ограды. Поскольку ГРП часто требует обработки и анализа зарегистрированных пассивных микросейсмических

данных в режиме реального времени, система регистрации данных должна обеспечивать сплошной непрерывный поток данных в центральную систему регистрации от каждого полевого модуля. Тогда эти данные могут быть обработаны в режиме реального времени, позволяя инженерам увидеть результаты на месте, во время проведения работ. Таким образом, для них будет обеспечена практическая информация, на основании которой они могут анализировать и оценивать эффективность каждого этапа ГРП, действовать согласно полученным результатам, принимая решения по мере продвижения работы. Это дает возможность обеспечить планирование последующих стадий работ ГРП и разработки скважин.

Технологии Wireless Seismic Real Time System 2 позволили сохранить все преимущества регистрации с кабельными системами, а именно полный контроль расстановки и качества материалов, и в то же время избежать многочисленных неудобств и проблем при слепой регистрации нодальными системами.

RT System 2 сводит к минимуму простои, характерные для работы с кабельными системами, а также временные (и как следствие - финансовые) потери в связи с отсутствием необходимости сбора информации, которой не избежать в нодальных технологиях. Тема производственных простоев всегда была негативно актуальна в сейсморазведке и для Заказчика, и для Исполнителя. Бескабельная система RTS2 позволила ликвидировать большинство причин этих простоев

Глава Представительства Wireless Seismic  
В России и СНГ  
Кузьмичев Владислав  
+7 926 262 6071  
vkuzmichev@wirelessseismic.com

**Real-time RT2 cablefree registration and control spread system in real time and experience use in Russia**

**Kuzmichev V.** *Head of Representative office Wireless Seismic INC*

The RT2 is a fully scalable wireless seismic recording system with real-time data transmission for conventional surveys and passive monitoring projects which now features new hardware developed to significantly reduce power consumption.

RT2 is a revolutionary cable-free and real-time seismic data acquisition system that scales to tens of thousands of channels, delivers, at scale, the flexibility and reduced operating costs inherent in cable-less systems, and includes data security and data visibility—well understood advantages of real-time cabled systems.

RT2 advances the way seismic data are acquired onshore by taking advantage of highly efficient radio technologies, instead of bulky, heavy, unreliable cables, and by overcoming the data QC, collection, transcription, and security limitations of ‘blind’ nodal systems.

Seismic contractors no longer have to risk compromising the quality and the security of their data to access a high channel-count, cable-less system. RT2 is designed and engineered to overcome the limitations of the currently available seismic recording systems and to deliver a reliable, cost-effective, easy-to-use solution for both conventional and unconventional seismic operations.

## Контроль качества работы виброисточников по данным SEGД

**Фролов А. С.<sup>1,2</sup>, Белоусов А. В.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 119991, Россия, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65; e-mail: [belousov.a@gubkin.ru](mailto:belousov.a@gubkin.ru)

<sup>2</sup> ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль». 115114, Россия, г. Москва, ул. Дербеневская, д. 20, стр. 16; e-mail: [frolov@geoseiscontrol.ru](mailto:frolov@geoseiscontrol.ru)

### **Введение**

Проблема контроля работы вибрационного оборудования при производстве полевых сейсморазведочных работ всегда является актуальной: от работы виброустановок во многом зависит качество данных.

При этом для осуществления объективного контроля критически важна возможность независимой оценки параметров оборудования, например, при сверке виброустановок. В отличие от полевой партии, имеющей в своем распоряжении встроенные аппаратные системы контроля качества, супервайзер вынужден пользоваться теми данными, что предоставляют ему специалисты полевой партии. Запись данных акселерометров в SEGД-файлы, предусмотренная в большинстве современных сейсмостанций, отчасти позволяет объективизировать процесс, но отсутствие единых и (или) регламентированных методов расчета оценки качества работы виброустановок создает некоторые проблемы при анализе отчетов и приводит к превалированию экспертной (субъективной) оценки.

### **Теоретическая основа**

Для начала следует обозначить, какая именно информация может потребоваться для сверки. Наиболее полный набор данных может быть получен при проведении кабельной сверки и состоит из следующего набора трасс:

- Reference – управляющий сигнал;
- Force – усилие воздействия на грунт;
- Plate – запись акселерометра излучающей плиты;
- Mass – запись акселерометра реактивной массы.

При проведении сверки по радиоканалу набор трасс может отличаться. Как правило, это управляющий сигнал и усилие воздействия на грунт. С точки зрения сверки виброустановок минимально должно проверяться именно усилие воздействия на грунт, так как именно его в настоящее время принято считать выходным сигналом. В случае невозможности получения данной информации, сверка может быть проведена и по трассам ускорений. В идеальном случае сверяться должны все трассы.

Для тестового анализа были взяты материалы сверки группы вибраторов Nomad-65, которая проводилась как по кабелю, так и по радиоканалу. На рисунке ниже представлен набор трасс кабельной сверки.

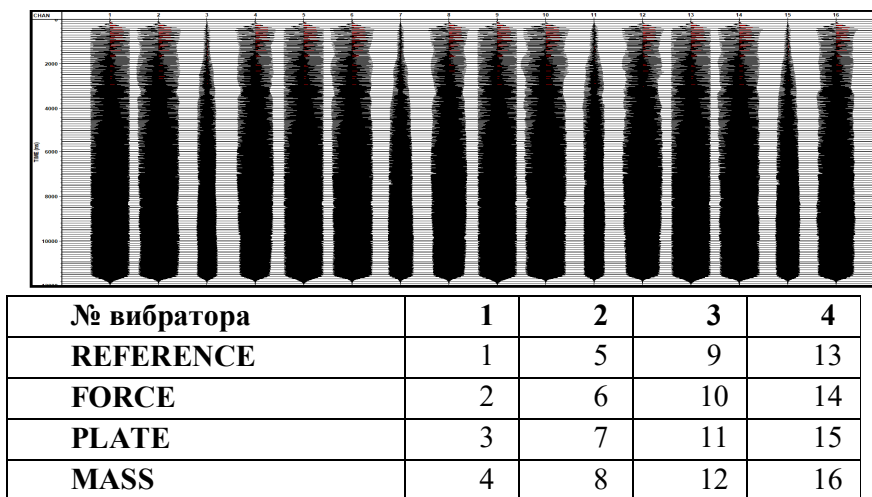


Рис. 1. Пример трасс кабельной сверки

Сразу бросается в глаза то, что записи FORCE, PLATE и MASS представлены амплитудами примерно одного порядка, что идет вразрез с представленной выше формулой, так как активная и реактивная массы могут составлять около 2000-5000 кг, следовательно и амплитуды должны различаться минимум в 1000 раз.

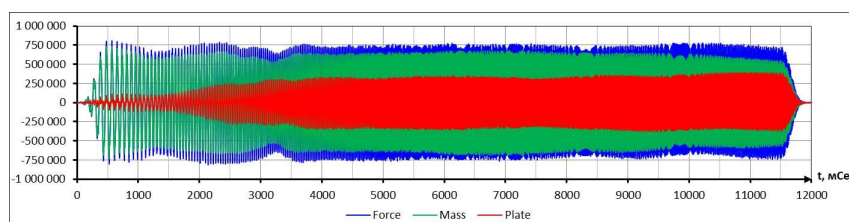


Рис. 2. Сравнение записей вибратора 1

Отсюда можно сделать вывод, что трассы акселерометров реактивной массы и опорной плиты уже были автоматически домножены на соответствующие массы при записи.

Так как при получении кореллограммы сигналы с виброустановок сворачиваются с управляющим сигналом – логичнее всего будет сравнивать работу каждой из виброустановок со свип-сигналом и полученные результаты – между собой. Отсюда уже можно обозначить набор необходимых для сверки данных:

- Амплитудный спектр сигнала
- Функция взаимной корреляции со свип-сигналом в абсолютном и логарифмическом масштабах
  - Развертка
  - Фазовые искажения относительно свип-сигнала
  - Коэффициент гармонических искажений

Данный набор представляется достаточно полным для сравнения работы аналогичных виброустановок (особенно, в условиях отсутствия дополнительной информации).

Амплитудные спектры сигналов могут указывать на то, насколько качественно будет проведена корреляция и насколько частотный состав возбуждаемого сигнала соответствует желаемому.

Следующим важным моментом контроля качества работы вибраторов является развертка, которая характеризует набор изменения частоты сигнала со временем. Легче всего данная характеристика определяется определением доминантных частот по Фурье-преобразованию в коротком окне (ФПКО).

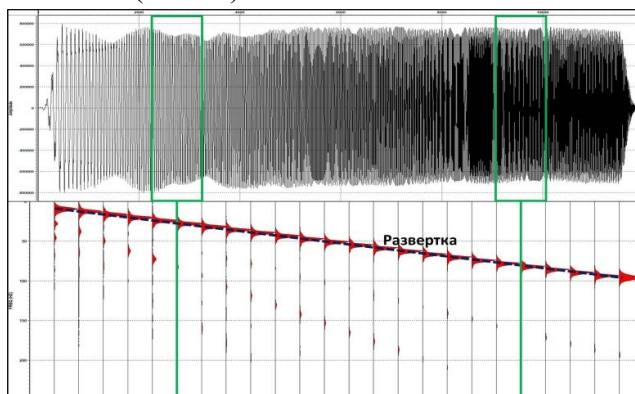


Рис. 3. Определение развертки с помощью ФПКО

При применении данной процедуры необходим строгий учет влияния эффектов утечки дискретного преобразования Фурье, так как при использовании окна в 500 мСек шаг дискретизации получаемого спектра составляет целых 2 Гц, что в свою очередь приводит к сильным искажениям получаемых результатов. Так как увеличение окна также снижает точность получаемого результата с проблемами утечки ДПО в данной процедуре рекомендуется бороться с помощью сглаживания весовыми окнами.

Следующим элементом анализа является определение фазовых искажений каждой гармоники в полосе частот управляющего сигнала. Самый простой способ – определить разность фаз для каждой из гармоник.

Крайне важным моментом при сверке виброустановок является определение гармонических искажений, которые возникают в результате резонансных явлений, связанных с условиями возбуждения, устройством и состоянием виброустановок. Всё это может приводить к появлению так называемых кратных гармоник, частотный состав которых отличается в  $n$  раз для  $n$ -ой гармоники. Логичнее всего было бы анализировать данные искажения по спектрам Фурье-преобразований в коротком окне (ФПКО), которые уже использовались при построении диаграммы развертки.

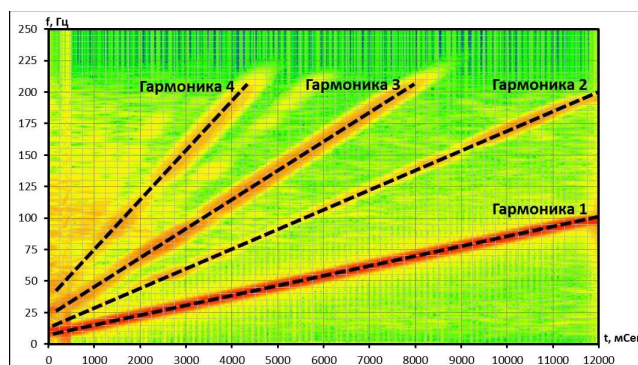


Рис. 4. Спектр ФПКО для трассы FORCE

На рисунке отчетливо видно, как проявляются 2, 3 и 4 кратные гармоники. При этом видно что на частотах выше 200 Гц происходит их подавление антиалейсинг фильтром. Отсюда вытекает крайне важное техническое требование к процедуре сверки вибраторов.



Как уже говорилось ранее, гармоника номер  $n$  будет иметь частоты в  $n$  раз превышающие частоты основной гармоники. Следовательно, при проведении сверки с шагом дискретизации 2 мСек 3, 4 и 5 гармоники будут частично попадать в зону подавления антиалийсинг фильтра, а частично – «зеркально» отображаться на более высоких временах и более низких частотах. Так как верхние частоты свип сигналов как правило находятся в районе 100 Гц максимально допустимым шагом является 1 мСек, идеальный вариант – 0.5 мСек.

При всех достоинствах подобного метода анализа гармонических искажений он обладает крайне важным и очевидным недостатком. Одновременный вывод подобных диаграмм для нескольких трасс нескольких вибраторов может быть достаточно затруднительным. Одновременный сравнительный анализ – практически невозможным. Для решения данной проблемы можно использовать коэффициент гармонических искажений. Для этого необходимо получить отношение средневладратичной амплитуды амплитудного спектра трассы в коротком окне без основной гармоники к средневладратичной амплитуде с основной гармоникой. Отдельную проблему может составлять подход к удалению из спектра ФПКО основной гармоники и наиболее логичным решением здесь выглядит подбор частотного фильтра на основании амплитудного спектра ФПКО свип-сигнала. Разумеется, данный подход не способен в полной мере охарактеризовать гармонические искажения для каждой из трасс, а лишь дает общую их оценку, поэтому для более детального анализа рекомендуется более подробное изучение амплитудных спектров ФПКО.

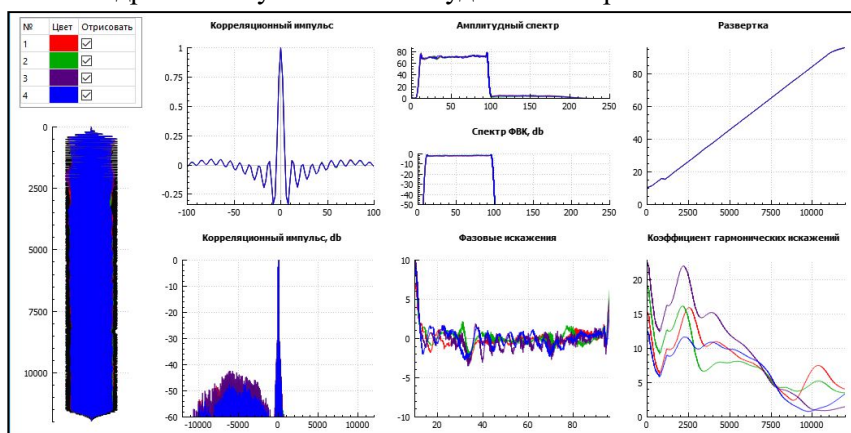


Рис. 5. Сравнение трасс FORCE

Представленный выше анализ был проведен только для трасс FORCE, как наиболее приближенным по характеристикам к возбуждаемому сигналу. Аналогично рекомендуется проводить изучение и для остальных трасс.

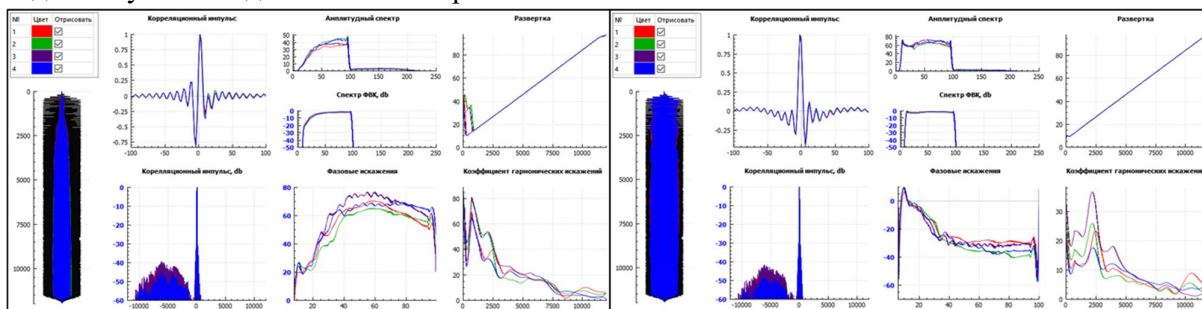


Рис. 6. Сравнение трасс PLATE и MASS



## Список литературы

*Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б.* Сейсморазведка с вибрационными источниками. Тверь: ГЕРС, 2011.

*Каранетов Г.А.* Некоторые аспекты цифрового представления данных // Геофизика. 2014. № 1. С. 68–72.

*Шнеерсон М.Б., Жуков А.П.*, 2010, Современные тенденции вибрационной сейсморазведки (по материалам зарубежных статей) // Приборы и системы разведочной геофизики, СО ЕАГО, 3.

*Baeten G. and Ziolkowski A.* 1990. The Vibroseis source. Elsevier Science.

*Lerwill W.E.* 1981. The amplitude and phase response of a seismic vibrator. Geophysical Prospecting, 29(4), 503–528.

## **Seismic vibrator quality control**

**A.S. Frolov<sup>1,2</sup>, A.V. Belousov<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Gubkin University. Leninskiy 65, Moscow, Russia, 119991; e-mail: belousov.a@gubkin.ru*

<sup>2</sup> *JSC GSC. Derbenevskaya ul., 20/16, Moscow, Russia, 115114; e-mail: frolov@geoseiscontrol.ru*

### **Abstract.**

Problems of seismic vibrator quality control during seismic surveying have always been important. At the same time, the possibility of independent control of equipment parameters is critical for objectiveness of QC (i.e., for vibrator matching). In most cases supervisor have to use the data provided by the seismic crew specialists who have built-in hardware quality control systems. Nowadays the most of seismic stations provides the possibility to write the data from vibrators accelerometers into SEG-D. The lack of unified and regulated methods to calculate the evaluation of the vibration creates some problems in analyzing reports and leads to the prevalence of expert (subjective) evaluation.

## *Монохроматическая модификация вибросейсморазведки: опыт применения*

**Михайлов Владимир Александрович<sup>1</sup>, Шнеерсон Михаил Борисович<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ВНИГНИ), Москва*

<sup>2</sup> *РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва*

### **Введение**

Идея использования в сейсморазведке монохроматических колебаний высказывалась неоднократно. По своему возрасту она даже старше широко применяемой в настоящее время вибрационной сейсморазведки на сложных зондирующих сигналах. В 30-е - 50-е годы в нашей стране и за рубежом проводились работы с вибраторами, излучающими гармонические колебания, и ориентированными при инженерных изысканиях на определение устойчивости и физических свойств грунтов, а в сейсморазведке - на изучение возможности получения устойчивых записей преломленных и отраженных волн от погруженных границ раздела для решения разведочных задач. Однако это направление развития не получило из-за отсутствия в то время способов сжатия протяженных во времени гармонических сигналов для получения коротких импульсов, соответствующих регулярным волнам, и регистрирующей аппаратуры с накоплением сейсмических сигналов. Повышение эффективности рассматриваемого способа вибросейсморазведки связано с решением ряда принципиально важных задач, среди которых наибольшую практическую значимость имеет разработка наиболее эффективных способов преобразования длительных гармонических сигналов, регистрируемых на исходных виброграммах, в импульсную форму записи.

### **Основные положения моночастотной вибросейсморазведки**

В монохроматической модификации вибросейсморазведки ключевым вопросом, определяющим возможность ее практического применения в разведочной геофизике, является наличие способов, обеспечивающих эффективное сжатие протяженных во времени одночастотных записей и приведение их к импульсному виду. В стандартной вибросейсморазведке частота посылаемых в землю длительных во времени сигналов изменяется по заранее заданному закону, что позволяет впоследствии сжимать их на основе корреляции (или другой процедуры) излучаемых и зарегистрированных колебаний для выделения регулярных волн и определения их времен прихода и амплитуд. Изменение частоты излучаемых колебаний и является тем «репером», который обеспечивает возможность решения поисковых и разведочных задач. В вибросейсморазведке на гармонических (монохроматических) сигналах конечной длительности такой репер отсутствует, что делает необходимым поиск других способов выделения регулярных волн на полевых записях [Палагин и др., 1989; Недашковский, 1993]. Здесь и далее под монохроматическими управляющими сигналами будем подразумевать гармонические сигналы конечной длительности. В восьмидесятых и последующих годах прошлого столетия был предложен оригинальный способ сжатия моночастотных сигналов, основанный на их ортогональности и предсказуемости во времени [Гаврюшин, 1993]. В качестве «репера» были использованы времена прихода регулярных волн. Задача преобразования моночастотных сейсмозаписей, содержащих неизвестное количество отраженных волн,

пришедших к сейсмоприемникам, и зарегистрированных сейсмостанцией в различные и априорно неизвестные времена может быть сформулирована следующим образом. Известны частота и длительность исходного моно сигнала. Требуется из суммы интерферирующих друг с другом монохромных отраженных волн выделить времена вступления каждой из них, определить их интенсивность и полярность, т.е. по заданной форме исходного монохроматического сигнала найти импульсную характеристику среды. В такой формулировке задача приведения одночастотных виброграмм к импульсному виду приобретает вполне определенный смысл и не представляется неразрешимой, как это может показаться на первый взгляд. Это типичная задача обратной фильтрации, и она решается на основе применения процедур суммирования одночастотных записей в скользящем во времени окне различной длительности и предсказывающей деконволюции с различными интервалами предсказания ( $\alpha$ ), определяющими разрешенность получаемых записей.

### **Принципы формирования операторов монохроматического преобразования**

1. *Монохроматические операторы в периоде и в полупериоде* [Палагин и др., 1989; Гаврюшин, 1993; Михайлов, Шнеерсон, 2014]. Предложенные способы обработки, в общем случае, реализуют процедуру интегрирования одночастотных сигналов в скользящем по времени интервале, длительность которого равна  $m \cdot T/2$ , где  $T$  - период монохроматического сигнала,  $m$  - целое число. Наибольшее распространение получили два алгоритма: обработка в периоде ( $m=2$ ) и в полупериоде ( $m=1$ ). В способе обработки в периоде осуществляется вычисление текущего среднего значения амплитуд монохроматической сейсмозаписи по  $N$  последовательным отсчетам равного веса. Оператор монохрома в этом случае будет содержать  $N$  элементов одинаковой амплитуды, расположенных с интервалом, равном шагу дискретизации записи ( $\Delta t$ ) и иметь протяженность  $\tau$ , определяемую соотношением:

$$\tau = \Delta t (N - 1) = T - \Delta t$$

где  $T$  - период обрабатываемого монохроматического сигнала.

В способе обработки в полупериоде алгоритм монохроматического преобразования предусматривает вычисление разности двух соседних текущих средних значений амплитуд, рассчитываемых во временном окне, равном полупериоду, по модулю обрабатываемой сейсмической трассы. Данный алгоритм обработки эквивалентен процедуре свертки обрабатываемой сейсмотрассы с оператором монохрома, содержащего только два одинаковых по амплитуде элемента, расположенных друг от друга на интервале, равном полупериоду. В результате выполнения монохроматического преобразования длительные одночастотные сигналы превращаются в относительно короткие импульсы, форма записи которых зависит от используемого при обработке оператора монохрома, а также от значения начальной фазы монохроматического сигнала. Эффективность предложенного способа обработки оценивалась по результатам обработки модельных монохроматических виброграмм (частота исходного сигнала 25 Гц, длительность 2 с), рассчитанных для горизонтально-слоистой среды, состоящей из 11 “толстых” слоев. Монтаж модельных сейсмических записей, полученных в результате обработки одночастотной виброграммы представлен на рис. 1. Из его рассмотрения следует, что применение операторов монохрома в периоде  $m(T)$  (см. рис. 1, Б), в полупериоде  $m(T/2)$  (см. рис. 1, В) преобразует исходную виброграмму (см. рис. 1, А) в сейсмограммы с импульсной формой записи, на которых отчетливо прослеживаются отраженные волны от заданных в модели границ раздела. Импульсную форму записи получаем также при использовании интегрально-

дифференциального оператора монохрома в периоде  $m (T^{-1})$  (см. рис. 1, Г). Этот оператор монохрома  $m (T^{-1})$  имеет вид:

$$\begin{array}{c} (+1), 0, 0, \dots, 0, 0, (-1) \\ \leftarrow \quad T \quad \rightarrow \end{array}$$

и содержит два одинаковых по амплитуде, но различных по знаку элемента, разделенных друг от друга временным интервалом, равным периоду обрабатываемого гармонического сигнала.

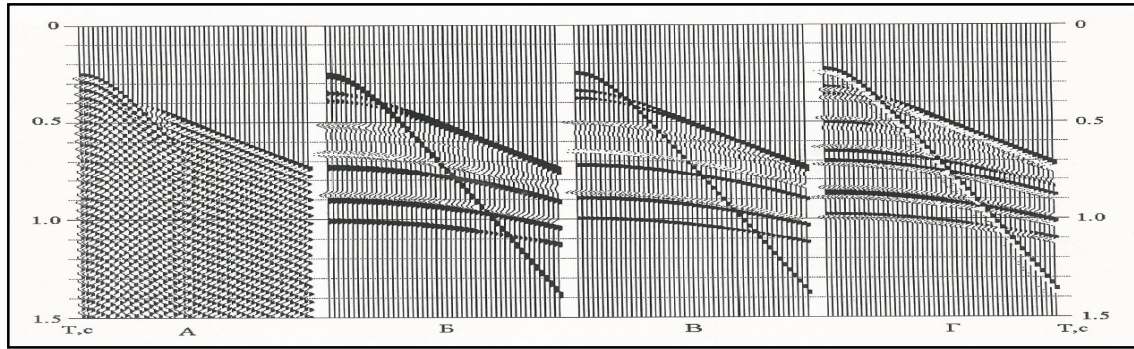


Рис.1. Преобразования модельной монохроматической виброграммы 25 Гц (А) в импульсные записи, полученные с применением операторов монохрома: Б – в периоде ( $T$ ), В – в полупериоде  $m(T/2)$ , Г - интегрально-дифференциального оператора монохрома в периоде  $m(T^{-1})$ .

2. Реализация монохроматических преобразований, основанных на принципе обратной фильтрации (деконволюции)

Результаты теоретического анализа показали, что операторы монохроматических преобразований  $m(T/2)$  и  $m(T^{-1})$  представляют собой частные случаи операторов фильтра ошибки предсказания. Следовательно, гармонические сигналы ограниченной длительности могут быть преобразованы в импульсную форму записи на основе применения процедуры предсказывающей деконволюции. При этом представляется возможность более «гибкого» регулирования формы записи импульсных сигналов. Практически это достигается путем задания требуемой величины параметра интервала предсказания  $\alpha$ , обеспечивающего различную степень разрешенности сейсмической записи. На рисунке 2 приведены результаты преобразования модельной монохроматической виброграммы (А) в импульсные сейсмозаписи, полученные после применения операторов предсказывающей деконволюции с интервалом предсказания, равным периоду (Б), полупериоду (В) и шагу дискретизации (Г).

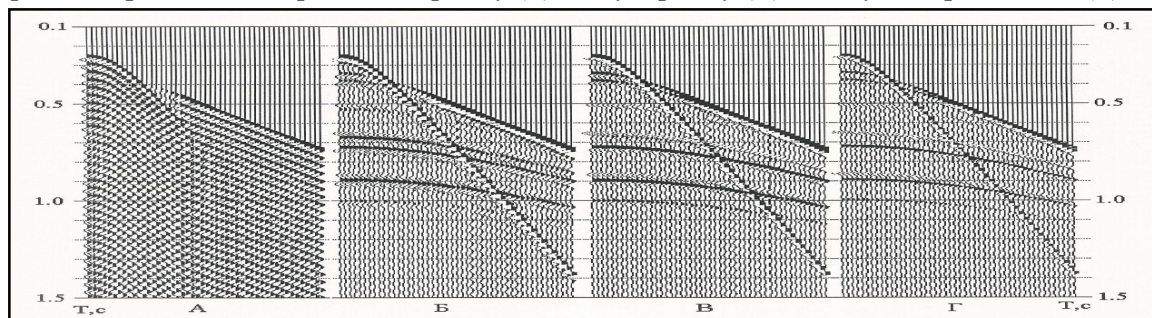


Рис. 2. Преобразования модельной монохроматической виброграммы 25 Гц (А) в импульсные записи, полученные с применением операторов предсказывающей деконволюции с интервалом предсказания, равным периоду (Б), полупериоду (В) и шагу дискретизации (Г).

## Результаты проведения профильных вибросейсмических работ МОТГ-2D на моночастотных сигналах

Экспериментальные работы по возбуждению, регистрации и обработке данных монохроматической вибросейсморазведки были выполнены на серийном оборудовании и аппаратуре на ряде площадей в Саратовской и Астраханской областях РФ. Результаты профильных наблюдений МОТГ-2D, полученные по технологии монохроматической вибросейсморазведки на частоте 30Гц, представлены на рис.3.

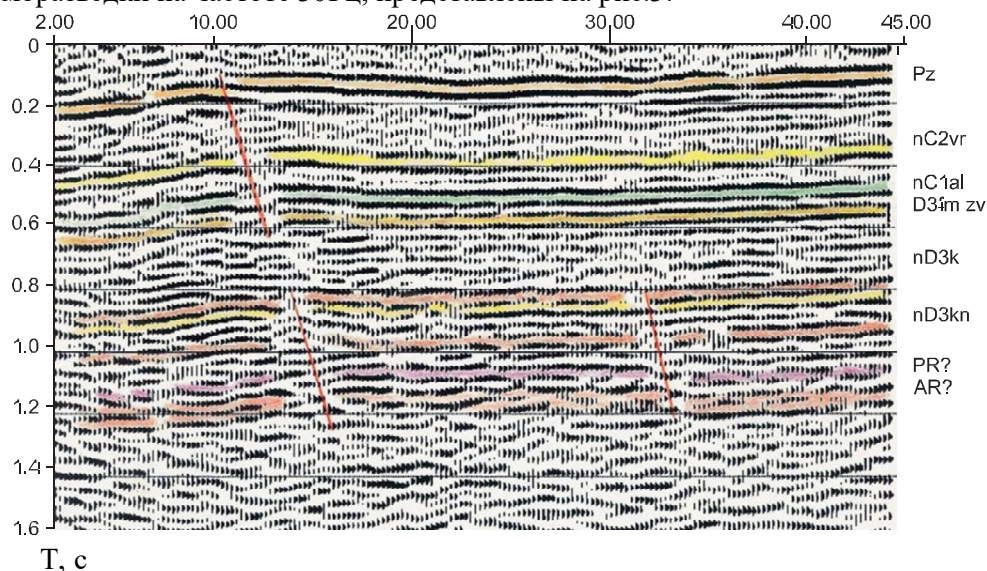


Рис. 3. Временной сейсмический разрез МОТГ-2D, монохроматический сигнал 30 Гц  
Временной сейсмический разрез, полученный способом монохроматической вибросейсморазведки на частоте 30Гц, содержат информацию о строении осадочного чехла во всем интервале глубин, включая уровень предполагаемого положения кровли кристаллического фундамента.

### Заключение

Рассмотрены способы монохроматического преобразования гармонических сигналов ограниченной длительности и преобразования их в импульсную форму. Показана эффективность их применения по модельным виброграммам и полевым монохроматическим сейсмозаписям. Применённые способы и технологии монохроматического преобразования гармонических сигналов ограниченной длительности позволили снять ряд ранее существовавших ограничений на форму и частоту обрабатываемых сигналов, что обеспечило их применение при обработке реальных полевых материалов, получаемых способом монохроматической вибросейсморазведки.

### Список литературы

- Гаврюшин В.Б. Вибросейсморазведка на монохроматических волнах // Недра Поволжья и Прикаспия. Саратов. - 1993. - Вып.4. - С. 45–51.
- Михайлов В.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка на монохроматических волнах // Технологии сейсморазведки. – 2014. - №2. – С. 92-103.
- Недашковский И.Ю. Исследования по монохроматической вибросейсморазведке // Геология и Геофизика. – 1993. – Вып.9. – С. 127-131.
- Палагин В.В., Попов А.Я., Дик П.И. Сейсморазведка малых глубин // - 1989. – М.: Недра.

## Monochromatic modification of vibration seismic survey: application experience

**Mikhailov V. A.<sup>1</sup>, Shneerson M. B.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Federal State Budgetary Institution «All-Russian Research Geological Oil Institute», Moscow

<sup>2</sup> Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow

In monochromatic modification of vibroseismic prospecting, a key issue determining the possibility of its practical application in exploration geophysics is the availability of methods that ensure the efficient compression of length-time single-frequency records and their reduction to a pulsed form. Hereinafter, monochromatic control signals will be understood as harmonic signals of finite duration. In the eighties and subsequent years of the last century, an original method of compressing monofrequency signals was proposed, based on their orthogonality and predictability in time. As the reference point the author suggested using the arrival times of regular waves.

*Monochromatic periodic and half-periodic operators* [Palagin V.V. et al., 1989; Gavryushin V.B., 1993; Mikhailov V.A., Shneerson M.B., 2014]. The suggested processing techniques, in general case, realize an integration procedure of monofrequency signals in a time-sliding interval which duration is equal to  $mT/2$  where  $T$  denotes the monochromatic signal period, and  $m$  is the integer number. The most widely used are two algorithms: processing in the period ( $m = 2$ ) and in the half-period ( $m = 1$ ). In the method of processing in the period, the current average value of the amplitudes of the monochromatic seismic recording is calculated from  $N$  consecutive samples of equal weight. The monochromatic operator, in this case, is going to contain  $N$  elements with equal amplitude and an interval equal to the record's sampling rate  $\Delta t$ . In its half-periodic version the monochromatic transformation algorithm requires two neighboring amplitude values to be calculated in a running window equal to a half-period in the modulus of the seismic trace being processed. As the result of monochromatic transformation long-duration monofrequency signals are transformed into relatively short pulses which recording format depends on a type of the monochromatic operator applied while processing as well as on the value of the initial phase of the monochromatic signal.

### Implementation of monochromatic transformations based on the principle of inverse filtering (deconvolution)

The results of the theoretical analysis showed that the monochromatic transformation operator  $m(T/2)$  is particular cases of the prediction-error filter operators. Therefore, the harmonic signals with finite duration can be transformed into pulse records using a procedure of predictive deconvolution, which provides a more 'flexible' way to regulate recording of pulse signals. In practice, it is done through setting such a value of  $\alpha$  that provides different degrees of record's resolutions.

The methods of monochromatic transformation of harmonic signals of limited duration and their conversion into a pulse form are considered. The effectiveness of their use by model vibrograms and field monochromatic seismic records is shown.

### References

Gavryushin V.B. Vibroseismic exploration on monochromatic waves // Nedra Volga and Caspian. Saratov. - 1993. - Issue 4. - p. 45–51.

Mikhailov V.A., Shneerson M.B. Seismic prospecting on monochromatic waves // Technologies of seismic exploration. - 2014. - №2. - p. 92-103.



Nedashkovsky I.Y. Studies on monochromatic vibroseismic prospecting // *Geology and Geophysics*. - 1993. - Issue 9. - p. 127-131.

Palagin V.V., Popov A.Y., Dick P.I. Seismic survey of small depths // - 1989. - M.: Nedra

## *Вибросейсморазведка с применением эквивалентного минимально фазового свип сигнала*

**Коротков Илья Петрович, Жуков Александр Петрович, Шехтман Григорий**

**Аронович**

*Российский университет дружбы народов*

### **Введение**

Обработка данных наземной вибросейсморазведки требует статистического подхода, так как из-за сложных поверхностных условий в точке возбуждения форма излучаемого сигнала трудно поддается оценке. Статистическая Винеровская деконволюция (импульсная или предсказывающая) является обязательным инструментом для восстановления отражательной способности из зарегистрированных данных. Стандартный граф обработки предполагает минимально фазовый сигнал на входе для соответствия предположению о минимально фазовом отклике геологической среды.

Взаимная корреляция с теоретическим свипом или измеренным сигналом усилия на грунт упрощает неинтерпретируемые полевые записи. Это обычно осуществляется регистратором автоматически, сразу после записи виброграмм. Выходные коррелограммы предполагаются результатом свертки импульсного отклика геологической среды с нуль фазовым импульсом Клаудера [Klauder et al., 1960]. Свертка такого импульса с минимально фазовым фильтром геологической среды на выходе дает смешанно фазовый импульс, неприемлемый для последующей деконволюции. Именно поэтому стандартная практика обычно включает приведение коррелограмм к минимальной фазе на первых этапах обработки.

Современные системы управления виброисточниками позволяют генерировать сложные свип сигналы, в которых амплитудный спектр может гибко управляться для применения различных технологий, таких как адаптивная [Zhukov et al., 2013], низкочастотная и широкополосная [А.П. Жуков и др., 2017]. Последние разработки в системе управления включают в себя управление фазовым спектром излучаемого свип сигнала. Минимально фазовый эквивалент пилотного свипа рассчитывается в блоке управления и виброисточник излучает этот модифицированный сигнал. Зарегистрированные данные коррелируются с исходным, неизменным свипом. На выходе получается минимально фазовая коррелограмма, готовая для стандартной обработки с применением минимально фазовой деконволюции. В данной работе демонстрируются результаты полевого эксперимента с применением минимально фазового свипа и его сравнение с результатами стандартной методики.

### **Метод**

Предлагаемый метод излучения минимально-фазового свип сигнала состоит из следующих шагов:

- Внесение минимально-фазовых временных задержек в исходный свип сигнал. Такие задержки рассчитываются на основе значений конкретного амплитудного спектра с использованием известных алгоритмов на основе Гильберт преобразования или фильтра Винера.

- Модифицированный минимально фазовый свип сигнал излучается в геологическую среду с помощью системы управления GDS-II.

- Зарегистрированные виброграммы коррелируются с исходным опорным свипом.

Описанная выше последовательность сначала была протестирована на синтетических данных. Рис. 1 показывает два свипа, созданных для моделирования: стандартный линейный свип и результат его приведения к минимальной фазе.

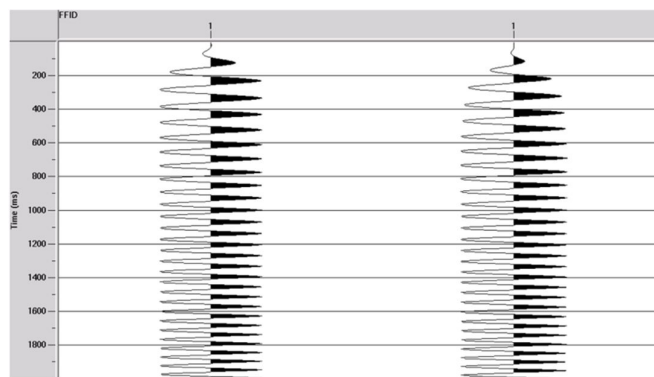


Рис. 1. 8-80 Гц 12 сек. линейный свип (слева) и его минимально фазовый эквивалент (справа).

На рис. 2 показаны результаты корреляции свипов. Видно, что стандартная корреляция линейного свипа (автокорреляция) дает на выходе нуль фазовый импульс, тогда как взаимная корреляция минимально фазового и стандартного свипов производит типичный минимально фазовый импульс.

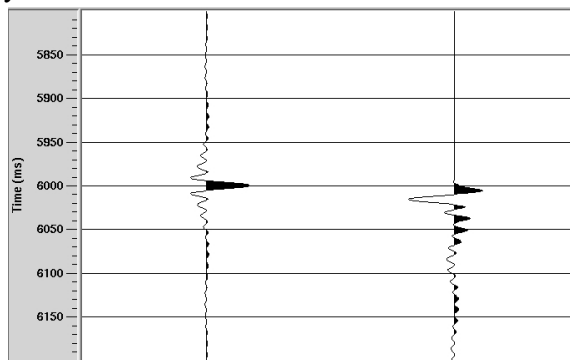


Рис. 2. Автокорреляция стандартного свипа (слева) и взаимная корреляция минимально фазового и стандартного свипов(справа).

Была создана синтетическая сейсмограмма, которая содержала дельта импульсы, имитирующие прямую волну и две отраженные волны. К этой импульсной модели был применен прямой Q фильтр с значением  $Q=150$ , для приближения к реальности. Модельная сейсмограмма показана на рис. 3.

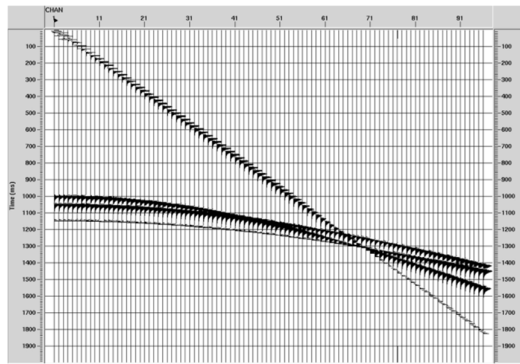


Рис. 3. Модельная синтетическая сейсмограмма.

Сначала, стандартный линейный свип был свернут с синтетической моделью и результат подвергнут взаимной корреляции с этим же свипом, как это обычно происходит при полевых работах. Результат показан на рис. 4, слева. Затем, минимально фазовый эквивалент стандартного свипа был свернут с этой же моделью и взаимно скоррелирован с стандартным свипом. Результат показан на рис. 4, справа.

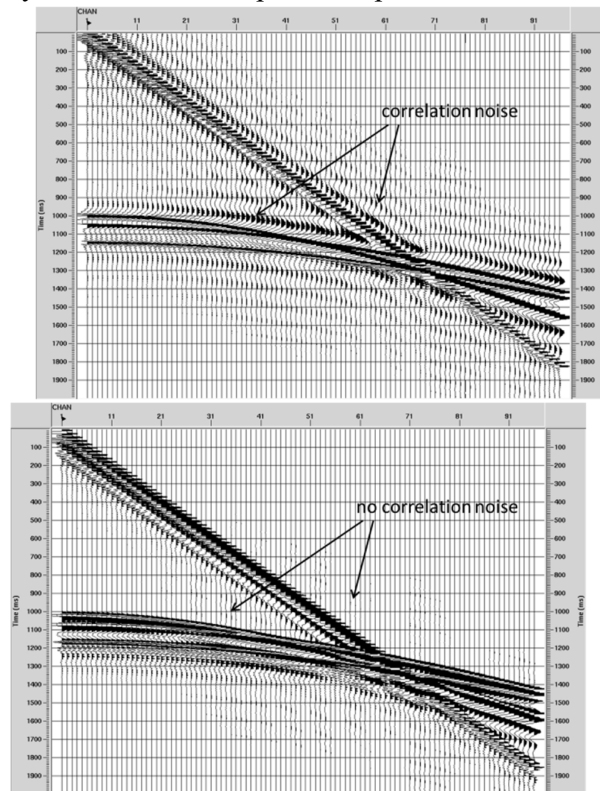


Рис. 4. Результаты моделирования, коррелограммы: стандартный 8-80 Гц свип (слева) и предлагаемый минимально фазовый свип (справа).

Сейсмограмма стандартного свипа (рис. 4, слева) демонстрирует высокий уровень корреляционных шумов, которые интерферируют с прямой волной, маскируя отражения. Сейсмограмма минимально фазового свипа показывает низкий уровень корреляционных шумов и отражения хорошо прослеживаются в первых вступлениях (рис. 4, справа).

### Полевой эксперимент

Полевой эксперимент был проведен в Ямальском регионе, где во время производственных работ 3D на профиле длиной 10 км были получены данные с линейным и минимально фазовыми свипами. Параметры съемки 2D приведены в таблице ниже:

Расстояние между ПП, м	25
Расстояние между ПВ, м	50
Максимальное удаление, м	3000
Частотный диапазон, Гц	8-80
Длина свипа, мс	12000
Вибраторов в группе	4
Тип свипа	стандартный, затем мин. фазовый

На рис. 5 показан пример полевых коррелограмм. Первые вступления на сейсмограмме минимально фазового свипа (рис. 5, справа) чище и лучше прослеживаются, что в целом согласуется с результатами моделирования за исключением наличия общего шумового фона и более сложной волновой картины.

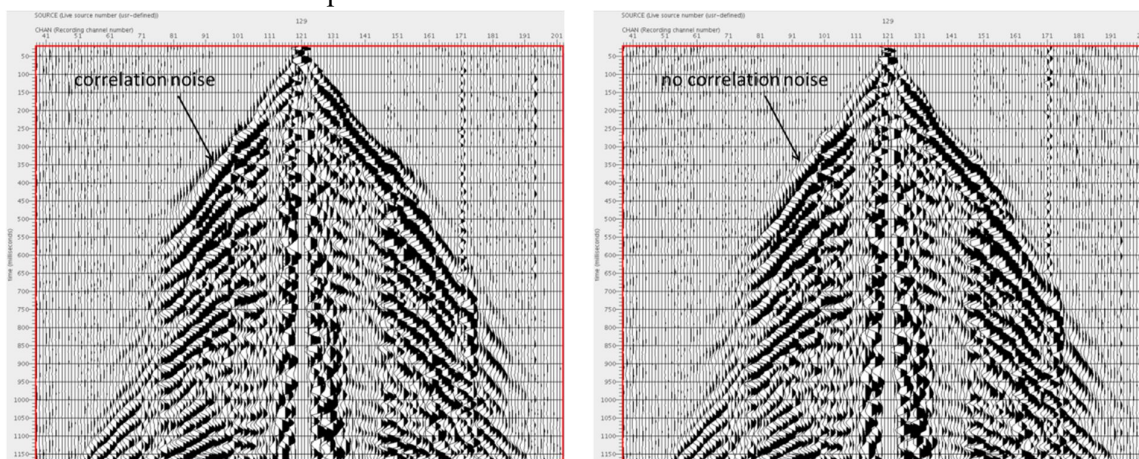


Рис. 5. Полевые коррелограммы: стандартный свип (слева) и эквивалентный минимально фазовый свип (справа).

### Результаты обработки

Для формального сравнения, данные, полученные с линейным и минимально фазовыми свипами были обработаны по единому графу, включая приведение к минимальной фазе (для стандартного свипа), АРУ, импульсную деконволюцию, статические и кинематические поправки, суммирование и посттек миграцию. Единственным отличием в графах обработки был тип деконволюции, применяемой к стандартным и минимально фазовым данным. Применялись два типа деконволюции в следующих вариантах: нуль фазовая к стандартным нуль фазовым данным, минимально фазовая к нуль фазовым данным после их приведения к минимальной фазе и минимально фазовая деконволюция применялась для минимально фазовых данных. Сравнение разрезов всех трех вариантов приведено на рис. 6.

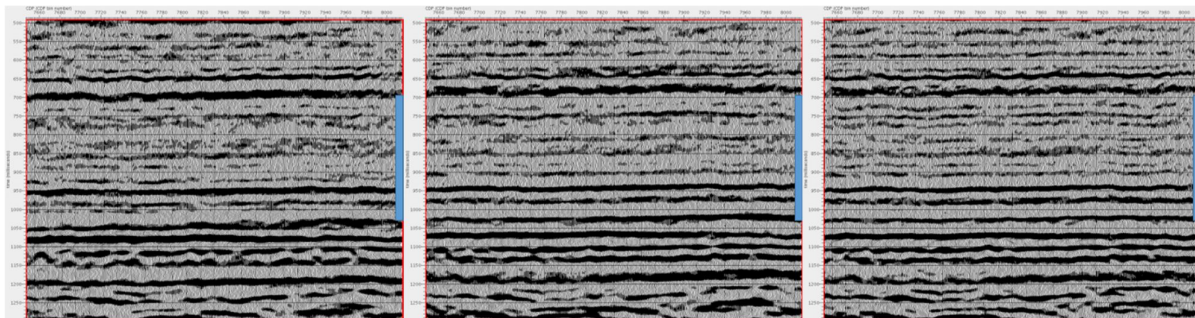


Рис. 6. Временные разрезы: нуль фазовые данные и нуль фазовый декон (слева), приведение к минимальной фазе и минимально фазовый декон (посередине), эквивалентный минимально фазовый свип и минимально фазовый декон (справа). Синей полосой отмечен целевой интервал отложений Турона.

Временные разрезы на рис. 6 демонстрируют последовательное, слева направо, улучшение прослеживаемости отражений в интервале туронских резервуаров с лучшим результатом в случае минимально фазовых данных и минимально фазовой деконволюции (рис. 5, справа).

### **Выводы**

Применение эквивалентного минимально фазового свип сигнала позволило улучшить прослеживаемость отражений в целевом интервале Туронских отложений. Возможность излучения сигналов с управляемой фазой обеспечивается новейшими разработками вибраторной электроники. Метод упрощает последовательность обработки, не требуя промежуточного приведения виброданных к минимальной фазе. Дальнейшая работа должна включать в себя извлечение импульса из разрезов и привязку к скважинным данным.

### **Благодарности**

Авторы благодарят ООО “Газпром добыча Надым” и ООО “ТНГ-групп” за возможность проведения полевых экспериментов во время производственных работ.

### **Список литературы**

- А.П. Жуков, В.А. Жемчугова, И.П. Коротков, И.А. Некрасов.* Повышение эффективности сейсморазведочных работ на основе применения различных модификаций адаптивной технологии вибротехнологии. // EAGE Tyumen. – 2017.
- Alexander Zhukov.* The adaptive vibroseis technology: Hardware, software, and outcomes. // SEG Annual Meeting, Houston. – 2013.
- Klauder, J. R., Price, A. C., Darlington, S., and Albersheim. W. J.* The Theory and Design of Chirp Radars. The Bell System Technical Journal. – July 1960. P. 745-808.

## **Vibroseis acquisition with minimum phase equivalent sweep**

**Ilya Korotkov, Alexander Zhukov, Grigory Shehtman**

RUDN University

The recent development of vibrator electronics allows generating a family of comprehensive sweep signals including phase controlled sweeps. In proposed method the minimum phase equivalent of the standard reference linear sweep is calculated and then emitted to the subsurface. Recorded vibrogramm is correlated with original unchanged reference sweep. Output is minimum phase correlogramm which is ready for standard processing with minimum phase deconvolution application thus agreeing with minimum phase earth response assumption. This paper demonstrates the result of minimum phase controlled field experiment and it comparison with standard acquisition result.



## *Реализация высокоплотных и широкополосных сейсмических проектов с использованием высокопроизводительных вибросейсмических технологий*

**Тэлье Николая<sup>1</sup>, Абашкин Александр Николаевич <sup>1</sup>, Борейко Владимир Степанович<sup>1</sup>, Забородько Вадим Анатольевич <sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Sercel*

### **Введение**

Оглядываясь на недавнюю историю наземных сейсморазведочных работ во всем мире, можно утверждать, что 90-е годы были отмечены переходом от съемок 2D к 3D, а 00-е увеличением производительности сейсмических партий с применением новых методов. Текущее десятилетие не закончилось, но уже предоставило достаточно примеров для хорошей подсказки о том, как будет развиваться технология сбора сейсмических данных. В дополнение к расширению применения беспроводных систем регистрации, что главным образом относится к решению операционных задач, можно отметить еще четыре резервуар-ориентированных тенденции:

- широкополосная сейсмика, а именно расширение сейсмического сигнала, как в сторону высоких, так и низких частот
- уплотнение сети пунктов приемников и источников (как in-line, так и cross-line)
- уменьшение базы, или отказ от группирования источников и приемников
- широкоазимутальные – если не полноазимутальные – съемки, спроектированные также для регистрации данных с большими удалениями

Среди этих тенденций наиболее впечатляющее развитие получила широкополосная сейсмика, поскольку существует четкая корреляция между широкополосными данными и качеством изображения, при этом особое внимание уделяется низким частотам: в отличие от высоких частот, они почти не поглощаются средой, а их присутствие в сейсмических данных улучшает вертикальное разрешение, анализ скоростей, оценку сейсмического импульса и эффективность инверсии [Baeten 2013]. Уплотнение съемок также представляет значительный интерес, так как была установлена прямая корреляция между плотностью трасс и точностью характеристик резервуара [Ourabah 2015, Michou 2017]. Высокопродуктивный вибросейс является экономически обоснованным решением для реализации подобных проектов.

Первоначально применение широкополосной сейсмики и высокопродуктивных технологий было ограничено открытыми объектами на Ближнем Востоке и в Северной Африке. В настоящее время они все более широко используются в других условиях, в частности, на таких ландшафтах Европы, как поля, урбанизированные территории и многочисленные эксклюзивные зоны. В России также растет интерес к этим технологиям. В настоящее время продолжается первый крупномасштабный проект СлиСвип, а также отмечается тенденция к расширению полосы частот регистрируемых данных.

### **Низкочастотная сейсмическая визуализация**

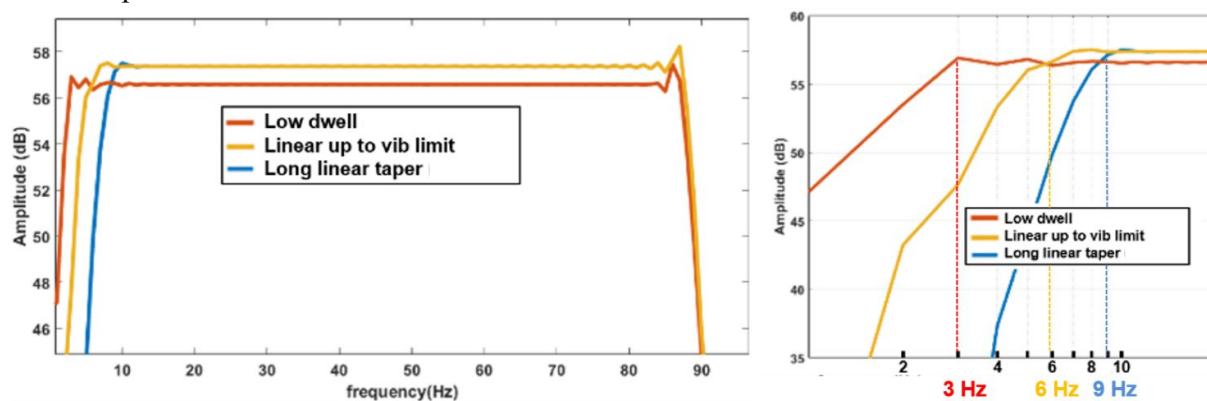
Успешная съемка с низкими частотами подразумевает не только их генерацию, но и их регистрацию, а также их сохранение на протяжении всего процесса обработки.

### **Генерация низких частот**

До конца 00-х предъявляемые требования к началу свип-сигнала обычно составляли от 6 до 10Гц. Конструкция вибраторов обеспечивала выход воздействия на полную мощность с частот в 6-7Гц. Тем не менее, существует возможность генерации сигнала ниже частоты выхода вибратора на полную мощность, если усилие воздействия будет уменьшено, чтобы соответствовать физическим ограничениям вибратора. Для сохранения плоского спектра развертки при наборе частоты применяется занижение отбора мощности. Время работы на заданной частоте увеличивается на коэффициент занижения мощности в квадрате. Такие свипы называются «свипами с нелинейным конусом» (“low-dwell sweeps”), и они могут быть легко спроектированы современной электроникой вибраторов. Они позволяют контролировать энергию в низких частотах в отличие следующих неэффективных методов генерации:

- НЧ свипы с длинным линейным конусом
- НЧ линейные свипы, а именно свипы, соответствующие физическим ограничениям вибратора. Такие свипы являются улучшенной версией НЧ свипов с линейным конусом, но не позволяют контролировать мощность генерируемой НЧ энергии.

Разница в генерации широкополосного сигнала может быть значительной (Рис.1), тогда как для обработки и интерпретации сейсмических данных каждая отдельная октава сигнала имеет первостепенное значение.



**Рисунок 1** – Спектр энергии 3 типов НЧ свипов: НЧ свип с нелинейным конусом «low-dwell» (красный), НЧ линейный свип «Linear low-frequency» (желтый) и НЧ-свип с длинным линейным конусом (синий). Пример (3-90Гц, 12 сек.) показывает потерю одной октавы НЧ сигнала с НЧ линейным свипом, и 1.6 октавы с НЧ свипом с длинным линейным конусом

Конструкция вибраторов в последние годы существенно доработана [Tellier, 2015]. В первую очередь это коснулось утяжеления реактивной массы и увеличения хода массы, то есть тех узлов, которые позволяют снизить частоту выхода вибратора на полную мощность с 5,5Гц. Некоторые новые НЧ вибраторы могут выходить на полную мощность даже с 3Гц, однако за это приходится платить усложнением гидравлики и снижением показателей по ВЧ, что делает их источниками, хорошо подходящими для таких методик как «Distributed Source Array» (набор различных специализированных источников для узкополосных диапазонов). Кроме этого, НЧ сигналы слабо затухают и пространственно передискретизированы. Если необходимость контроля НЧ спектра доказана, то вопрос о его форме остается открытым. Надежды на всемогущество низких частот могут вскоре оказаться временным трендом, так же, как и логарифмические свипы в 80-х. Электроника вибратора, первоначально разработанная для обычного диапазона частот с 6Гц, была также оптимизирована для точного управления частотами с 1Гц [Tellier, 2014]. Современная электроника вибраторов

теперь оснащена улучшенным сервоуправлением свип-сигнала, которое значительно уменьшает низкочастотные искажения, неизбежные на сейсмических вибраторах из-за их нелинейности на НЧ.

### **Регистрация низких частот**

Иногда возражают, что частота начала развертки не должна быть ниже собственной частоты геофона, обычно это 10Гц. Ниже собственной частоты геофона сигнал действительно ослабляется на 12дБ на октаву. Поскольку от 1 до 10Гц около 3 октав, это приводит к ослаблению сигнала на 1,25Гц по сравнению с 10Гц на 36дБ (в 63 раза).

Слабые амплитуды на НЧ могут быть скомпенсированы при обработке путем деконволюции сейсмической трассы с помощью сигнатуры датчика. Кроме того, НЧ сигналы плохо поглощаются, а НЧ шум источника ослабляется в той же степени, что и сигнал. Однако НЧ сигнал не может быть восстановлен ниже уровня шума системы регистрации.

Хотя есть несколько успешных примеров НЧ съемок с использованием геофонов 10Гц [Mahrooqi, 2012], производители разработали новые датчики для повышения точности НЧ записи и сохранения сигнала выше шума датчика, такие как геофоны 5Гц или цифровые датчики. Преимущества широкополосных свойств датчиков МЭМС рассмотрены в отдельной работе [Tellier, 2017], а новые тесты доказали способность последнего поколения датчиков МЭМС (ультранизкий шум) записывать сигнал до 0.001Гц [Fougerat, 2018].

### **Обработка низких частот**

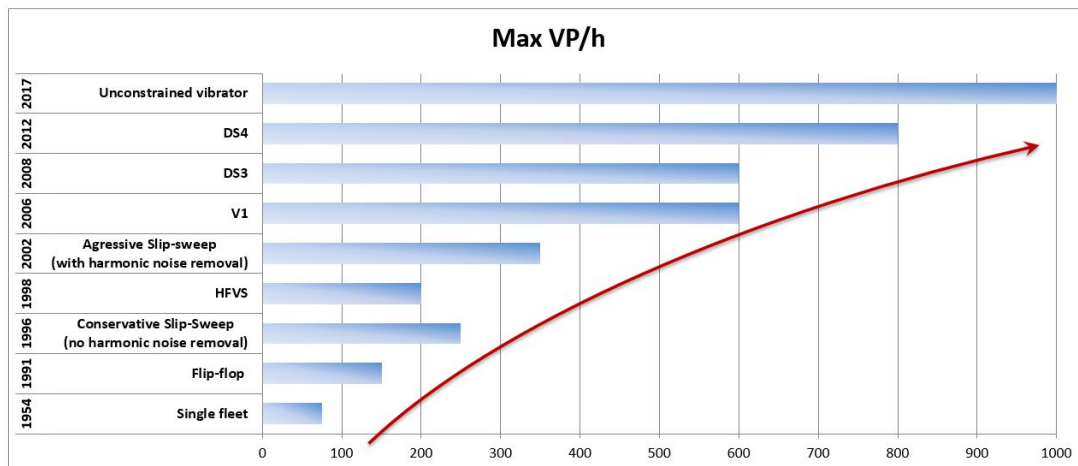
НЧ легко теряются при применении стандартной обработки. Для сохранения НЧ требуется специальная обработка. В дополнение к коррекции сигнатурой сенсора (деконволюция сенсора) она обычно включает следующее [Retailleau 2014]:

- сохранение широкополосного частотного контента путем разделения данных на октавы и обработки каждой из них в отдельности;
- «мягкие» параметры и фильтры;
- удлиненные временные и пространственные окна операторов (жесткие поправки удаляют НЧ сигнал вместе с шумом);
- интенсивный QC на всем процессе обработки для контроля целостности НЧ.

### **Высокая производительность**

Максимальная производительность наземных сейсмических проектов за 20 лет увеличилась примерно в 10 раз (Рис. 2). Этот беспрецедентный скачок в производительности стал возможным благодаря внедрению инновационных методов сбора данных и способной их поддерживать электронике вибраторов. Применение таких методов, как DS3 (Distance Separated Simultaneous Sweeping, [Bouska 2010]) ограничено большими и открытыми участками объектов. В местах, обычно встречающихся в Европе, все чаще используются другие методы, такие как СлипСвип и Свободные Вибраторы (т.е. смешанная съемка). На практике высокопродуктивные технологии редко применяются на объектах с типовой геометрией съемки для ускоренного выполнения работ. Основная цель этих методов заключается главным образом в получении большего объема (т. е. более плотных) данных на конкретном участке с тем, чтобы извлечь больше информации о коллекторе и тем самым снизить риск и стоимость разведки (вероятность сухих скважин), оптимизировать разработку месторождения и извлекаемые запасы. Преимущества плотных наборов данных для корректной оценки характеристик коллектора подчеркивались многими крупными геофизическими компаниями, включая BP [Ourabah, 2015] и CGG [Michou, 2017]. Обе

исследовательские группы пришли к выводу, что ключевые параметры, влияющие на соотношение сигнал/шум и качество сейсмических атрибутов – это плотность трасс (кратность/размер бина), удаления и азимутальное распределение, а не мощность источника возбуждения.



**Рисунок 2:** Производительность различных методик виброрейса и годы их внедрения.

### Заключение

Повышение производительности сейсмических партий является ключевым фактором для подрядчика при удовлетворении требований заказчика к получению более плотных сейсмоданных с целью лучшего понимания свойств коллектора и оптимизации рисков и затрат на бурение и разработку месторождений. Высокопроизводительные технологии уже не ограничиваются объектами в пустынях. Проекты в Европе, Северной Америке и Китае начинают настойчиво выполняться методами СлипСви́п или Свободный Вибратор. Последние поколения сейсмического оборудования разработаны для реализации этой тенденции: электроника вибратора оптимизирует цикл (продолжительность между двумя воздействиями), а кросс-технологические системы могут непрерывно записывать данные даже в случае множественных обрывов кабеля. Преимущества широкополосных данных больше не ставятся под сомнение геофизической отраслью. Проектирование такой сейсморазведки стало глобальным стандартом. Для этого было улучшено сейсмическое оборудование (вибраторы, электроника вибраторов, датчики). Текущие дебаты больше сосредоточены на практических вопросах генерации НЧ. Методы их генерации без контроля спектра (сви́пами с длинным линейным конусом, линейными сви́пами в пределах физических ограничений вибратора) вряд ли обеспечат энергию, необходимую для адекватной сейсмической инверсии. Появились новые вибраторы с улучшенными НЧ характеристиками (стартовая частота с выходом на полную мощность около 3Гц против 5,5Гц для 1-го поколения низкочастотных вибраторов), но за счет ухудшения показателей работы на высоких частотах, обеспечивая индустрию источниками для узкополосных диапазонов. Однако значимый тренд в области широкополосного оборудования исходит все таки из полевого опыта: съемка самой высокой плотности в истории сеймики [Yanchak, 2018] была выполнена стандартными вибраторами Nomad65, оптимизированной в части НЧ электроникой вибраторов VE464, с использованием НЧ « low-dwell » сви́пов 2-70Гц.

### Список литературы

Baeten, G., Willem de Maag, J., Plessix, R.E., Klaassen, R., Qureshi, T., Kleemeyer, M., Kroode, F. and Rujie, Z. (2013) The use of low frequencies in a full-waveform inversion and impedance inversion land seismic case study // *Geophysical Prospecting*, **61**, 701–711.

Bouska J. (2010) Distance separated simultaneous sweeping, for fast, clean, vibroseis acquisition // *Geophysical Prospecting*, 2010, **58**, 123–153

Fougerat A., Guérineau L. and Tellier N. (2018) High-quality signal recording down to 0.001 Hz with standard MEMS accelerometers // SEG 88<sup>th</sup> Annual Meeting, Expanded Abstract

Mahrooqi S., Rawahi S., Yarubi S., Yahyai A., Hunt K., Clow F. and Vincent I. (2012) Cracking very LF land seismic acquisition – A step change // 74<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition, extended abstract

Michou L., Michel L., Herrmann P., Coléou T., Feugères P and Fomento J (2017) Survey design comparison regarding seismic reservoir characterization objectives // 79<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition, extended abstract

Ourabah A., Bradley J., Hance T., Kowalczyk-Kedzierska M., Grimshaw M and Murray M. (2015) Impact of acquisition geometry on AVO-AVOA attributes quality - A decimation study onshore Jordan // 77<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition, extended abstract

Retailleau M., El Asrag R. and Shorter J. (2014) Processing land broadband data: challenges that Oman surveys present and how they are addressed // EAGE/SPG Workshop on Broadband Seismic, expanded abstract

Tellier N., Ollivrin G. and Boucard D. (2014) Optimizing the Generation and QC of Low-Dwell Sweeps // 76<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition, extended abstract

Tellier N., Ollivrin G. and Boucard D. (2015) Vibroseis equipment for efficient low-frequency generation and high-productivity operations // *First Break*, **33/1**, 77-83

Tellier N. and Lainé J. (2017) Understanding MEMS based digital seismic sensors // *First Break* **35/1**, 93-100

Yanchak D, Monk D. and Versfelt J. (2018) Egypt West Kalabsha 3D Broadband Ultra High Density Seismic Survey // 88<sup>th</sup> SEG Annual Meeting, expanded abstract

## **Realization of high-density and broadband seismic projects using high-production vibroseis technologies**

**Tellier Nicolas<sup>1</sup>, Abashkin Alexander<sup>1</sup>, Boreiko Vladimir<sup>1</sup>, Zaborodko Vadim<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Sercel*

The quick development of broadband and high-density seismic acquisition methods is due to their recognition as strong and effective means for acquiring datasets that prove rich enough not only to dramatically improve the seismic imaging, but also the overall reservoir characterization. The application of high-productivity Vibroseis methods enables enforcing these methods at justifiable and acceptable costs, while not postponing the delivery of field data. As broadband and high productivity acquisitions are steadily spreading in Russia, the present abstract provides an overview of how the introduction of these methods affect seismic crews, with a focus on Vibroseis equipment and acquisition methods. Perspectives for further developments will be discussed as well.

*Выполнение сейсморазведочных работ в районах с сильно развитой инфраструктурой с применением технологии «Зеленая сейсмика».*

**Зозуля Виталий Александрович<sup>1</sup>, Шевченко Илья Игоревич<sup>1</sup>, Митрофанов Денис Юрьевич<sup>1</sup>, Кузнецов Максим Александрович<sup>2</sup>, Котунов Дмитрий Андреевич<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Тюменская Сервисная Геофизическая Компания»

<sup>2</sup> ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

### **Введение**

В настоящее время все большие объемы сейсморазведочных работ производятся в условиях развитой нефтегазовой инфраструктуры, наличия населенных пунктов, сложных обстановок рельефа и других неблагоприятных факторов. Выходом из сложившейся ситуации становится применение бескабельных телеметрических систем регистрации сейсмических данных, санных электромагнитных импульсных источников «Геотон-30» и малогабаритных буровых установок.

### **Данные и методы**

На этапе проектирования полевых работ было выполнено воздушно-лазерное сканирование и цифровая аэрофотосъемка участка работ. В результате работ были получены аэрофотоснимки в видимом диапазоне разрешением 10 см и облака точек лазерных отражений с плотностью до 5 точек на кв. м, позволяющие создавать ортофотоплан и ЦМР с точностью масштаба 1:5000 (рис.1).

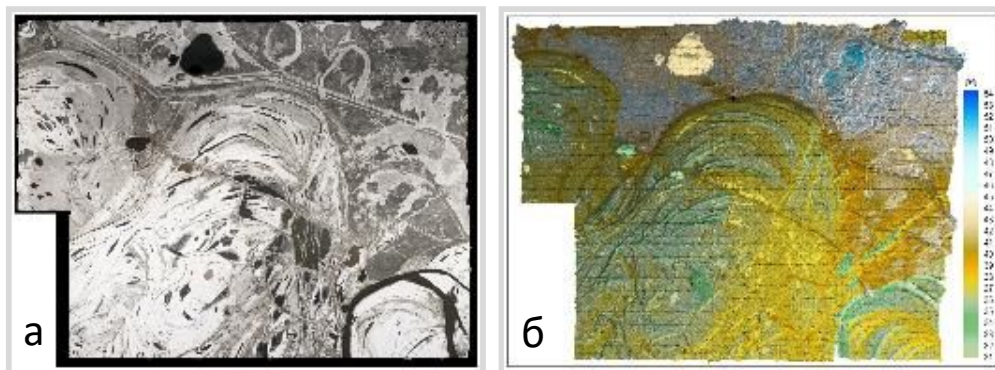


Рис. 1. (а) Ортофотоплан, (б) цифровая модель рельефа.

Регистрация сейсмических данных производилась комплексом кабельного телеметрического оборудования системы регистрации данных Aram Aries II и бескабельного телеметрического оборудование системы регистрации данных RT System 2, обеспечивающей контроль данных в режиме реального времени (рис.2).



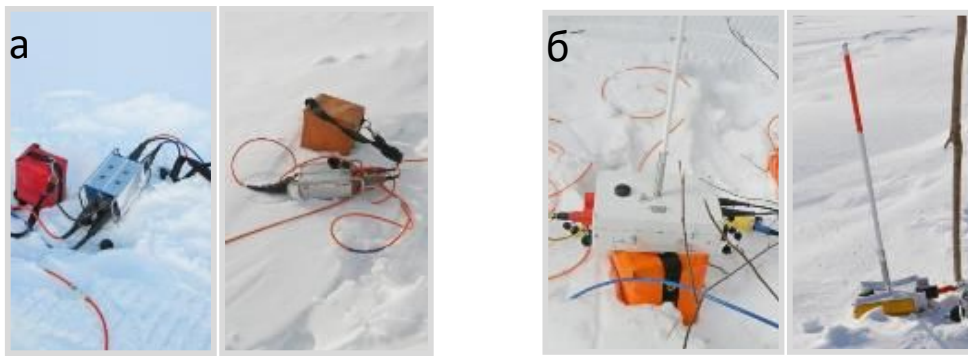


Рис. 2. Полевое оборудование: кабельные системы Aram Aries II (а), бескабельное RT System 2 (б).

Возбуждение упругих колебаний производилось комбинированным способом: взрывами с скважинах и невзрывными импульсными источниками.

Бурение производилось буровыми установки УБГМ-1 на шасси вездеходов КТМ. В коридорах коммуникаций и на участках, где рубка затруднена или запрещена бурение производилось малогабаритными буровыми станками УБШМ-1-13 (буксируемые снегоходом «Буран») и УБШМ-1-20 на шасси вездеходов «ГАЗ» (рис.3).



Рис.3. Буровые установки УБГМ-1 (а), УБШМ-1-20 (б) и УБШМ-1-13 (в)

В населенном пункте и на акватории рек и озер использовались санные электромагнитные импульсные источники «Геотон-30» (рис.4).



Рис. 4. Санные электромагнитные импульсные источники «Геотон-30», буксируемые гусеничным двухсекционным вездеходом BV-206 «Лось» в поселке «Вата» (а) и в акватории р. Обь (б).

Работы выполнялись с применением технологии «Зеленая сейсмика». Приемные профили подготавливались шириной 1,5 м, при этом каждый 5-й профиль был стандартной ширины 4 м. с целью обеспечения проезда технологического транспорта и конвейерной смотки-размотки оборудования (рис.5.)



Рис. 5. Схема профилей по технологии «Зеленая сейсмика».

### Результаты.

Применение воздушно-лазерного сканирования и цифровой аэрофотосъемки участка работ, использование кабельной системы регистрации и бескабельной системы регистрации в комплексе с санными электромагнитными импульсными источниками «Геотон-30» и малогабаритными станками позволили провести регистрацию данных с минимальным количеством пропущенных пунктов взрыва и падение кратности на площади работ (рис.6.).

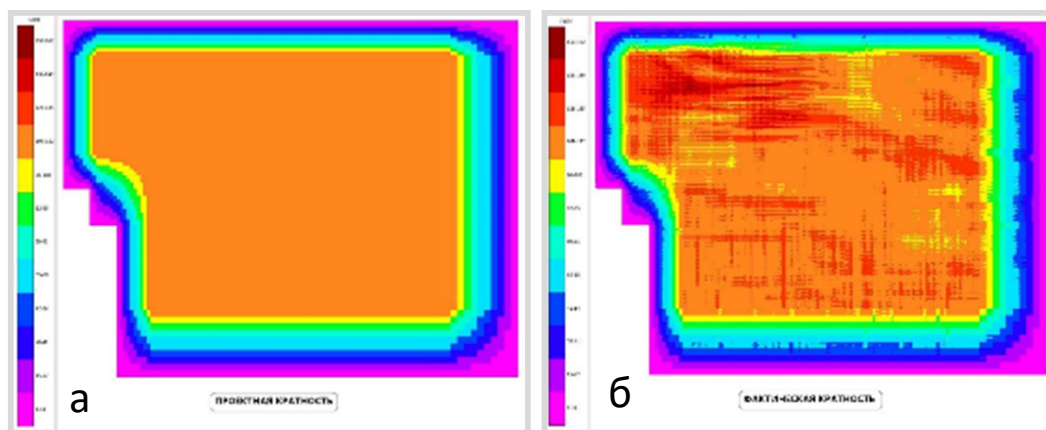


Рис.6. Кратность работ: проектная (а) и фактическая (б).

### Заключение

Опыт работ на Западно-Покурской площади доказывает, что выполнение полевых сейсморазведочных работ с применением различных технологий в сложных условиях обеспечивает высокое качество сейсмических данных, а также экологическую, производственную и общественную безопасность.

Выполненные сейсморазведочные работы в комплексе двух регистрирующих систем и комбинированных источников возбуждения являются первым примером для Западной Сибири.

### Список литературы

*Митрофанов Д.Ю.* Отчет «Выполнение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на Северо-Покурском и Ватинском лицензионных участках ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (Западно-Покурская площадь) // ООО «ТСГК». – 2018 г.

## **Seismic exploration in areas with highly developed infrastructure using the "Green seismic" technology»**

**Zozulya V.A.<sup>1</sup>, Shevchenko I.I.<sup>1</sup>, Mitrofanov D. Y.<sup>1</sup>, Kuznetsov M.A.<sup>2</sup>, Cotunov D. A.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *OOO "Tyumen Service Geophysical Company».*

<sup>2</sup> *OAO "Slavneft-Megionneftegaz».*

At present, more and more seismic surveys are carried out in the conditions of developed infrastructure, the presence of settlements, difficult terrain conditions and other adverse factors.

The way out of this situation is the use of cable-free telemetry systems for seismic data recording, "Geoton-30" electromagnetic pulse sources and small-sized drilling rigs.

At the design stage of the site operation, air-laser scanning and digital aerial photography of the work site were performed.

As a result of works, the orthophotomap and digital evaluation model were obtained.

Seismic data recording was performed by a complex of cable telemetry equipment "Aram Aries II" and cable-free telemetry equipment "RT system 2 data", which provides real-time data monitoring.

Drilling was carried out by drilling rigs UBGM-1 on the chassis of all-terrain vehicles KTM.

In the areas of communications and in the areas, where the felling is difficult or prohibited, drilling was carried out by small drilling rigs UBSHM-1-13 (towed by snowmobile "Buran") and UBSHM-1-20 on the chassis of all-terrain vehicles "GAZ".

Excitation of elastic oscillations was performed by a combined method: explosions in wells and non-explosive pulse sources.

The work was carried out using the "Green seismic technology".

Receiving profiles were prepared with a width of 1.5 m, when each 5th profile was a standard width of 4 m in order to ensure the passage of technological transport and conveyor winding-unwinding equipment.

Performed Seismic surveys in the complex of two recording systems and combined excitation sources are the first example for Western Siberia.

# МАЛОГЛУБИННАЯ ГЕОФИЗИКА

## *Обнаружение неглубоко залегающих объектов естественного и техногенного происхождения геофизическими методами*

**Романов Виктор Валерьевич<sup>1</sup>, Иванов Андрей Александрович<sup>1</sup>, Посернин Алексей Игоревич<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе*

### **Введение**

Подземное пространство городов содержит большое количество объектов техногенного, антропогенного и естественного происхождения. Среди них — трубопроводы, коллекторы, кабели, заброшенные каменоломни, карстовые полости, подземные сооружения и многие другие [Малофеев, 2015]. Если подобные объекты залегают на небольшой глубине, имеют сложную форму и малые размеры, их выделение методами разведочной геофизики затруднено. Эффективное решение проблемы выделения неглубоких объектов предлагает инженерная сейсморазведка, георадиолокация и электромагнитный метод поиска подземных коммуникаций (трассоискатель) [Романов, 2016].

Трассоискатель позволяет прослеживать и оценивать глубину нахождения коммуникаций, запитанных переменным электрическим током, а в пассивном режиме — силовых кабелей. Для метода имеет большое значение техническое состояние и коррозия коммуникации, глубина её залегания и удаление от точки съёмки до места подключения генератора. В пределах 50–100 м от точки подключения трасса коммуникации прослеживается достаточно точно при залегании объекта на глубине до 5 м в грунтах средней влажности.

Наибольшее количество информации дает высокочастотное электромагнитное сканирование грунтов верхней части разреза — георадиолокация. Георадиолокацией можно картировать границы слоёв с различными значениями относительной диэлектрической проницаемости, а также выделять локальные области. Так как аномально высокой проницаемостью обладает вода, эффективно выделяются участки геологического разреза, которые различаются по водонасыщению пор. В зависимости от частоты антенного блока георадарам доступны глубины до 10–15 метров и разрешающая способность до 1–2 см. Главный недостаток георадаров – резкое уменьшение глубинности во влажных грунтах и металле. Кроме того, затруднён поиск сооружений в неоднородных насыпных грунтах и отложениях культурного слоя. Например, в центре Москвы глубина исследования георадиолокацией редко превышает 1–2 м, хотя в однородных сухих песках или мёрзлом грунте она может превышать 10 м. Основным признаком наличия локального объекта в толще грунта — гиперболическая ось синфазности дифрагированной волны на радарограмме (рис.1).

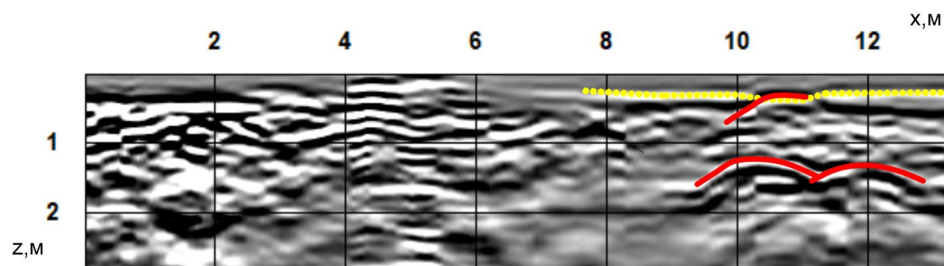


Рис 1. Радарограмма по строительной площадке. В правой части выделяются «усы» дифрагированных волн, которые связаны с локальными объектами и участок горизонтальной отражающей границы

Методы сейсморазведки имеют меньшую разрешающую способность, чем георадиолокация, однако их данные не так подвержены влиянию поверхностных условий и неоднородностей, сейсмические волны распространяются без существенного затухания в глинистых грунтах [Романов, 2015]. Дифракция намного реже проявляется на сейсмограммах, локальные объекты выделяются по искривлению осей синфазности преломленных и отраженных волн [Романов, Посеренин, 2016], локальному разрастанию или уменьшению частоты (рис.2). Наибольшей достоверностью в сейсморазведке обладают межскважинные сейсмические методы.

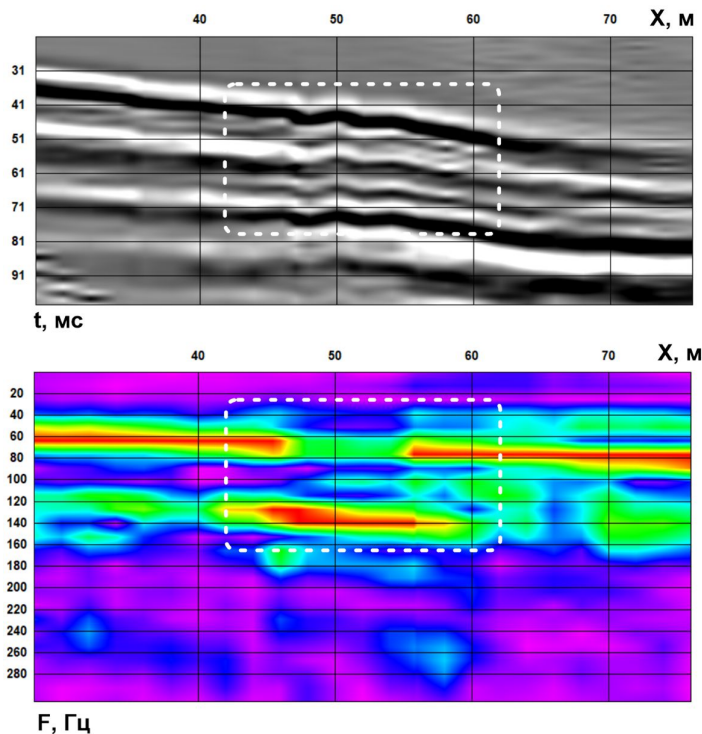


Рис 2. Выделение локального объекта по локальному увеличению частоты сейсмических волн. Сверху показана сейсмограмма, снизу — спектрограмма

Комплексное использование рассмотренных методов позволяет эффективно решать задачу поиска и определения параметров неглубоко залегающих подземных объектов.

### Список литературы



1. *Малофеев А.Г., Рычкова О.А., Шевцова И.А.* Изыскания автомобильных дорог // учебное пособие / ФГБОУ ВПО "Сибирская государственная автомобильно-дорожная академия". —Омск, —2015.

2. *Романов В.В.* Выделение подземных сооружений и коммуникаций методами инженерной геофизики // Сергеевские чтения. Инженерная геология и геоэкология. Фундаментальные проблемы и прикладные задачи Юбилейная конференция, посвященная 25-летию образования ИГЭ РАН. — 2016. — С. 688-692.

3. *Романов В.В.* Интерпретация сейсмической томографии на примере изучения геологического строения оползневого склона // Разведка и охрана недр. —2015. —№ 3. —С. 34-37.

4. *Романов В.В., Посеренин А.И., Дронов А.Н., Мальский К.С.* Обзор геофизических методов, применимых при поиске геомеханических нарушений вблизи горных выработок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). —2016. — № 1. —С. 243-248.

### **Detection of shallow objects by geophysical methods of natural and industrial origin**

*Romanov Victor Valerevich, Ivanov Andrey Aleksandrovich, Poserenin Aleksey Igorevich  
Russian State Geological Prospecting University named Sergo Ordzhonikidze*

The underground space of cities contains a large number of objects of man-made, anthropogenic and natural origin. Among them are pipelines, sewers, cables, abandoned quarries, karst cavities, underground structures and many others. If such objects are deposited at a shallow depth, have a complex shape and small size, their selection by methods of exploratory geophysics is difficult. An effective solution to the problem of identifying shallow objects is proposed by engineering seismic surveying, GPR and the electromagnetic method for searching underground utilities (a route finder). The greatest amount of information is provided by high-frequency electromagnetic scanning of soils of the upper part of the section — GPR. Since water has an anomalously high permeability, sections of the geological section, which differ in water saturation of pores, are effectively distinguished. Depending on the frequency of the antenna unit, GPR has depths of up to 10–15 meters and a resolution of up to 1–2 cm. The main drawback of GPR is a sharp decrease in depth in wet soils and metal. For example, in the center of Moscow, the depth of geo-radar research rarely exceeds 1–2 m, although in homogeneous dry sand or frozen ground it may exceed 10 m. In addition, the search for structures in heterogeneous bulk soils and sediments of the cultural layer is difficult. The main sign of the presence of a local object in the ground is the hyperbolic diffracted wave synphase axis on the radarogram. Seismic survey methods have lower resolution than GPR, but their data is not so affected by surface conditions and irregularities, seismic waves propagate without significant attenuation in clayey soils. Diffraction is much less common on seismograms, local objects are distinguished by the curvature of the synphase axes of refracted and reflected waves and local growth or decrease in frequency.

## *Интерпретационные возможности непродольной системы наблюдений в Малоглубинной и инженерной сейсморазведке.*

**Санфиоров Игорь Александрович, Бобров Валерий Юрьевич, Бабкин Андрей Иванович, Ярославцев Александр Геннадьевич, Жикин Александр Андреевич.**

*Горный Институт Уральского отделения РАН*

### **Введение**

Малоглубинная и инженерная сейсморазведка отлично зарекомендовали себя, как надежный инструмент при мониторинге потенциально опасных участков в пределах подработных территорий Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС) [1,2].

Однако, в пределах жилой или промышленной инфраструктуры, где находится большая часть изучаемых объектов, технические возможности проведения сейсморазведочных работ существенно ограничены. Внедрение непродольных систем наблюдений, путем выноса пунктов возбуждения (ПВ), позволяет проводить исследования в местах, недоступных для прямого профилирования. В рамках проблемы их внедрения следует решить задачи: 1) выбора источника упругих колебаний, обеспечивающего необходимый частотный диапазон с интенсивностью, достаточной для регистрации отраженных волн в интервале исследуемых глубин, с учетом выноса линии ПВ; 2) оценки применимости данных регистрируемых непродольными системами для реализации мониторинга опасных природно-техногенных геологических процессов.

### **Теоретическая часть**

Одним из основных условий получения качественной и достоверной информации является оптимальный подбор параметров интерференционной системы наблюдений.

Опираясь на теоретические предпосылки с учетом изученности физико-геологических особенностей исследуемой территории, рассчитаны и успешно опробованы на практике [3] параметры для продольных систем регистрации в малоглубинной сейсморазведке:

Шаг пунктов приема ПП: 8 метров;

Шаг пунктов возбуждения (ПВ): 8 метров;

Максимальное удаление: 504 метра;

Номинальная кратность: 32;

Шаг дискретизации: 0,5 мс.

Применение аналогичных значений возможно и в случае непродольной системы регистрации. При этом следует учитывать, что боковой вынос линии ПВ не должен превышать максимальной глубины исследований и должен располагаться на таком расстоянии, на котором было бы возможно прослеживание фаз полезных волн. Это расстояние определяется опытным путем [4] и максимально достигает 210 метров. При подобных расстояниях предлагается в качестве источника импульсный пороховой источник упругих колебаний с зарядами холостых патронов 12 калибра, обладающего энергией единичного воздействия более 1000 Дж 100 [5,6].

### **Практическая часть**

Для экспериментального обоснования возможностей применения непродольных систем наблюдений, проведены малоглубинные сейсморазведочные работы по методике общей глубинной точки (МОГТ) по продольному и непродольному профилям с параллельным выносом линии ПВ. Исследования проводились в пределах полигона с ранее выявленным участком с аномальными особенностями строения геологического разреза.

Процесс возбуждения упругих колебаний осуществлялся с помощью импульсного порохового источника. Результаты опробования показали сопоставимость интенсивности сигнала для продольного и непродольного профилей. Ширина спектра возбуждаемых колебаний достигает 100 Гц.

При рассмотрении временных разрезов (рис. 1), полученных по сейсмограммам с использованием рассматриваемых типов систем наблюдений, выделяется ряд наиболее динамически выраженных осей симфазности, которые соответствуют отражающим горизонтам (ОГ), приуроченным к кровле соляно-мергельной толщи (СМТ), переходной пачки (ПП), карналлитового пласта (Ек), кровли сильвинитов (Сил), кровли маркирующей глины (МГ). По результатам обработки и интерпретации выявлены участки с осложнениями волнового поля.

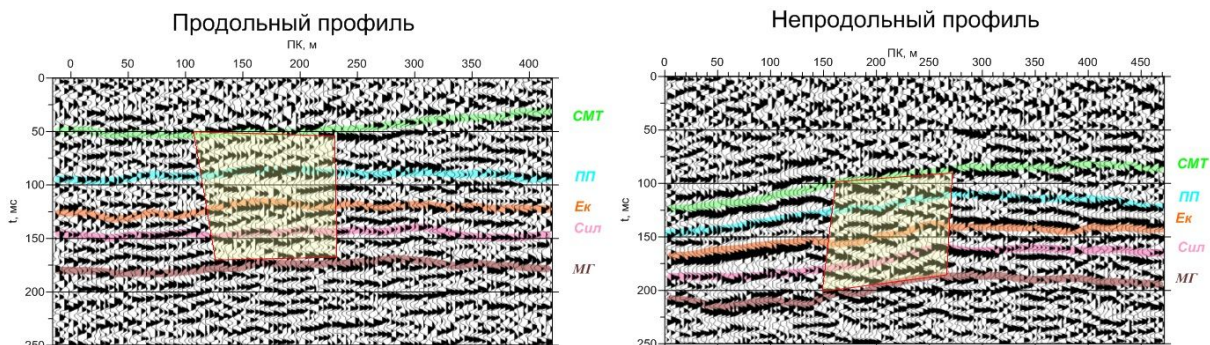


Рис.1. Временные разрезы МОГТ по продольному и непродольному профилям.

Результаты скоростного анализа показывают сопоставимость полученных значений при пересчете эффективных скоростей в интервальные (рис. 2). Применяются стандартные операторы коэффициентов подобиия и когерентности, с использованием формулы Урупова-Дикса [7]. Сопоставление динамических параметров (рис.3) также показывает высокую вероятность аналогичных интерпретационных выводов.

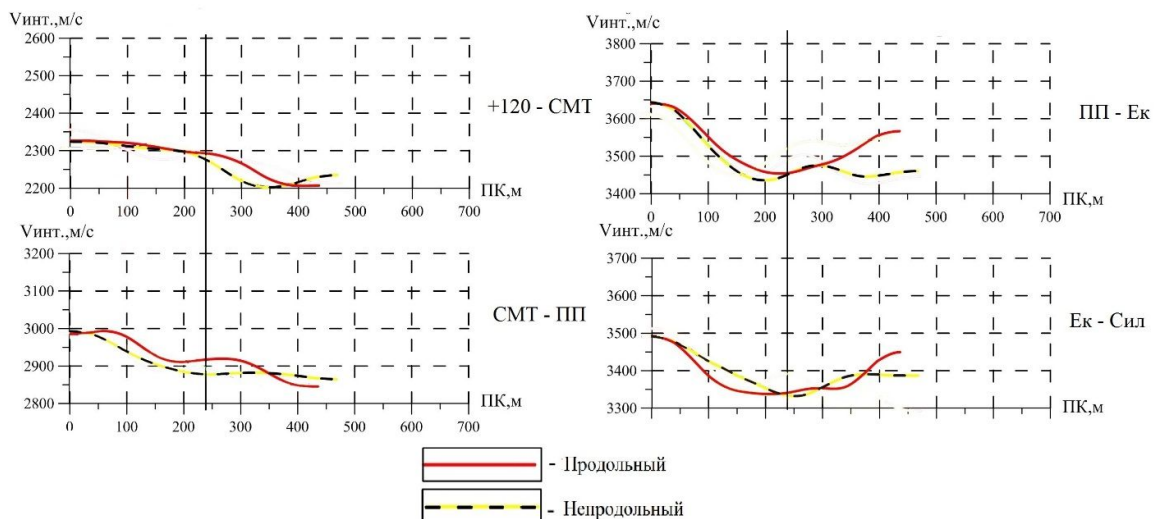


Рис. 2. Графики интервальных скоростей

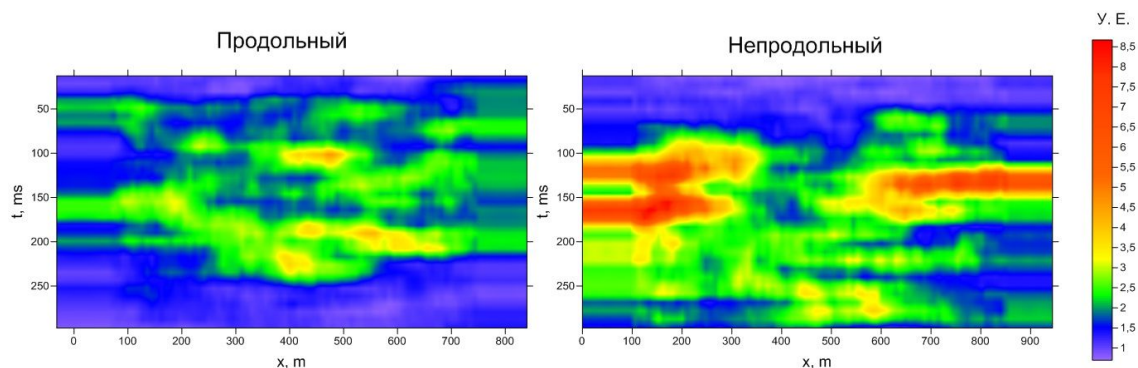


Рис. 3. Отношение сигнал/шум

Как можно заметить, при использовании непродольной системы наблюдений результативность подавления помех возрастает. Это обусловлено снижением отрицательного влияния поверхностных волн [3].

### Заключение

Применение непродольных систем наблюдений, в совокупности с наблюдениями на продольных профилях, обеспечивает достоверное представление пространственных положений ОГ. Рекомендуется включить непродольное профилирование в перечень инструментов мониторинговых сейсморазведочных наблюдений на территории ВКМКС.

### Литература

1. Санфи́ров И.А., Яросла́вцев А.Г., Жи́кин А.А., Глебов С.В., Герасимова И.Ю. О перспективах малоглубинной сейсморазведки 3D на Верхнекамском месторождении солей // Геофизика. 2015. № 5. С. 6-11.
2. Санфи́ров И.А. Яросла́вцев А.Г. Опыт применения сейсморазведки ОГТ для решения инженерно-геологических задач // Геофизика. 2004. № 3. С. 27-30.
3. Санфи́ров И.А., Яросла́вцев А.Г., Ба́бкин А.И. О результатах применения малоглубинной сейсморазведки МОГТ на территории ВКМКС // Труды Международной

геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии» [сборник]. Тверь: ООО«ПолиПРЕСС», 2018. С. 664-668.

4. <http://www.cnsnb.ru/AKDiL/0042/base/RP/014855.shtm>

5. <http://www.findpatent.ru/patent/243/2439620.html>

6. Бобров В. Ю. Оценка информационных возможностей процедур группирования в малоглубинной сейсморазведке // Стратегия и процессы освоения георесурсов: сб. науч. тр. Вып. 16 / ГИ УрО РАН. – Пермь, 2018. – С. 227-229.

7. Урупов А.К., Левин А.И. Определение и интерпретация скоростей в методе отраженных волн. - М.: Недра ,1985.

## **Interpretation capabilities of a broadside observation system in shallow and engineering seismic exploration.**

**Sanfirov I.A., Bobrov V.Y., Babkin A.I., Yaroslavcev A.G., Zhikin A.A.**

*Mining Institute UB of RAS*

Shallow and engineering seismic exploration has proven itself as reliable tool for monitoring potentially dangerous areas within the working areas of the Upper Kama Potash Salt Deposit (UKPSD).

However, the technical capabilities of seismic exploration are significantly limited in the area of the residential or industrial infrastructure. The introduction of non-longitudinal observing systems allows for research in inaccessible areas for direct profiling. In the conduct of the problem of their implementation, the following tasks should be solved: 1) source of selection of elastic vibrations; 2) assess of the applicability of the data recorded non-longitudinal systems for monitoring of hazardous natural and man-made geological processes.

Parameters for longitudinal and broadside recording systems in shallow seismic exploration are calculated and successfully tested in practice. It is based on theoretical background, taking into account the knowledge of the physical and geological features of the study area.

Pulse powder source 12 gauge is proposed as a source of elastic oscillations.

Small-depth seismic surveys were carried out by the method of the total depth point on the longitudinal and broadside profiles. The studies were conducted within the site with a previously identified section with anomalous structural features of the geological section.

The process of excitation of elastic vibrations was carried out using a pulsed powder source. The results of testing showed the comparability of the signal intensity for the longitudinal and broadside profiles. The width of the spectrum of excited oscillations reaches 100 Hz.

According to the results of processing and interpretation, areas with complications of the wave field were identified.

The results of velocity analysis and dynamic parameters indicate a high probability of similar interpretative conclusions.

Application of non-longitudinal observing systems provides a reliable representation of the spatial positions of the exhaust reflecting horizon in conjunction with observations on the longitudinal profiles. It is recommended to include non-longitudinal profiling in the list of instruments for monitoring seismic surveying on the territory of UKPSD.



## Применение геофизических исследований при проведении мониторинга состояния дамб и плотин, построенных в условиях Крайнего Севера на «вечной мерзлоте»

**Костина Мария Анатольевна, Садиков Александр Викторович.**

ОАО «Карамкенская геолого-геофизическая экспедиция» п. Палатка Магаданская обл.

### Введение

Распространение многолетнемерзлых пород накладывает свой существенный отпечаток на производственную деятельность человека на Крайнем Севере.

Строительство и эксплуатация гидротехнических сооружений на Крайнем Севере возможны только с учетом мерзлотно-грунтовых условий и температурного режима сооружения. Так как гидротехнические сооружения на Крайнем Севере, кроме обычного гидростатического, механического и физико-химического воздействия воды подтверждены также ее тепловому (отепляющему) влиянию. В результате теплообмена с водой водохранилища происходит оттаивание вечномерзлых грунтов ложа водохранилища, основания и тела плотины.

Для большего понимания устройства дамб и плотин рассмотрим строение плотины на руч. Ойуур-Юреге в Якутии (рис 1).

Низовая упорная призма плотины отсыпана из горной вскрышной породы, преимущественно долерита. Верховая призма отсыпана из средне- и мелкозернистого песка и врезана на 3 м ниже земной поверхности.

Противофильтрационным элементом в плотине является ядро с зубом из суглинистого грунта с примесью щебня. В ядре с помощью сезоннодействующих охлаждающих установок (СОУ) сформирована глухая мерзлотная завеса, смыкающаяся с вечномерзлым основанием. Система СОУ состоит из жидкостной и воздушных замораживающих систем, установленных параллельно вдоль дамбы.

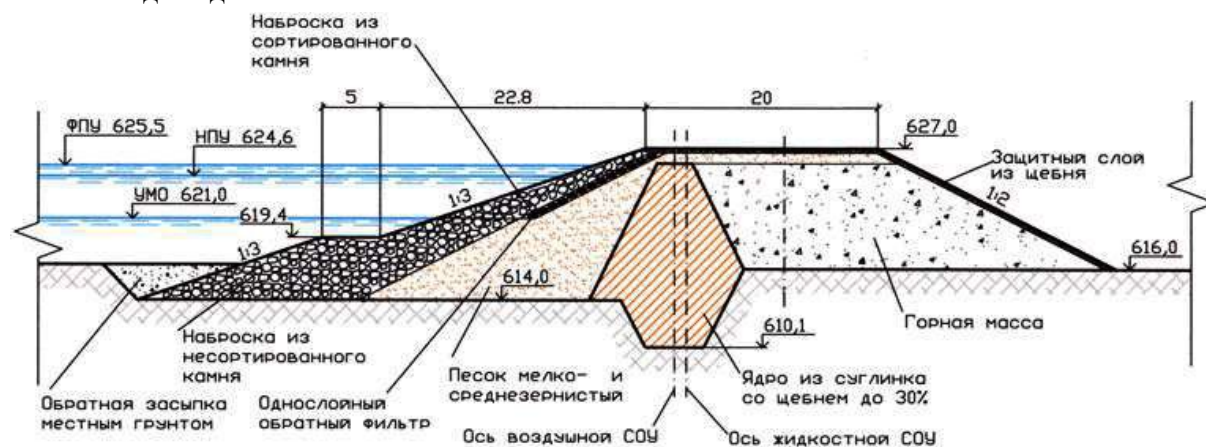


Рис 1. Типовое сечение вододерживающей плотины на руч. Ойуур-Юреге.

Сохранение грунтов основания и мерзлотной завесы в мерзлом состоянии является основной проблемой и задачей по обеспечению безопасной эксплуатации гидроузла. Поэтому температурное состояние грунтов является основным эксплуатационным параметром, оказывающим основное влияние на состояние безопасности сооружения. Но при существующих методах мониторинга, мы не можем получить информацию о температурном режиме для всего объема дамбы.

В этом нам могут помочь геофизические исследования, изучающие распределение удельного электрического сопротивления в плане и на глубину. Сопротивление пород резко увеличивается при переходе грунта в мерзлое состояние, поэтому мы можем вполне достоверно разделить мерзлые грунты от немерзлых, а по изменению сопротивления в течение нескольких лет можем сделать вывод о процессах, происходящих на объекте работ.

Перейдем к примерам работ, которые выполнила Карамкенская геолого-геофизическая экспедиция на различных объектах в Якутии и Магаданской области.

*Ограждающая дамба хвостохранилища 8 фабрики Айхальского ГОКа. Якутия.*

В мае 2003-2004 гг. на этом объекте были проведены геофизические исследования. Рассмотрим результаты этих работ за два года (рис.2), где красным цветом отмечены низкие значения сопротивления, а синим цветом – высокие. На рисунке заметна тенденция к увеличению проводимости в районе левого примыкания дамбы (А). Это связано с возможным возникновением фильтрации в водоотводный канал из ложа хвостохранилища и увеличением интенсивности фильтрации в зону разрушенных трещиноватых пород в коренном основании сооружения.

Более контрастными стали аномальные области (D,C), отмеченное понижение значений сопротивления, дало основание прогнозировать некоторое развитие фильтрации на этих участках через насыпные породы ГТС.

Насыпные породы дамбы и основание в центральной части сооружения характеризуются повышенными значениями сопротивления до 600 Ом×м, что указывает на их мерзлое состояние, но для всего участка работ наблюдается незначительное до 20% понижение сопротивления, что может свидетельствовать об общей тенденции повышения температуры.

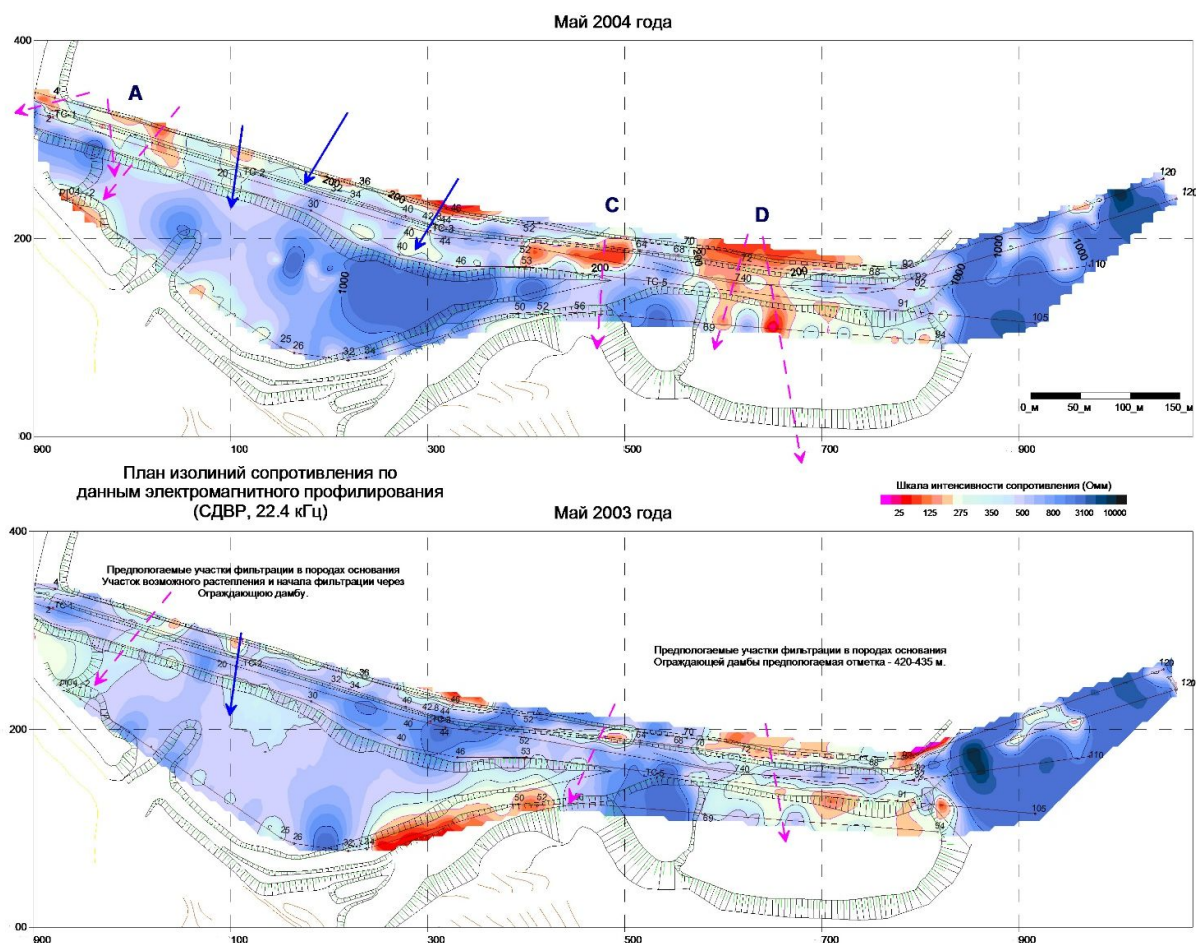


Рис 2. Результаты геофизических работ методом СДВР по ограждающей дамбе ОФ №8

По результатам геофизических исследований мы смогли дать гидротехнической службе информацию о реальном состоянии сооружения, выделить конкретные ослабленные зоны и объяснить причины возможных процессов. В итоге у предприятия было достаточно времени для проведения профилактических работ по предотвращению аварийных ситуаций.

К сожалению, не всегда данные геофизических исследований принимают к сведению. Рассмотрим пример прорыва ограждающей дамбы в п. Карамкен Магаданской области.

#### *Прорыв ограждающей дамбы. Трагедия в п. Карамкен Магаданская обл.*

Во время паводка, вызванного ливневыми дождями, 29 августа 2009 года произошел прорыв ограждающей дамбы Карамкенского хвостохранилища повлекший за собой катастрофические последствия и унесший с собой человеческие жизни.

В сентябре 2005 года Карамкенской ГГЭ были проведены геофизические исследования на ограждающей дамбе с целью выявления ослабленных и водофильтрующих участков сооружения. Ниже представлен разрез сопротивления с геологическими данными. На рисунке синий цвет соответствует высоким значениям сопротивления (мерзлые породы), красный цвет – низким значениям сопротивления (талые породы). На колонках скважин оттенки коричневого цвета – насыпные грунты (супесь, суглинок, галечник), оттенки зеленого – коренные породы (туфы андезитов и базальтов) (рис.3).

Мы видим на рисунке, что в основании дамбы в коренных породах выделяются зоны пониженного сопротивления (А и В). Происходит процесс растепления тела дамбы и ее

основания. Впоследствии прорыв дамбы (проран) произошел именно в том месте, где и было отмечено оттаивание пород (зона А). Породы были ослаблены и не смогли выдержать экстремальной нагрузки.

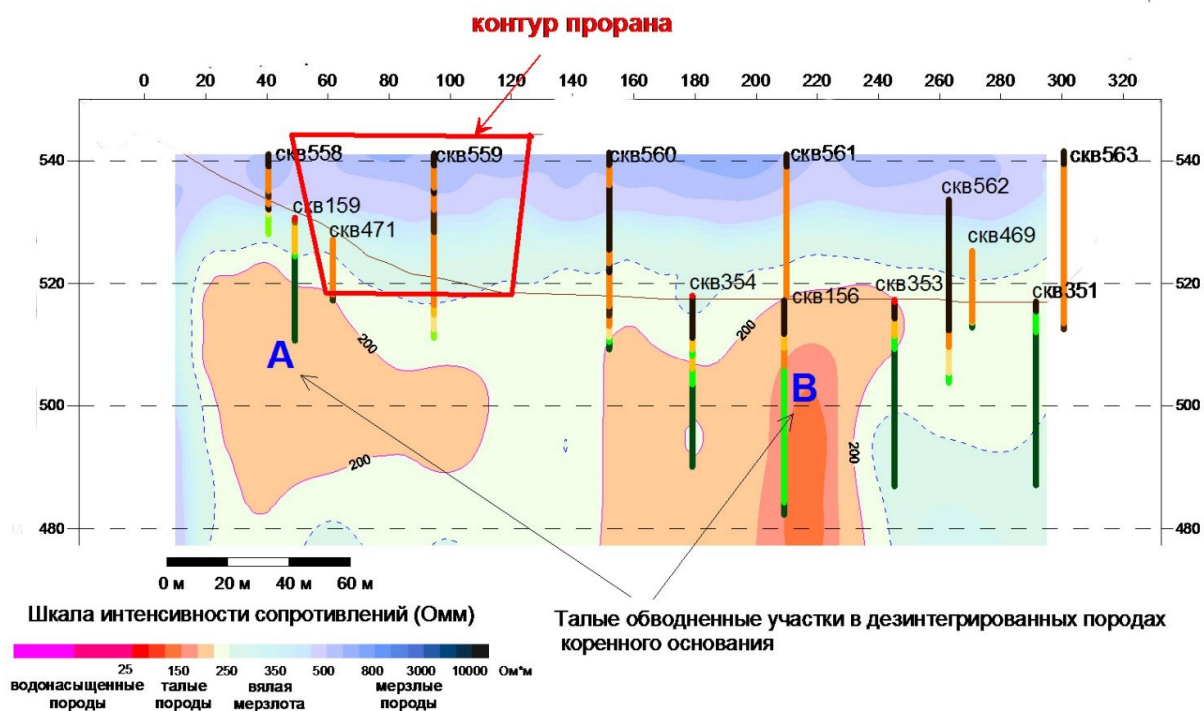


Рис 3. Результаты геофизических работ по профилю, пройденному по гребню дамбы в 2005 г.

Это пример отрицательного опыта работы на дамбах, но давайте рассмотрим пример успешного взаимодействия геофизиков и гидротехнической службы предприятия.

#### *Геофизический мониторинг. Кубака. Магаданская область. 1998-2006 г*

С момента ввода в эксплуатацию вододерживающей дамбы прошло немного времени, состояние сооружения еще не стабилизировалось, поэтому влияние неблагоприятных климатических условий (теплая зима 1996 года, обилие осадков) вызвало опасение об ухудшении свойств объекта. В результате было принято решение провести геофизические исследования по изучению мерзлотно-гидрогеологического состояния дамбы.

На рисунке 4 представлены результаты электропрофилеирования. Синий цвет соответствует высоким значениям сопротивления (мерзлые породы), красный цвет – низким значениям сопротивления (талые породы). По данным сопротивления видно, что тело вододерживающей плотины имеет неоднородное строение.

В юго-западной части дамбы, на глубине около 10-15 метров (на данной глубине по маркшейдерским данным расположено замороженное основание плотины) выделена область аномально низких сопротивлений, которая характеризует породы с положительной температурой.

В тот же период (март-апрель 1998 года) специалистами компании был предпринят ряд мер по укреплению и замораживанию тела и грунтов основания дамбы. Для обеспечения водонепроницаемости дамбы, наряду с существующей лайнерной пленкой, с помощью

системы охлаждающих скважин (термосифоны), была создана мерзлотная завеса, заглубленная в основание.

Двустороннее сотрудничество позволило, с одной стороны, с помощью геофизических методов обнаружить ослабленную зону, по которой могла начаться фильтрация в основании дамбы, а с другой – сотрудниками рудника были приняты своевременные меры для предотвращения этих последствий.

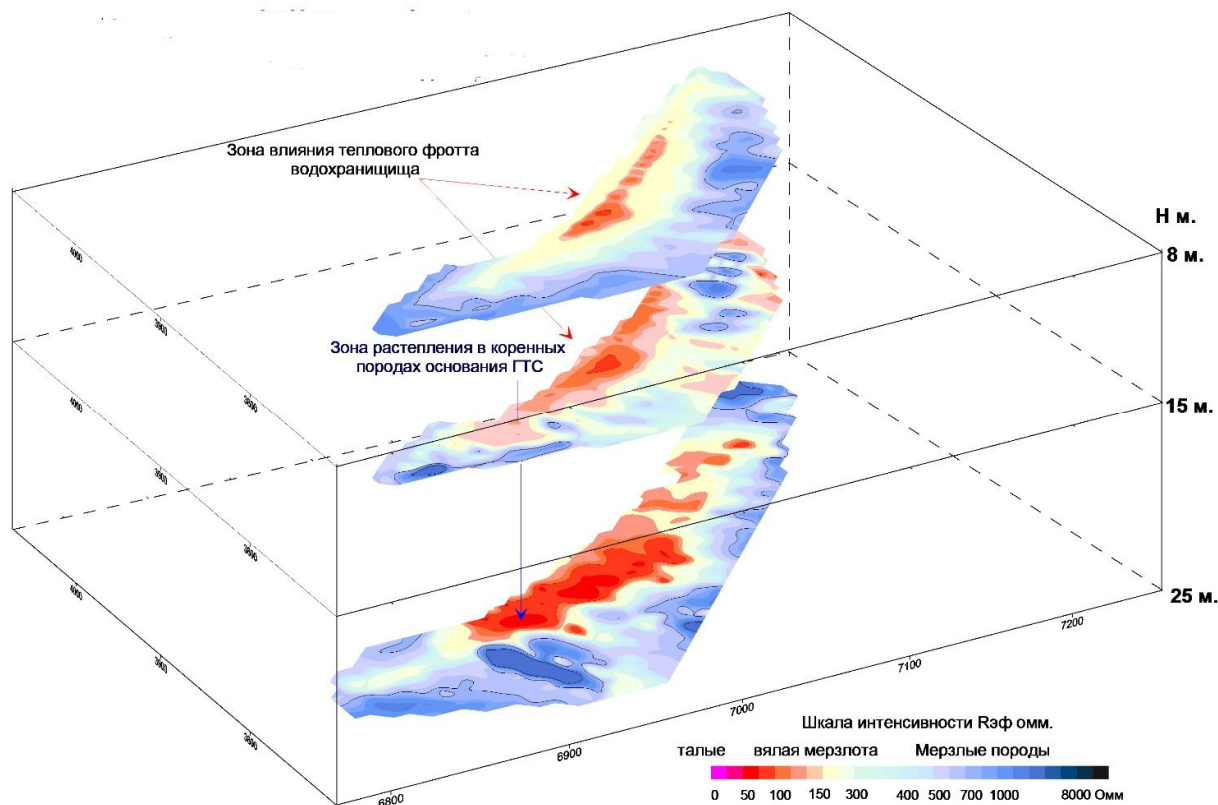


Рис 4. Результаты электропрофилирования, проведенного в декабре 1997 года.

*Геофизические исследования на дамбе хвостохранилища ЗИФ ГОКа «Купол» Чукотского АО.*

В сентябре 2017 г. Карамкенская ГГЭ выполнила геофизические работы на хвостохранилище методом ВЭЗ на постоянном токе. Рассмотрим результаты исследований по профилю, пройденному по гребню дамбы (рис. 4).

Нижняя часть дамбы отсыпана мерзлыми грунтами с уплотнением. По данным ВЭЗ этот горизонт имеет мощность 10-50 м и характеризуется уровнем сопротивления 500-1500 Ом×м (мерзлые породы с температурой  $-4\div-6^{\circ}\text{C}$ ).

Коренное основание дамбы характеризуется высокими значениями удельного электрического сопротивления 2500-10000 Ом×м (многолетнемерзлые породы с температурой  $-6\div-10^{\circ}\text{C}$ ). Данные электроразведки хорошо коррелируются с данными контроля температурного режима тела дамбы (термисторы установлены в скважинах на гребне и в основании дамбы)



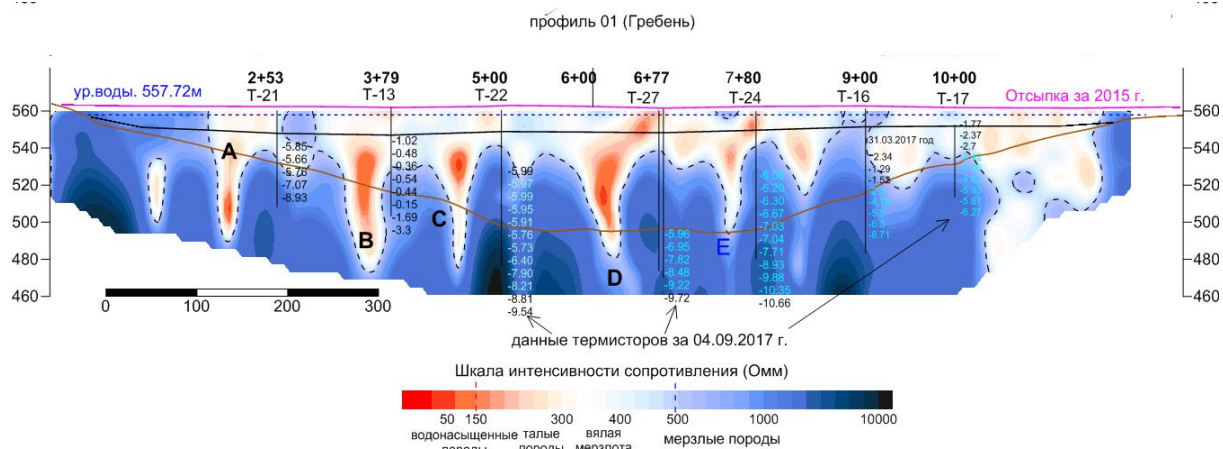


Рис 5. Геоэлектрический разрез (ВЭЗ) по профилю №01.

Правое примыкания дамбы в створе пикетов 9+00 – 11+50 характеризуется пониженными значениями сопротивления (300-400 Ом×м), что может свидетельствовать о начале процессов растепления в основании и насыпном теле сооружения на этом участке. Динамика изменения температурного режима по данным термисторов в скважине Т-17 положительна (температура грунтов в течение года увеличилась на 1-2<sup>0</sup>С на отметках 544-549 м).

Левое примыкание дамбы характеризуется высокими значениями сопротивления, что соответствует мерзлым грунтам.

В створе пикетов 2+40 – 6+77 в насыпном теле сооружения и на границе тела дамбы с коренным основанием выделены четыре локальных участка с низкими значениями сопротивления (50-150 Ом×м) А, В, С и D. Эти зоны фиксируют основные места поступления воды из хвостохранилища в зоны дезинтегрированных трещиноватых пород в основании насыпного сооружения. Зона D возможно расположена в пределах тальвега перекрытого русла руч. Третий и его левого притока.

Зона низких значений сопротивления, выделяемая в пределах створа 7+80 (Е), характеризует наличие на этом участке талых (или близко к талым породам) грунтов в верхних горизонтах дамбы.

По результатам ВЭЗ по профилям, проходящих по гребню сооружения, было изучено общее мерзлотно-гидрогеологическое состояние объекта, определены наиболее вероятные участки поступления воды в основание дамбы, по которым предполагается дренаж техногенных вод. При дальнейших режимных наблюдениях, работы ВЭЗ по профилю 01 нужно проводить обязательно.

### Заключение

Геофизические исследования, конечно же, не являются панацеей от всех бед и их нельзя рассматривать отдельно от других методов мониторинга или же проводить только геофизические работы. Но основной плюс геофизических исследований, кроме их низкой стоимости, – это то, что они дают полную картину того, что происходит внутри тела дамбы и ее основаниз. Эта информация точно не будет лишней в оценке безопасности сооружения, поэтому геофизические исследования необходимо включать в общий мониторинг дамб и плотин, построенных в условиях Крайнего Севера.

### Список литературы

Биянов Г.Ф. Плотины на вечной мерзлоте // М.: Энергоатомиздат, 1983. – с. 176

*Фролов А.Д.* Электрические и упругие свойства мерзлых пород и льдов // Пушино. ОНТИ ПНЦ РАН. 1998. – с. 515

*Якубовский Ю.В.* Электроразведка // М.: Недра, 1980. – 384 с.

<http://www.kgge.ru>

Декларация безопасности гидроузла на руч. Ойуур-Юреге Айхальского горно-обогатительного комбината Акционерной компании «АЛРОСА»

Декларация безопасности хвостохранилища Обогажительной фабрики № 8 Айхальского горно-обогатительного комбината Акционерной компании «АЛРОСА».

Декларация безопасности гидротехнических сооружений хвостового хозяйства горнодобывающего предприятия на месторождении Купол. Магадан 2017 г.

Заключительный отчет по теме "Геофизический мониторинг ГТС Айхальского ГОКа (хвостохранилище фабрики №14, хвостохранилище фабрики №8, гидроузел на р. Ойуур-Юреге, гидроузел на р. Марха)" Магадан, КГГП 2003 г.

Заключительный отчет по теме "Геофизический мониторинг гидросооружений Айхальского ГОКа (хвостохранилище фабрики №14, хвостохранилище фабрики №8, гидроузел на р. Ойуур-Юреге, гидроузел на р. Марха, буферная емкость на оз. Мутное)" Магадан, КГГП 2004 г.

Результаты мониторинговых геофизических работ по ГТС Кубакинского ГОКа. (1997-2006 гг.).

Результаты геофизических работ по ограждающей дамбе хвостохранилища Карамкенского ГОКа (2005 г.).

Отчет по теме: Производство наземных геофизических исследований на участке «Хвостохранилище золотоизвлекательной фабрики горно-обогатительного комбината «Купол».



## **The application of geophysical studies in the monitoring of the status of dams built in the conditions of the Far North on the "permafrost"**

**Kostina Maria Anatolievna, Sadikov Aleksandr Victorovich.**

*"Karamken Geologo-Geophysical Expedition AOA (Open Joint-Stock Company)".*

*Town of Palatka. Magadan Oblast.*

The spread of permafrost imposes a significant effect on man's commercial activity on the Far North.

The construction and operation of hydrotechnical structures in the Far North are possible only with regards to the frosted-soil conditions and the temperature regime of the structure. Since the hydrotechnical structures in the Far North are affected not only by the regular hydrostatic, mechanical and physico-chemical effects of water but also by its thermal (warming) influence. As a result of the heat exchange with the reservoir water the permafrost soil of the reservoir bed, the base and the body of the dam are thawed.

Maintaining the foundation soils and the frozen curtain in a frozen state is the main problem and the task of ensuring the safe operation of the dam. Therefore, the temperature state of the soil is the main operational parameter which has a major impact on the safety status of the structure. But with the existing monitoring methods we cannot obtain information of the temperature regime for the entire volume of the dam.

Geophysical studies of electrical resistivity in horizontal and vertical distribution can help us in this. The resistance of rocks increases dramatically when the soil goes into a frozen state so we can quite reliably separate frozen soils from non-frozen soils and analyzing the changing of the resistance for several years we can make a conclusion regarding the processes occurring at the work site.

For sure geophysical studies are not the only solution for all kind of problems and issues and they should not be considered separately from other monitoring methods and should not be carried out only in a single geophysical mode. But the main advantage of geophysical research besides their low cost is that they give a complete picture of what is happening inside the body of the dam and its bases or foundation. This information definitely will not be superfluous in the safety assessment of the structure of the dam therefore geophysical studies should be included in the general monitoring of dams built in the extreme weather conditions of Far North.

## Опыт применения межскважинного сейсмоакустического просвечивания. Анализ результатов.

**Ошкин Александр<sup>1,2</sup>, Игнатьев Владимир Иванович<sup>3</sup>, Полицина Анна Владимировна<sup>3</sup>, Шувалов Андрей Анатольевич<sup>4</sup>, Тарасов Алексей Викторович<sup>4</sup>, Рагозин Никита Акимович<sup>5</sup>, Коньков Андрей Игоревич<sup>3</sup>.**

<sup>1</sup> Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

<sup>2</sup> ООО «НЕОГЕН»

<sup>3</sup> ООО «Геодевайс»

<sup>4</sup> СПбГУ

<sup>5</sup> АО «Институт «Оргэнергострой»

### Введение

Геофизические методы исследований решают две глобальные задачи изысканий: определение геометрии геологических тел и определение их свойств.

При этом закономерным является общее правило: при удалении от объекта исследований точность восстановления его характеристик и разрешающая способность резко падают. В то же время при строительстве особо ответственных сооружений (объекты атомной и энергетической отрасли, химические предприятия и т.п.) требуется детальное изучение геометрии и свойств грунтов под проектируемыми или даже уже стоящими сооружениями.

Данную задачу с успехом решает метод межскважинного сейсмического просвечивания (МСП), суть которого заключается в излучении упругих волн в одной скважине и дальнейшей их регистрации в другой. При этом система наблюдений может быть дополнена наземными пунктами приема и/или возбуждения, что повышает надежность решения, а в ряде случаев помогает получить дополнительную информацию о разрезе.

В данном докладе рассматривается пример выполнения работ методом межскважинного просвечивания для одного из объектов атомной отрасли.

### Методика полевых работ и обработки данных

Съемка выполнялась в системе скважин, включавшей одну глубокую (120 м) центральную скважину и 4 стандартные (70 м) скважины, расположенные вокруг центральной глубокой. Всего было отработано 8 плоскостей просвечивания, расположения которых представлены на Рисунке 12. Плоскости просвечивания, содержащие в себе центральную скважину 1, дополнялись наземной линией приема.

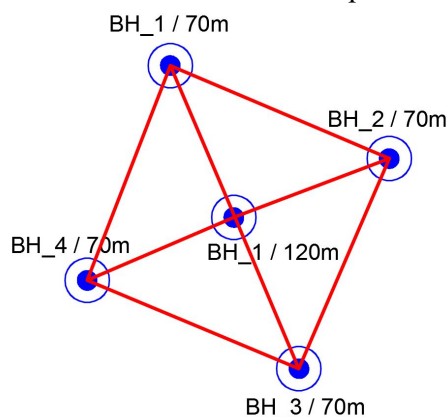


Рисунок 12 Схема расположения скважин и плоскостей просвечивания в плане

Такая плотная сеть съемки позволяет изучать большой объем грунта с высокой детальностью.

Возбуждение упругих волн производилось с использованием многоэлектродного электроискрового спаркера Pulse с энергией 1-2.5 кДж. Регистрация в скважинах производилась на 24-х канальную гидрофонную косу WellStreamer. Шаг между ПП и ПВ в скважинах составлял 1 м. Съемка выполнялась по полноволновой схеме, при которой каждый ПП в скважине регистрировал сигнал со всех возможных положений ПВ.

Регистрация на поверхности осуществлялась с использованием стандартных сейсмоприемников GS-20DX, расположенных с шагом 1.5 м по линии, соединяющей скважины.

Для ускорения полевых работ использовались сразу две приемные линии по 24 канала каждая, размещенные в разных скважинах. Таким образом, за один цикл производилась съемка сразу двух плоскостей просвечивания. По приблизительным оценкам это позволило сэкономить около 30% полевого времени.

Также в каждой скважине выполнялась съемка ВСП: спаркер размещался на забое скважины, а приемная коса проходила весь интервал регистрации.

Обработка данных осуществлялась по методике сейсмической томографии (томографической инверсии). При такой обработке задаются времена пробега волн от каждого ПВ к каждому ПП.

Для построения начальной модели использовались данные ВСП, полученные в скважинах. Разрез был представлен горизонтально-слоистыми отложениями, и скоростные законы ВСП, полученные в разных скважинах, подтвердили это. Поэтому для начальной модели была выбрана горизонтально-слоистая модель, полученная путем сглаживания средних значений интервальных скоростей ВСП.

## **Результаты**

По результатам МСП была построена плотная система пересекающихся скоростных разрезов, предоставляющая детальную информацию о строении участка исследований.

Современные средства визуализации и анализа позволяют наглядно представлять получаемые данные в 3D, что облегчает процесс интерпретации (Рисунок 13).

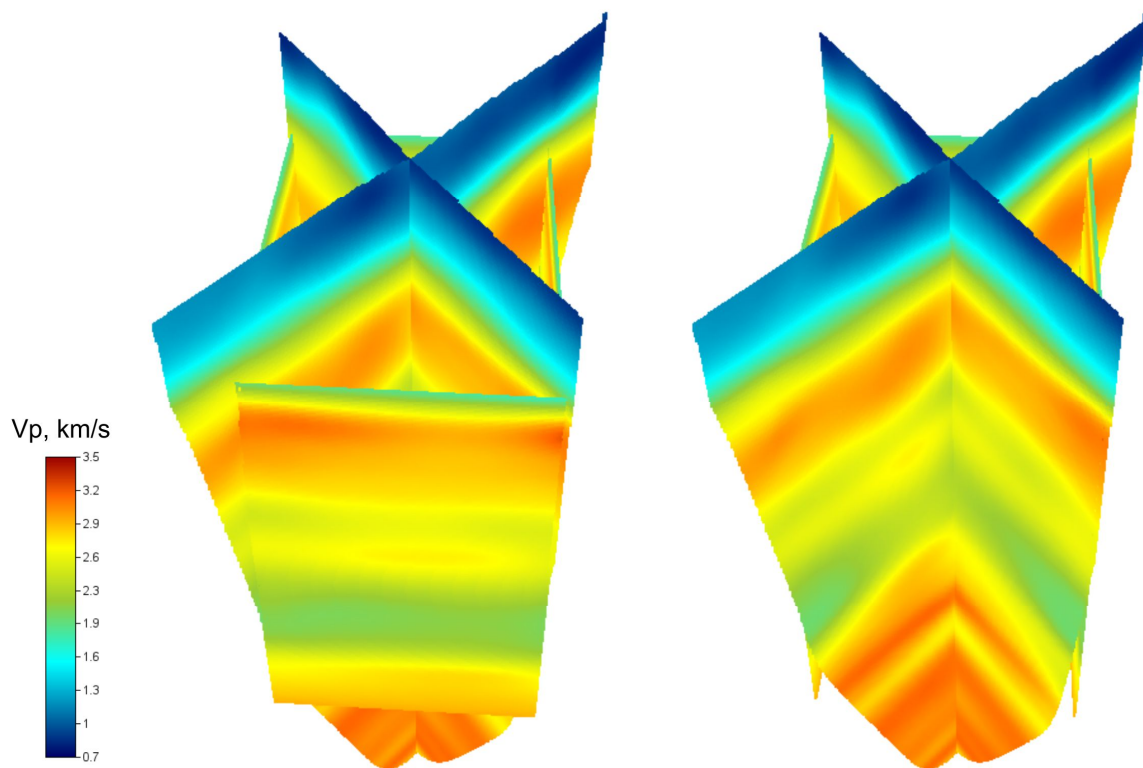


Рисунок 13 Система скоростных разрезов по участку исследований. Слева – представлены все плоскости просвечивания. Справа – та же точка обзора с отключенным фронтальным разрезом для визуализации внутренних разрезов.

Как видно из рисунка, МСП дает детальную информацию о строении межскважинного пространства. Разрезы, рассчитанные по независимым наборам данных разными циклами инверсии, хорошо стыкуются в точках пересечений. На рисунке отчетливо наблюдается повторение характера слоистости как на фронтальном разрезе (слева), так и на внутренних разрезах (справа). Между тем отмечаются изменения по латерали на некоторых участках, позволяющие выделять неоднородности в разрезе.

На Рисунок 14 точка обзора выбрана с целью демонстрации изменчивости разреза по латерали. На нижнем низкоскоростном горизонте справа падение скоростей больше, чем слева (зеленоватый оттенок). Также справа выделяется небольшая высокоскоростная аномалия, отсутствующая на левом разрезе.

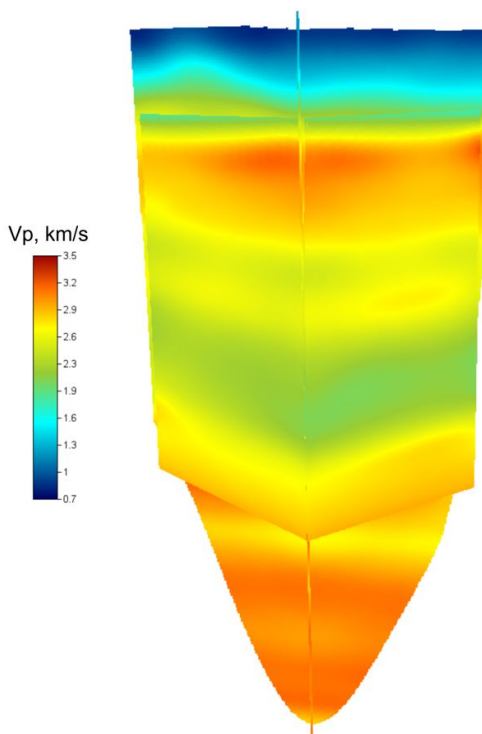


Рисунок 14 Пример изменчивости пород по латерали

Получаемые при помощи метода МСП данные обладают высокой детальностью и разрешающей способностью, не зависящей от глубинности исследований. Результаты в общем случае отвязаны от особенностей дневной поверхности (постройки, неоднородности, резкие перепады рельефа), что в ряде случаев играет важную роль.

Плотная система наблюдений по пересекающимся плоскостям позволяет выполнять интерполяцию массива данных в 3D, и анализировать их как кубы.

Для анизотропных пород выполнение МСП в различных азимутальных направлениях позволяет численно определять коэффициенты анизотропии и ее направление.

В связке с лабораторными исследованиями после установления корреляции между прочностью конкретных горных пород и скоростью упругих волн, полученных на образцах ультразвуковыми исследованиями, МСП позволяет пересчитать скоростные разрезы в разрезы распределения прочности пород в межскважинном пространстве.

#### **Выводы**

В результате проведения работ методом МСП на продольных волнах были получены скоростные разрезы по пересекающейся системе из 8 профилей (плоскостей просвечивания).

Шаг наблюдений в скважинах составлял 1 м. Для части профилей (плоскостей) использовалась регистрация на дневной поверхности.

Качество материала позволило с высокой точностью (до 0.1 мс) определить времена прихода упругих волн, что в дальнейшем положительным образом отразилось на разрешающей способности получаемых данных.

Скоростные разрезы выявили аномалии пониженной скорости вблизи скважин, интерпретированные как результаты гидрогеологических исследований, проводимых ранее.

Ни один из наземных геофизических методов исследований грунтов, применявшихся на объекте, не показал подобной точности и детальности работ.



## **Experience of applying the crosshole seismic testing method. Results analysis.**

**Oshkin A.N.<sup>1,2</sup>, Ignatev V.I.<sup>3</sup>, Politsina A.V.<sup>3</sup>, Shuvalov A.A.<sup>4</sup>, Tarasov A.V.<sup>4</sup>, Ragozin N.A.<sup>5</sup>, Konkov A.I.<sup>3</sup>.**

<sup>1</sup> *Lomonosov Moscow State University*

<sup>2</sup> *Neogen, LLC*

<sup>3</sup> *Geodevice, LLC*

<sup>4</sup> *Saint Petersburg State University*

<sup>5</sup> *Orgenergostroy Institute*

### **Abstract**

Crosshole seismic testing (CST) is one of a few methods that allows to obtain a detailed structure of investigated site to a considerable depth, and therefore finds application for studying soils under essential structures.

This paper considers the approaches to carry out the surveys by means of CST method: from the field stage to the analysis of results through the example of one project site. The features of the wave field and the possibility of using waves of different types are analyzed. The following approaches for data processing are considered: the features of geometry input, allocation of target waves, automation of some processes. Special attention is paid to tomographic inversion and choice of parameters of the initial approximation model.

The obtained inversion result is analyzed together with other geophysical methods and drilling results.



## *Применение малоглубинной сейсморазведки на территории объектов повышенной опасности*

**Садуртдинов Марат Ринатович<sup>1</sup>, Сквиорцов Андрей Георгиевич<sup>1</sup>, Царев Андрей Михайлович<sup>1</sup>, Судакова Мария Сергеевна<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>Институт Криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН

<sup>2</sup>Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра сейсмометрии и геоакустики

В докладе приведены результаты и особенности использования сейсмических методов на территории объектов повышенной опасности: существующих и строящихся (мосты, тоннели, электростанции и др.). Представлены исходные и обработанные данные наземных и скважинных исследований.

Метод преломленных волн применяется, как правило, для определения скоростных характеристик разреза (при отсутствии скважинных наблюдений) при сейсмическом микрорайонировании. Отраженные волны позволяют детально расчленить верхнюю часть разреза и изучить особенности его строения. При этом наиболее эффективно использовать методику высокоразрешающей сейсморазведки на поперечных SH-волнах, которая позволяет получать отражения с глубины 2 м.

Скважинные сейсмические исследования применяются для определения скоростного закона и для расчета динамических модулей грунтов. При этом наиболее качественные данные могут быть получены в условиях «открытого» ствола или в случае хорошего контакта обсадной колонны с вмещающими породами. В противном случае, информативные данные будут получены только с использованием поперечных волн.

Накопленный опыт показывает высокую эффективность использования волн различных типов и классов на объектах повышенной опасности даже в условиях помех и шумов.

### Введение

На сегодняшний день на стадии проектирования различных сооружений и конструкций в обязательном порядке проводятся инженерно-геологические изыскания. В подавляющем большинстве случаев в их состав включают и геофизические исследования. При изысканиях под строительство особоопасных объектов (электростанции, сооружения нефтегазовой отрасли, мосты и пр.) использование геофизических методов является особенно актуальным. Геофизические методы позволяют не только получить геологический разрез, но и определить различные свойства и характеристики среды. В частности, значения скоростей упругих волн, полученные с помощью сейсморазведки, позволяют рассчитать динамические модули деформации, сдвига, коэффициенты Пуассона и анизотропии и пр.

В докладе рассматриваются возможности и результаты применения сейсморазведки для решения инженерно-геологических задач на объектах повышенной опасности.

### Методика и аппаратура проведения сейсмических исследований

При проведении исследований работы проводятся с использованием волн различных типов и классов. В отсутствие скважин (или при их ненадлежащей конструкции) для получения значений скоростей продольных и поперечных SH-волн используется метод преломленных волн (МПВ). Для детального расчленения геологического разреза и изучения его

особенностей применяется методика высокоразрешающей сейсморазведки на поперечных SH-волнах (ВСПВ), которая позволяет регистрировать отраженные волны с глубин от двух метров.

Шаг пунктов приема (ПП) при проведении наземных исследований составляет 2-5 метров и выбирается исходя из поставленной задачи. Количество пункты возбуждения (ПВ) в случае МПВ составляет 5-7 для одной расстановки сейсмической косы. В случае ВСПВ, ПВ расположены на каждом ПП, при необходимости возбуждение упругих колебаний может быть осуществлено и за пределами приемной линии.

При проведении скважинных сейсмических исследований используются трехкомпонентные одноточечные сейсмические зонды прижимного типа с ортогональным расположением сейсмоприемников. Они обеспечивают регистрацию сейсмических колебаний различной поляризации в скважинах диаметром от 30 до 400мм. Шаг ПВ расположен на поверхности, шаг ПП приема составляет 0,5-2 метра.

Сейсмические исследования проводились с использованием сейсмостанций «Эллисс», «Тэлсс» (ООО «Геосигнал»), «Диоген» (НТК «Диоген») и вертикальных и горизонтальных сейсмоприемников GS-20DX («Geospace tech.»).

## **Результаты**

На рис.1, 2 приведены результаты сейсмических исследований, полученные в районе будущего строительства нефтеперерабатывающего завода.

На данных непродольного вертикального сейсмического профилирования (рис.1), помимо падающей волны  $T_{SH}^{IP}$ , уверенно выделяются две интенсивные отраженные волны. При этом волна  $T_{SH}^{OTR1}$  идентифицируется как отраженная волна от кровли глин, а волна  $T_{SH}^{OTR2}$  – как отраженная от их подошвы волна, расположенная на глубине около 55м. Полученные данные являются надежной основой для определения природы отраженных волн, выявленных при наземных исследованиях.

На рис. 2 приведен глубинный разрез по профилю 1, проходящему через скважину 2. На разрезе выполнена корреляция трех наиболее интенсивных сейсмогеологических границ (кровля неогеновых отложений, кровля и подошва глин). На данном участке не обнаружено явного смещения или разрыва осей синфазности отраженных волн. Вместе с тем в северной части профиля отмечается заметное ухудшение корреляции волн отраженных от кровли и подошвы глин. При этом в пределах четвертичных отложений основные отраженные волны в указанной части профиля прослеживаются уверенно без каких-либо признаков потери их корреляции. Выполненный анализ позволяет сделать вывод об отсутствии в пределах исследуемой площадки явных признаков активных разрывных нарушений.

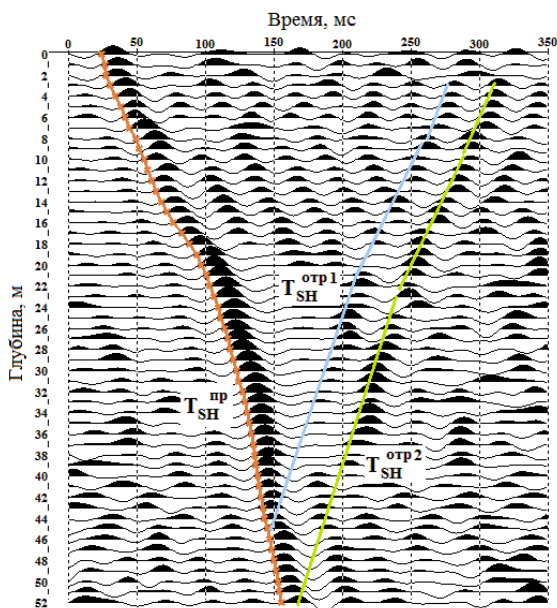


Рис. 1. Сейсмические записи поперечных SH-волн при неперодольном ВСП в скважине 2.  $T_{SH}^{пр}$  – прямая SH – волна,  $T_{SH}^{отр1}$  и  $T_{SH}^{отр2}$  – отраженные SH – волны.

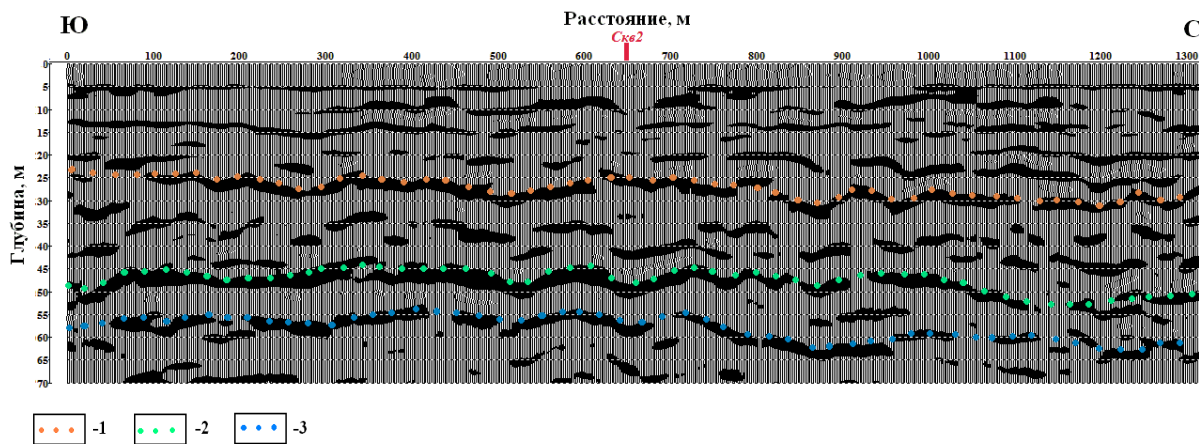


Рис. 2. Глубинный разрез по профилю 1. 1 – кровля неогеновых отложений, 2 – кровля глин, 3 – подошва глин.

### Заключение

Результаты исследований на различных объектах повышенной опасности показывает высокую эффективность скважинных и наземных сейсмических исследований для решения инженерно-геологических задач.

### Благодарности

Работа выполнена по госзаданию, согласно Плану НИР ТюмНЦ СО РАН на 2018-2020 годы, и при финансовой поддержке РФФ (проект № 16-17-00102).

## **Nearsurface seismic on high-risks facility areas**

**Sadurtdinov M.R.<sup>1</sup>, Skvortsov A.G.<sup>1</sup>, Tsarev A.M.<sup>1</sup>, Sudakova M.S.<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup>Earth Cryosphere Institute Tyumen Scientific Centre SB RAS

<sup>2</sup>Lomonosov Moscow State University, geological department

In the report we present results and peculiarities of seismics using in the territory of high-risk facilities: existing and under construction (bridges, tunnels, power stations, etc.). The initial and processed data obtained on surface and borehole studies are presented.

The refracted waves method was used to determine velocities of p- and s-waves (in the absence of well observations) for seismic microzoning. Reflected waves were used for detailed investigations of the upper part of geological cross-sections and studying of its structure. In this case, it is most effective to use the high-resolution seismic survey technique on transverse SH waves, which allows obtaining reflections from a depth of 2 m.

Borehole seismic studies are used to determine the velocities and to calculate dynamic moduli. In this case, the most qualitative data can be obtained in conditions of an "open" well shaft or in the case of a good contact of casing with enclosing rocks. Otherwise, informative data could be obtained only using transverse waves.

Based on accumulated experience high efficiency of using waves of various types and classes on high-risk objects even in conditions of high level of noise was proven.

## *Информативность результатов цифровой обработки данных малоглубинной сейсморазведки, полученных в условиях современного города*

**Санфирова Игорь Александрович<sup>1</sup>, Жикин Александр Андреевич<sup>1</sup>, Калашникова Марина Михайловна<sup>1</sup>, Герасимова Ирина Юрьевна<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Горный институт УрО РАН, Пермь

Подработанные территории в пределах крупных градопромышленных агломераций подвержены интенсивной техногенной нагрузке и могут испытывать дополнительное негативное воздействие за счет природных факторов – тектонических нарушений, карстовых явлений и пр. На участках комплексного природно-техногенного влияния возможны проявления разного рода негативных инженерно-геологических процессов, вплоть до формирования коллапсовых зон, представляющих наибольшую опасность для жизнедеятельности человека [4]. К подобным территориям относится город Березники, находящийся в пределах затопленного рудника Верхнекамского месторождения калийных и магниевых солей. На сегодняшний день на территории города осуществляется комплексный геолого-геофизический мониторинг, где лидирующее место занимает малоглубинная сейсморазведка высокого разрешения с применением отраженных волн (МОВ) в рамках методики общей глубинной точки (ОГТ).

Применение сейсморазведки с целью выявления опасных геодинамических процессов в массиве пород в условиях городской застройки существенно осложнено по ряду основных причин: 1) высокий уровень техногенных помех, сравнимый по интенсивности с полезным сигналом; 2) необходимость разработки и усовершенствования невзрывных источников упругих колебаний для качественного возбуждения сигнала в условиях города; 3) проектирование систем наблюдений и профильных линий на местности с учётом наличия и взаимного влияния развитых инженерных и транспортных сетей; 4) разработка и совершенствование графа углубленной цифровой обработки данных на основе вышеперечисленных особенностей [1,2,4,5]. Совокупность представленных факторов влияет на качество регистрируемых волновых полей и информативность итоговых результатов цифровой обработки сейсмических данных.

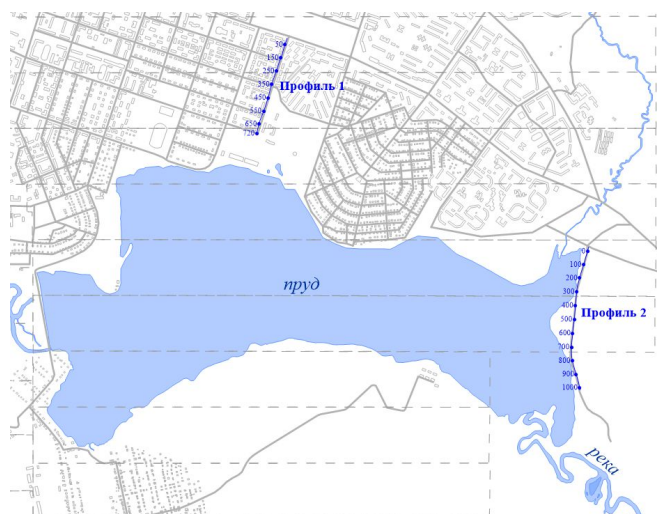


Рис. 1. Схема расположения профильных линий сейсморазведочных исследований

На основе априорных геологических и инструментальных данных наблюдений за оседаниями земной поверхности территория города Березники поделена на несколько участков исследований. С целью оценки качества исходных волновых полей и информативности конечных суммарных временных разрезов выбраны две профильные линии (Рис.1), относящиеся к различным участкам.

Параметры системы регистрации соответствуют исследуемому интервалу глубин до 400 м [1], длина записи 1500 дискрет, шаг дискретизации 0,5 мс, источник упругих колебаний – механизированный молот (6 накоплений), регистрация данных осуществлялась телеметрической сейсморазведочной станцией «IS-128» (Россия-Латвия).

На рисунке 2 представлены исходные сейсмограммы общего пункта взрыва (ОПВ). Шумовая составляющая волнового поля содержит разнообразный набор помех в пределах всего частотного диапазона регистрируемых колебаний. Это: 1) наиболее интенсивные низкочастотные (до 30 Гц) с низкой скоростью распространения (до 1000 м/с), представленные поверхностными волнами, сейсмического и промышленного происхождения, 2) низкочастотные со средней скоростью (до 2000 м/с), 3) высокочастотные (более 100 Гц) в целевом диапазоне скоростей (до 3500 м/с), промышленного и сейсмического происхождения. Поэтому для оценки качества регистрируемого сигнала выполнена предварительная обработка для подавления наиболее интенсивных волн-помех, включающая в себя следующий набор процедур: центрирование и автоматическая регулировка усиления трасс, полосовая фильтрация 20-300 Гц. Анализ предобработанных данных показал, что по профилю №2 получены более качественные данные, характеризующиеся равномерным распределением частот во временном интервале от 0 до 500 мс (за исключение пониженных значений частот в зоне «шумового конуса»), четко прослеживающимися годографами целевых отраженных волн в интервале до 350 мс, распределением значений отношения сигнал/помеха в интервале от 30 до 350 мс в диапазоне 4,5-6 с максимальными значениями до 7 и хорошей визуализацией первых вступлений, необходимых для учёта статических поправок и задания форм мьютинга по сейсмограммам ОПВ.

Профиль №1

Профиль №2

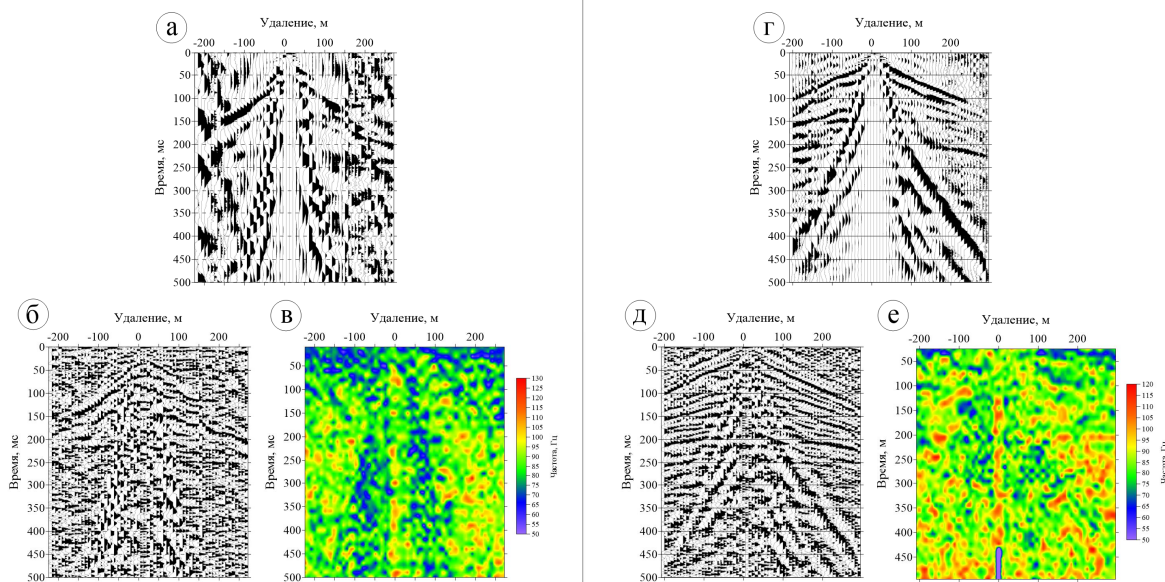


Рис. 2. Исходные сейсморазведочные данные: *а, г* – исходная сейсмограмма общего пункта взрыва (ОПВ); *б, д* – предобработанная сейсмограмма ОПВ; *в, е* – частотный спектр сигнала.

По результатам анализа данных по профилю №1 отмечается широкая зона пониженных значений частот в зоне «шумового конуса», сильная зашумленность интервала полезной записи (30-350 мс), прерывистое прослеживание первых вступлений, распределение значений отношения сигнал/помеха в интервале 30-350 мс в диапазоне от 0,6 до 2,9 с максимальными значениями 3,6. Принимая во внимание идентичность погодных условий, методики возбуждения сигнала, используемого регистрирующего оборудования и схожего общего фона техногенных помех, причиной подобного различия в качественности исходных сейсмических данных возможно являются разного рода сложно-построенные, вертикально ориентированные образования. Например, зоны природной и техногенной трещиноватости, высокоамплитудные локальные складки, «сквозные» зоны литологического замещения и др. Таким образом, столь значительное различие в качестве данных близко расположенных профильных линий не является критерием отбраковки результатов, а выступает своего рода индикатором наличия аномалиеобразующих объектов в изучаемом разрезе, что в свою очередь обязывает геофизика-обработчика разрабатывать и совершенствовать сложные, углубленные графы цифровой обработки с целью сохранения информации о подобных объектах в результирующих волновых полях .



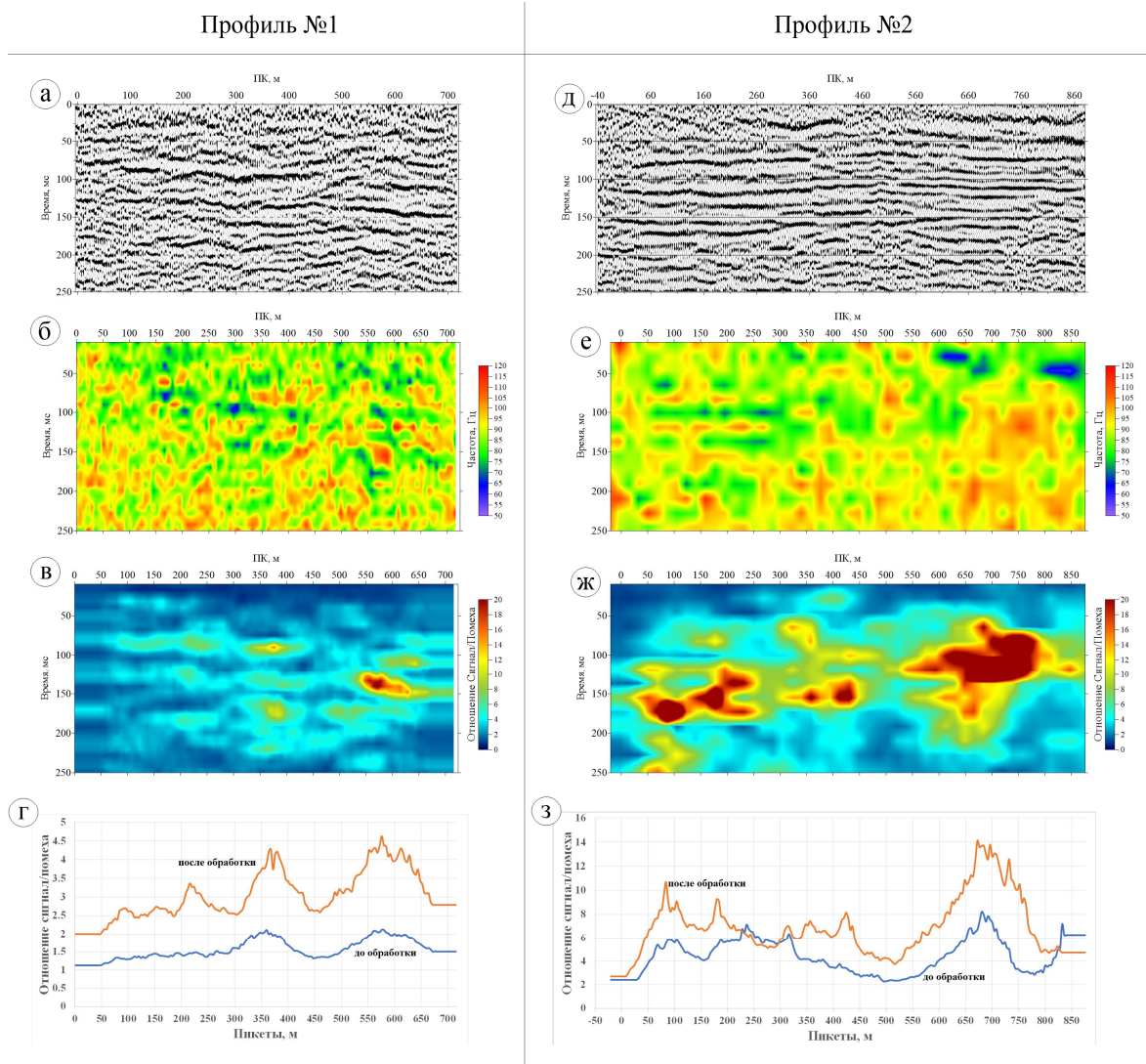


Рис. 3. Итоговые результаты обработки сейсморазведочных данных: *а, д* – конечный суммарный временной разрез; *б, е* – частотный спектр сигнала; *в, ж* – распределение отношения сигнал/помеха; *г, з* – графики распределения по разрезу средних значений отношения сигнал/помеха исходных и конечных результатов цифровой обработки.

Процесс обработки традиционно разбит на два этапа: 1) обработка сейсмограмм и 2) обработка временного разреза. На каждом этапе решается ряд конкретных задач: 1) выбор подходящей последовательности выполнения процедур обработки для каждого конкретного объекта исследований, 2) подбор корректных параметров процедур и 3) оценка суммарных временных разрезов, получаемых на каждом этапе обработки, что позволяет выявить различные проблемы (артефакты обработки), связанные с выбором неподходящих параметров.

Как правило, граф обработки содержит все обязательные традиционные этапы [3,4]:

- предобработку (формирование входного потока сейсмической информации и корректировку исходного материала, предусматривающие редакцию, регулировку уровня записи, изучение частотного состава и исходного отношения сигнал/помеха);
- корректирующую фильтрацию (полосовую частотную и обратную);
- вычитание волн-помех (в двумерной области скоростей и волновых чисел);

- ввод и последующую совместную коррекцию статических и кинематических поправок;
- коррекцию формы записи (устранение остаточного фазового разброса, усиление интенсивности регулярной составляющей);
- получение и обработку окончательного временного разреза.

Для выделения особенностей геологического строения, влияющих на безопасность поверхностных сооружений, требуется сохранение повышенного частотного диапазона в результирующих волновых полях [Рис.3,б,е]. Такой подход к обработке сейсмических данных позволил достичь итоговую вертикальную разрешающую способность 5-6 м (1/8 длины волны), а горизонтальную 30 м (1/3 первой зоны Френеля).

Анализ конечных суммарных временных разрезов, полученных по двум профильным линиям, позволяет сделать вывод о существенном улучшении качества результирующего волнового поля по профилю №1. «Детальная» фильтрация волн-помех, аккуратный подбор и коррекция кинематических поправок, и когерентная фильтрация позволили получить итоговые значения отношения сигнал/помеха на сейсмограммах ОПВ в диапазоне от 2 до 3, а в результате суммирования по ОГТ, в диапазоне от 5 до 10 в целевом интервале исследований. Ввиду высокого качества исходных данных по профилю 2 обработка выполнялась в более упрощённом варианте, результаты оценки информативности итоговых данных представлены на рисунке 4 (Рис.3,д,е,ж,з).

Кроме анализа представленных параметров волнового поля, для оценки информативности результирующих материалов следует так же оценивать изменения в распределении эффективных скоростей и амплитуд записи, выявлять нарушения в корреляции прослеживаемых горизонтов. Выделенные, в большей степени на качественном уровне, аномальные участки подвергаются геомеханическим расчетам, где полученные значения распространения скоростей упругих колебаний в массиве по данным сейсморазведки являются параметрическим обеспечением, что позволяет перейти к конкретным количественным характеристикам устойчивости территории и выдавать краткосрочные и долгосрочные прогнозы [3]. Полученные результаты, совместно с данными инструментальных наблюдений за оседаниями земной поверхности на территории города, позволяют планировать и осуществлять комплексный полномасштабный мониторинг подработанной части города и его окрестностей.

### **Список литературы**

1. Санфиоров И.А. Рудничные задачи сейсморазведки МОГТ. Екатеринбург, УрО РАН, 1996.
2. Санфиоров И.А., Ярославцев А.Г., Фаткин К.Б., Прийма Г.Ю., Бабкин А.И. Сейсморазведочные исследования условий разработки калийной залежи // Геофизика. – 2011. – №5. – С. 53-59.
3. Санфиоров И.А., Барях А.А. Система комплексирования геомеханического и геофизического обеспечения безопасности подземных горных работ / Горный журнал. – 2005. - №12. - С.79-83.
4. Ярославцев А.Г., Жикин А.А., Санфиоров И.А., Туманов В.В., Сухина Е.В. Совершенствование графа цифровой обработки сейсморазведочных данных для территорий с повышенной природно-техногенной нагрузкой // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). - №ОС 06. – 2013. - №04. – 24 с. – М.: издательство «Горная книга».

5. Ярославцев А.Г., Жикин А.А. Особенности цифровой обработки сейморазведочных данных при изучении малоглубинной калийной залежи // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2012. - №5. – С. 188-193.

## **Informativeness of the results of digital processing of shallow seismic data obtained in a modern city**

**Sanfirov Igor A.<sup>1</sup>, Zhikin Alexander A.<sup>1</sup>, Kalashnikova Marina M.<sup>1</sup>, Gerasimova Irina U.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Mining Institute UB of RAS, Perm*

Undermined areas within large urban agglomerations are the subject to intense man-made pressure from mining and can be adversely affected by the presence of a combination of natural factors - tectonic disruptions, karst phenomena, etc. On sites of such complex natural and man-made influence, various kinds of negative engineering-geological processes are possible, up to the formation of collapse zones that endanger the lives and well-being of individuals. Such territories include the city of Berezniki, which is located within the watersealed mine of the Verkhnekamskoye potassium and magnesium salts deposit. At present, complex geological and geophysical monitoring is carried out in the city, where the leading place is occupied by shallow high-resolution seismic exploration using reflected waves as part of the common depth point technique.

The use of seismic surveys to identify hazardous geodynamic processes in an array of rocks under urban conditions is significantly complicated for a number of main reasons: 1) high level of man-made noise, comparable in intensity to the useful signal; 2) the need to develop and improve non-explosive sources of elastic waves for high-quality signal excitation in the city; 3) design of recording systems and profile lines on the ground, taking into account the presence and mutual influence of developed engineering and transport networks; 4) the development and improvement the advanced seismic processing sequence based on the above features. The combination of the factors presented affects the quality of the recorded wave fields and the information content of the final results of digital seismic data processing.

The article presents an approach to assessing the informativeness of the final results of digital processing of seismic data obtained from two profile lines in the city of Berezniki. The analysis showed that the application of the advanced seismic processing sequence can significantly increase the informativeness of the resulting wave fields, namely, it was noted that “detailed” noise events filtering, accurate selection and correction of normal moveout, and coherent filtering allowed us to obtain the resulting signal/noise ratio on the common source point seismograms in the range from 2 to 3, and as a result of CDP stacking, in the range from 5 to 10 in the target interval of studies.

The authors also noted that in addition to analyzing the wave field parameters presented in the article, to assess the informativeness of the resulting materials, we should also evaluate changes of the distribution of effective velocities and recording amplitudes, and identify disruptions in the correlation of the tracked horizons. The anomalous areas identified to a greater extent at the qualitative level are subjected to geomechanical calculations, where the obtained values of the propagation of elastic velocity in the array according to seismic survey data are parametric support, which allows us to go over to specific quantitative characteristics of the territory’s stability and produce short-term and long-term forecasts. The results, together with instrumental observations of land subsidence in the city, allow to plan and carry out comprehensive full-scale monitoring of the undermined part of the city.

## Результаты комплексных геофизических исследований песчаного тела в Калужской области.

Куликов Виктор Александрович<sup>1</sup>, Аношина Светлана Алексеевна<sup>1</sup>, Соловьева Анастасия Вадимовна<sup>2</sup>, Турчков Алексей Михайлович<sup>1</sup>, Яковлев Андрей Георгиевич<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

<sup>2</sup> *ООО «Северо-Запад», г. Москва*

### Введение

Во время проведения первых учебных практик на полигоне «Александровка» Геологического факультета МГУ в Юхновском районе Калужской области геофизическими методами было оконтурено крупное песчаное тело в районе урочища Косая гора. В 2017 году в центральной части песчаного тела, по результатам электроразведочных работ методом ВЭЗ, была выявлена интенсивная локальная аномалия кажущейся поляризуемости [1]. Для уточнения природы аномалии были проведены детальные работы методом электротомографии с измерением полного спада поля вызванной поляризации, сейсмические работы методами ОГТ и МПВ а также пробурена скважина глубиной 30 м с отбором керна.

### Методика геофизических работ

Электроразведочные зондирования выполнялись по методике электротомографии с максимальным разносом 105 м.

В питающую линию подавался разнополярный прямоугольный импульс с паузой (2 с импульс, 2 с пауза). На приемной линии с помощью 8-канального регистратора «ИМВП-8» (ООО "Северо-Запад, г. Москва) фиксировался полный сигнал, из которого с помощью специальных программ обработки рассчитывалось кажущееся сопротивление ( $\rho_k$ ) и кажущаяся поляризуемость  $\eta_k = U_{вп}/U_{пр} \times 100\%$  на нескольких задержках.

Сейсморазведочные работы методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки (МОВ-ОГТ) были проведены по методике продольного профилирования, по системе встречных и нагоняющих годографов с регистрацией поперечных волн горизонтальной поляризации (SH) по схеме Y-Y.

Шаг по пунктам возбуждения и приема составлял 2 м, по общим глубинным точкам 1 м. В качестве регистрирующей аппаратуры для производства сейсморазведочных работ использовались 48-канальная цифровая сейсморазведочная станция «ЭЛЛИСС-3» (ООО «Геосигнал», г. Москва). Формат записи - SEG-Y, шаг дискретизации – 0.5 мс, время записи – 511.5 мс.

### Результаты геофизических работ

Глубинный разрез по результатам ОГТ, полученный после углубленной обработки и введения поправок, представлен на рис. 1,а. Разрез можно разбить на несколько участков с определенным характером отражающих сейсмических границ.

Первый участок, соответствующий дистанциям по профилю от 0 до 80 м, характеризуется горизонтально-слоистым разрезом. Тонкая слоистость особенно хорошо выделяется в приповерхностной части разреза (0-20 м), относящейся к потоковым флювиогляциальным песчаным отложениям. В диапазоне дистанций от 80 до 180 м на разрезе наблюдается линзовидная структура, которая, предположительно, связана с увеличением мощности песков до 30 м. Участок профиля, соответствующий дистанциям от 180 до 240 м, отличается наиболее сложным строением. На разрезе выделяется «трапециобразная» структура, в пределах которой нарушена горизонтальная слоистость. Именно данному участку отвечает интенсивная аномалия кажущейся поляризуемости. В восточной части профиля, начиная с

дистанции 240 м и до конца профиля, наблюдается плавный переход к горизонтально-слоистому разрезу.

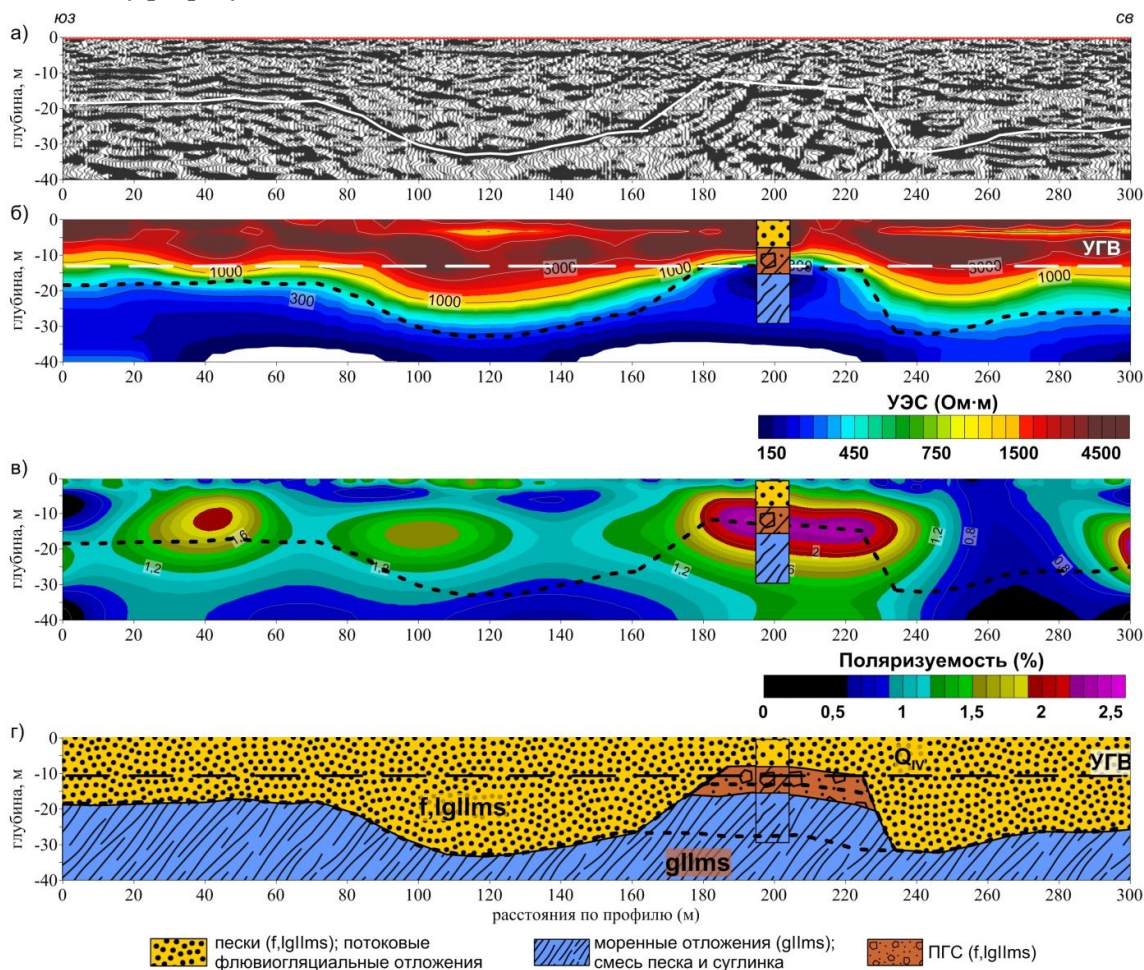


Рис. 1. Глубинный сейсмический разрез по данным ОГТ (а), модели УЭС (б) и поляризуемости (в) по результатам 2D инверсии данных ЭТ; геолого-геофизическая модель (г).

Двумерная инверсия данных электротомографии осуществлялась в программе ZondRES2D. Стартовая модель – полупространство с сопротивлением 100 Ом·м.

Модель удельных сопротивлений, полученную по результатам 2D инверсии данных электротомографии, в первом приближении можно охарактеризовать как двухслойную. Верхний слой высокого сопротивления отвечает флювиогляциальным пескам. Уменьшение сопротивления песков с глубиной связано с обводненностью нижних горизонтов. Пески залегают на моренных проводящих суглинках. Мощность песков изменяется от 12 до 30 м. На модель УЭС пунктирной линией (рис. 1,б) вынесена граница подошвы песчаного тела, построенная по результатам ОГТ, которая практически совпадает с нижней границей высокоомного слоя по изолинии  $\rho_k=300$  Ом·м.

На рис. 1,в приведена поляризационная модель. На ней можно выделить несколько локальных областей, в пределах которых отмечается повышенная электрическая поляризуемость пород. Самые высокие значения поляризуемости ( $\eta > 2\%$ ) относятся к участку профиля 190-230 м, к кровле трапецеобразной структуры, выделенной по



результатам ОГТ и характеризующейся низкими значениями УЭС. Глубины, на которых фиксируются максимальные значения поляризуемости, составляют 10-15 м.

Для уточнения природы комплексной геофизической аномалии в районе отметки профиля 200 м было проведено бурение разведочной скважины глубиной 30 м. Литологический разрез по скважине 2018 приведен на сейсмических и электроразведочных разрезах.

По результатам бурения, разрез в центре аномалии выглядит следующим образом (рис.1 г): 0-8 м – мелкозернистый песок; 8-15 м – смесь песка и суглинка с включениями гравия; 15-30 м – моренные отложения, представленные суглинками с отдельными прослоями песка. УГВ находится на глубине около 9 м.

Высокие значения поляризуемости наблюдаются для образцов керна, относящихся к интервалу глубин 8-15 м, который представлен песчано-гравийной смесью с содержанием гравия от 20 до 40%. Образец с самым высоким содержанием гравия (38%) имеет поляризуемость 1.2%, образцы с содержанием гравия около 20% характеризуются значениями  $\eta \approx 0.7-1.1\%$ .

### **Выводы**

Общеизвестным является тот факт, что при увеличении процентного содержания гравия, увеличивается УЭС песчано-гравийной смеси. Например, для сухих смесей типичными цифрами будет увеличение с  $\rho=500-1000$  над песками до  $\rho=2000-3000$  Ом·м над богатыми ПГС. Учитывая логнормальный характер распределения УЭС, такие изменения на результатах зондирований будут приводить к аномалиям кажущегося сопротивления в 10-15%.

Группой сотрудников кафедры геофизики геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова было выдвинуто предположение, что в пределах отложений ПГС участки с высоким процентным содержанием гравия магматического происхождения характеризуются также повышенными значениями электрической поляризуемости. Это предположение явилось следствием обобщения результатов электроразведочных работ, выполненных на месторождениях и рудопоявлениях ПГС на территории Калужской области [2]. Повышенный уровень ВП связан, по нашему мнению, с включениями электропроводящих минералов в гравийной фракции.

В качестве дополнительного поискового критерия авторами предлагается рассматривать положительные аномалии кажущейся поляризуемости. Преимущество комплексного анализа двух параметров заключается в том, что уровень поляризуемости над областями с высоким содержанием гравия может отличаться от фоновых значений над остальной частью ПГС в 1.5-2 раза.

Данная гипотеза неоднократно подтверждалась результатами детальных электроразведочных работ методом электротомографии с измерением вызванной поляризации и петрофизическими измерениями на образцах ПГС [2, 3].

Представленные в работе результаты комплексных геофизических работ по изучению контрастной аномалии ВП, выявленной на левобережье р. Угра, еще раз подтвердили сделанные ранее выводы. Высокие значения поляризуемости связаны с линзой богатой песчано-гравийной смеси (содержание гравия 20-40%), локализованной на глубинах 8-13 м в кровле локальной гляциопротрузии.

### **Список литературы**



1. *Алексеев А.С., Шик С.М., Кабанов П.Б.* Геологическое строение участка «Александровка». Отчет. М.: МГУ, 1996. 68 с.
2. Использование метода вызванной поляризации при изучении песчано-гравийных отложений / *В. А. Куликов, С. А. Аношина, А. В. Соловьева, А. Г. Яковлев* // Инженерные изыскания. — 2016. — № 14. — С. 42–49.
3. *Куликов В. А., Аношина С. А., Соловьева А. В.* Результаты использования метода ВЭЗ-ВП при изучении песчано-гравийных смесей на территории Мосальского района Калужской области // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2016. — № 2. — С. 52–58.

### **The results of complex geophysical studies of the sand body in the Kaluga region.**

Kulikov V.A.<sup>1</sup>, Anoshina S.A.<sup>1</sup>, Solovieva A.V.<sup>2</sup>, Turchkov Al.T.<sup>1</sup>, Yakovlev A.G.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Lomonosov Moscow State University

<sup>2</sup> "Nord-West" Ltd

During the first practices at the educational ground "Alexandrovka" of the Geological faculty of Moscow State University in the Yukhnovskiy district of the Kaluga region, a large sand body was delineated by geophysical methods in the area of the Kosaya Gora tract. In 2017, in the central part of the sand body, according to the results of electrical exploration by the VES method, an intensive local anomaly of apparent chargeability was revealed. To define the nature of the anomaly, detailed work was conducted using the method of electrical resistivity tomography (ERT) with full-decay IP measurement and seismic method of CDP and also the well of 30 m in depth with core sampling was drilled.

According to previously conducted surveys, within limits of sand-gravel mix deposits areas with a high percentage of gravel of magmatic origin are also characterized by elevated values of electrical chargeability. The increased level of IP is associated, in our opinion, with the inclusions of electron-conducting minerals in the gravel fraction. This proposition is repeatedly confirmed by the results of detailed electrical exploration by the method of electrical resistivity tomography with measurements of induced polarization and petrophysical measurements on samples of the SGM.

Authors propose to consider positive anomalies of apparent chargeability as an additional search criterion. The advantage of a complex analysis of two parameters is that the level of chargeability over areas with a high gravel content may differ from background values over the rest of the SGM by a factor of 1.5–2, when values of apparent resistivity in the same situation will lead to anomalies of 10-15%.

Presented results of complex geophysical studies of the contrasting anomaly, identified on the left bank of the r. Ugra, once again confirmed earlier conclusions. High values of chargeability are associated with lens of rich sandy-gravel mixture (gravel content 20–40%), localized at depths of 8–13 m in the roof of local glacioprotrusion.

## Скважинная электротомография.

**Бобачев Алексей Анатольевич<sup>1</sup>, Стойнова Александра Марковна<sup>1</sup>, Сергеев Константин Сергеевич<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова

<sup>2</sup> РГУ нефти и газа им. Губкина

### **Введение**

Метод электротомографии (ERT – Electrical Resistivity Tomography) в настоящее время считается одним из наиболее эффективных в области электроразведки на постоянном токе. Однако, как и для всех наземных геофизических методов, разрешающая способность электротомографии уменьшается с увеличением глубины исследования. Это ограничение может быть частично компенсировано использованием скважинных методик измерения.

На данный момент, большинство исследований по электротомографии с применением скважинных измерений проведены в области межскважинной электротомографии; за рубежом такая методика работ чаще всего обозначается как Cross-borehole Tomography или Borehole Resistivity Tomography (BRT) [Daily and Ramirez, 2000], [Goes and Meekes, 2004].

Основной проблемой межскважинной электротомографии является то обстоятельство, что удовлетворительные результаты при расстоянии между скважинами меньшим чем глубина исследования. Поэтому метод межскважинной томографии не может быть применён на практике в связи с большими расстояниями между соседними скважинами. В этом случае многоэлектродные измерения в одной скважине и использование скважинно-поверхностной томографии являются очевидной альтернативой.

Многоэлектродные измерения в одной скважине [Бобачев А. А., Стойнова А. М.] являются аналогом метода Бокового Каротажного Зондирования. Но использование современного аппарата 2D инверсии, позволяет его успешно применять для исследования достаточно тонких (менее одного метра) пластов.

Скважинно-поверхностные методики измерения электрического поля используются достаточно редко. Большинство публикаций ограничены описанием метода заряженного тела (МЗТ) [Кормильцев и Семенов, 1987]. Это связано со сложностями проведения таких наблюдений. Однако, скважинно-поверхностные измерения позволяют повысить эффективность электротомографии.

В работе показан пример полевых работ и использованием предлагаемых комплексов.

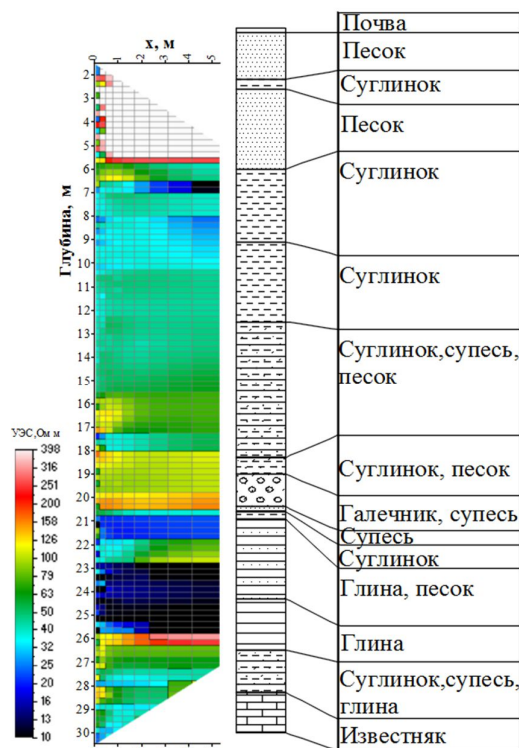
### **Многоэлектродные измерения в одной скважине**

Методика многоэлектродных зондирований в скважине похожа на обычные поверхностные электротомографические исследования. В скважину опускается электроразведочная коса с 20-50 электродами. Контакт электродов с грунтов происходит через находящиеся в скважине грунтовые воды и промывочную жидкость. При скважинных работах используется частый шаг между электродами (обычно 0.5 м). Таким образом, получается, что рабочая часть косы имеет длину всего 10-20 метров. Для работы на реальных скважинах в косе используется удлинитель длиной 40-70 метров, являющийся частью косы. Это позволяет, изменяя глубину рабочего участка косы проводить непрерывные исследования глубоких скважин. Таким же образом в наземной электротомографии отрабатываются длинные профили.

Измерения кажущегося сопротивления целесообразно дополнять измерением вызванной поляризации (ВП). Для увеличения скорости измерений достаточно проводить измерения ВП только с одно электроразведочной установкой. Для кажущего сопротивления имеет смысл использовать комбинирование различных электроразведочных установок. Мы используем прямую и встречную трехэлектродную установку плюс дипольную осевую. Этот комплекс себя хорошо зарекомендовал в поверхностной электротомографии [Stummer et al., 2004].

### Практический пример

Полевые работы проводились на геофизическом полигоне Александровка. Место бурения было выбрано по аномалии при работах методом электротомографии. В результате бурения получился очень пестрый геологический разрез.



**Рис.1.** Геоэлектрический разрез вдоль ствола скважины и литологическая колонка по данным бурения.

Выполненные в скважине наблюдения позволили определить удельные сопротивления, выделенных по бурению пластов, а также уточнить глубины отдельных пластов. Это хорошо видно в нижней части скважины (глубины более 20 м). Литологическая колонка в целом соответствуют каротажу, но некоторые границы сдвинуты по вертикали, а какие-то пласты не отражены в литологической колонке, но четко проявляются на каротаже.

В этой же скважине были выполнены скважинно-поверхностные измерения.

### Скважинно-поверхностные измерения

Скважинно-поверхностные измерения проводились по «Г»-образной системе наблюдений в два этапа – справа от скважины и слева от скважины. Методика измерений схематически представлена на Рис. 2. При скважинно-поверхностных измерениях получают следующие типы данных:

поверхностные измерения - все электроды находятся на поверхности;

скважинно-поверхностные измерения - питающий электрод (диполь) находится в скважине, а приёмный диполь – на поверхности, или, наоборот, питающий электрод (диполь) находится на поверхности, а приёмный диполь – в скважине.

скважинные измерения – все электроды являются погруженными и располагаются вдоль ствола скважины;

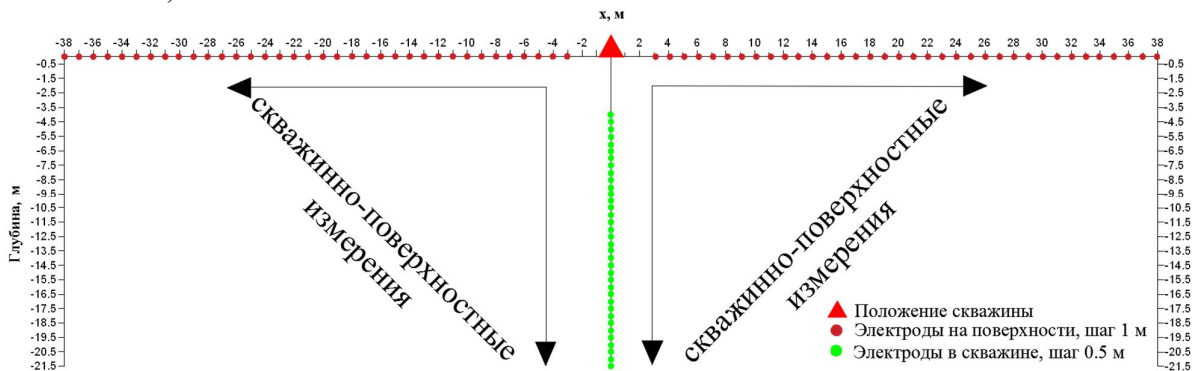


Рис. 2 Схема скважинно-поверхностных измерений.

Обычно при скважинно-поверхностной электротомографии измерения проводятся с одинаковым шагом по поверхности и в скважине [Бобачев и Стойнова, 2014]. Однако в таком случае либо теряется детальность наблюдений в скважине, либо получаются короткие линии наблюдений на поверхности. В настоящем исследовании измерения проводились с неодинаковым шагом между электродами на поверхности и в скважине.

Кроме того, электроды на поверхности и в скважине располагались на некотором расстоянии от устья скважины. Так, на поверхности ближайший к устью скважины электрод располагался на расстоянии 3 м (слева и справа от скважины), а в скважине первый электрод находился на глубине 4 м. Такое расположение электродов позволяет избежать некорректных измерений с малыми сигналами, когда коэффициент установки стремится к бесконечности, увеличить объем корректных измерений и размер области исследования.

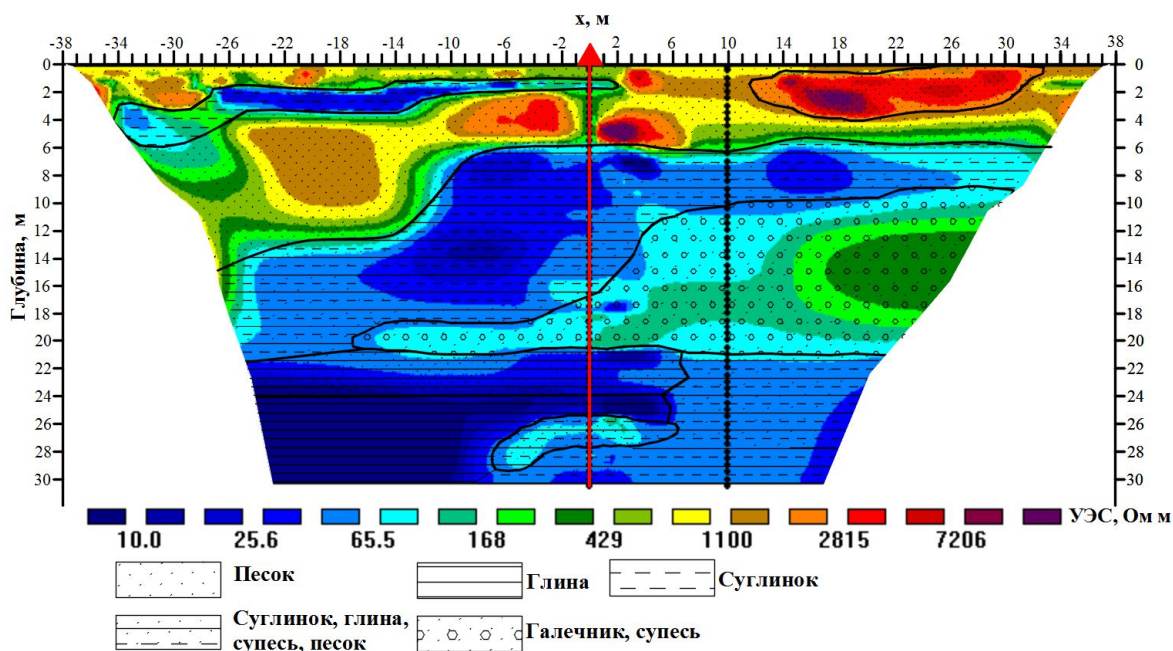


Рис. 3. Геоэлектрический разрез по результатам 2D инверсии скважинно-поверхностных наблюдений.

В результате 2D инверсии скважинно-поверхностных данных удалось получить геоэлектрический разрез, представленный на рис. 3. Удалось получить достаточно сложный разрез, характерный для флювио-гляциальных отложений полигона Александровка.

Чтобы оценить устойчивость полученного результата. Была составлена 2D модель (рис. 4) и рассчитаны в программе 2D моделирования "ie2dp" значения кажущегося сопротивления, по которым была выполнена 2D инверсия.

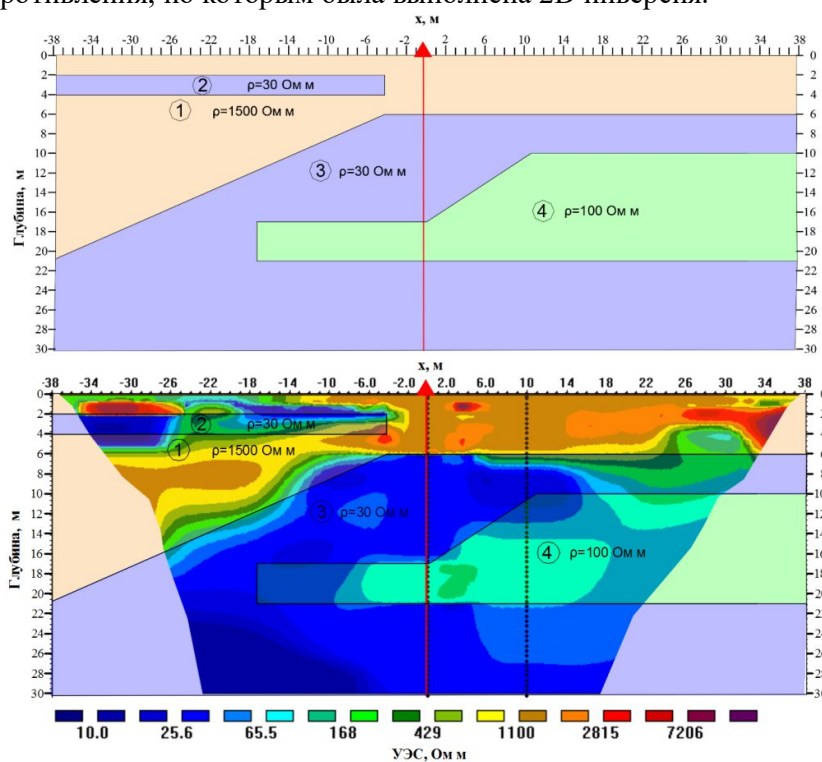


Рис.4. 2D модель и результат 2D инверсии синтетических данных для этой модели.

Сопоставление результатов инверсии и исходной модели (рис. 4) показывает, что предложенная методика работ позволяет работать с такими сложными геологическими разрезами.

### Заключение

Выполненные работы показывают эффективность применения скважинной томографии.

### Список литературы

- Кормильцев В.В., Семенов В.Д.* Электроразведка методом заряда : Недра, 1987.
- Бобачев А. А., Стойнова А. М.* Электротомография в скважинном варианте // Приборы и системы разведочной геофизики. — 2014. — Т. 47, № 1. — С. 111–121.
- Daily W., Ramirez L.* Electrical imaging of engineered hydraulic barriers // Geophysics. - 2000- p. 83–94.
- Goes B., Meeke J.* An effective electrode configuration for the detection of DNAPLs with electrical resistivity tomography // J. Environ. Eng. Geophys. - 2004- p. 127–141..

Stummer, P., Maurer, H., Green, A.G., 2004. Experimental design: Electrical resistivity data sets that provide optimum subsurface information. *Geophysics*, 69 (1), 120–139



## **Borehole Electrical Resistivity Tomography**

*Bobachev A.A. (Lomonosov Moscow State University, geological faculty), Stoyanova A.M. (Lomonosov Moscow State University, geological faculty), Sergeev K.S. (Gubkin Russian State University of Oil and Gas)*

Cross-boreholes electric resistivity tomography is more or less known technology. Such work is quite difficult to organize, since it requires the use of nearby wells. The paper discusses various methods of resistivity survey with only one borehole.

Electrical tomography in the well is close to side-wall resistivity logging, but it has some advantages in compare with logging. It uses long multi-electrode cable instead of logging probe. It can be used for thin-layered geological section due to 2D inversion of observed data. Also this approach is well adapted to induced polarization measurements. Practical examples on several objects are shown. Also the technologies of work in open well is discussed.

Surface-borehole resistivity survey is applied for shallow depths, engineering problems (less than 50 meters). This method allow to analyze near well space and to adjust the depths of layers in surface resistivity tomography. Field experience of surface-to-borehole electrical resistivity tomography (ERT) is analyzed. We describe observational technique, processing and interpretation. There is proposed to use a different step between the electrodes on the surface and in the borehole. The solution to the problem of plotting apparent resistivity section for surface-to-borehole ERT surveys is shown. Interpretation of results are confirmed by mathematical modeling.

# ВСП И МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

## Современные возможности различных модификаций скважинной сейсморазведки при оценке анизотропии среды

**Иркабаев Дамир Ринатович, Ленский Владимир Анатольевич, Шарова Татьяна Николаевна, Жужель Андрей Сергеевич**

ООО НПЦ «Геостра», АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа

Одной из основных задач, ставящихся в последнее время перед сейсмическими наблюдениями в скважинах, является изучение анизотропии среды. С целью обеспечения высокой точности и полноты результатов классический подход к изучению анизотропии предполагает возбуждение не только продольных волн, но и поперечных волн в двух ортогональных направлениях [1].

В практике сейсморазведки при оценке анизотропии обычно используется понятие поперечно (трансверсально) изотропной среды, характеризующейся плоскостью изотропии, в которой упругие свойства не меняются, и осью симметрии, перпендикулярной к этой плоскости. При горизонтальном положении оси симметрии среда называется горизонтальной поперечно изотропной (НТИ средой) или азимутально анизотропной, а при вертикальном – вертикальной поперечно изотропной (VTI средой). Анизотропия упругих свойств среды оценивается параметрами Томсена  $\varepsilon$ ,  $\gamma$ ,  $\delta$  [3, 4]:

$$\begin{aligned}V_P(\theta) &\approx V_{P0}(1 + \delta \sin^2 \theta \cos^2 \theta + \varepsilon \sin^4 \theta), \\V_{SH}(\theta) &\approx V_{S0}(1 + \gamma \sin^2 \theta), \\V_{SV}(\theta) &\approx V_{S0}\left[1 + \left(\frac{V_{P0}}{V_{S0}}\right)^2 (\varepsilon - \delta) \sin^2 \theta\right].\end{aligned}$$

где:  $V_P$  – скорость продольной (P) волны;  $V_{SH}$  и  $V_{SV}$  – скорость быстрой (SH) и медленной (SV) поперечных волн; угол  $\theta$  отсчитывается от оси симметрии.

В случае VTI среды положение оси симметрии задано, задача сводится к определению параметров  $\varepsilon$ ,  $\gamma$ ,  $\delta$ . В скважинной сейсморазведке по данным продольного ВСП в каждом слое могут быть определены  $V_{P0}=V_P(0^\circ)$  и  $V_{S0}=V_{SH}(0^\circ)$ . В остальных модификациях по полученной скоростной модели и поляризации волны могут быть определены угол подхода волны к вертикальному профилю  $\theta$  и скорость по лучу в слое, что позволяет оценить параметры Томсена. Из приведенных выражений видно, что для определения параметра  $\varepsilon$ , характеризующего анизотропию продольных волн, требуется измерение скорости медленной поперечной волны  $V_{SV}$  и определение параметра  $\delta$ . Это возможно только при использовании источника направленного возбуждения поперечных волн. При отсутствии такого источника придется допустить предположение  $\varepsilon=\delta$  (эллиптическая анизотропия) и в лучшем случае оценить только параметры  $\varepsilon$  и  $\gamma$ . Либо выполнить приближенную оценку  $\varepsilon$  при достаточно больших углах  $\theta$ , когда член с  $\varepsilon$  в выражении для  $V_P(\theta)$  значительно больше, чем член с  $\delta$ .

В случае НТИ среды помимо параметров Томсена требуется определить азимут оси симметрии. Для этого необходимо либо выполнить специальные наблюдения с достаточно плотным расположением источников по полуокружности, позволяющие выявить направление максимальных значений скорости, соответствующее плоскости изотропии, и минимальных, соответствующее оси симметрии. Либо, исследуя поляризацию, установить факт расщепления поперечной волны в анизотропной среде на быструю SH и медленную SV [1].

При работах с источником продольных волн в качестве поперечных используются нисходящие обменные PS-волны, что в принципе позволяет определить параметры  $\epsilon$  и  $\gamma$ . Однако, условия образования обменных волн меняются по площади из-за изменения тонкослоистого распределения упругих свойств среды и углов падения продольных волн, их амплитуда не устойчива и быстро уменьшается с глубиной. Обменные нисходящие волны интерферируют друг с другом и с другими вторичными волнами. При нормальном падении обменные волны не образуются, на материалах продольного ВСП они могут отсутствовать или иметь недостаточную интенсивность. Вследствие всего сказанного точность определения времен вступлений обменных волн не высока. Поэтому оценка параметра  $\gamma$  по данным скважинных наблюдений без использования источника поперечных волн не гарантирована и вряд ли имеет смысл.

Для оценки анизотропии среды могут быть применены различные модификации скважинной сейсморазведки, в данной работе рассмотрим следующие: многолучевое непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (НВСП), ВСП-2D в модификации «метод обращенного годографа» (МОГ) и ВСП-3D.

**Изучение анизотропии среды по данным НВСП.** Данные многолучевого НВСП с источником продольных волн позволяют оценить анизотропию как НТИ, так и ВТИ среды. Задача изучения анизотропии накладывает ряд ограничений на методику работ [2], число положений источника должно быть достаточно большим (не менее трех), удаление источника во всех направлениях должно быть одинаковым и не превышать половины глубины скважины. В выполненном эксперименте было шесть положений источника.

Определение азимута оси симметрии для НТИ среды в НВСП может быть выполнено тремя способами: по поляризации обменной волны, по азимутальным изменениям интервальной скорости и затухания продольных и поперечных волн, по азимутальному изменению лучевой скорости продольных волн.

В первом способе для всех положений источника рассчитываются азимутальные графики амплитуды наиболее интенсивной нисходящей обменной PS-волны. При наличии анизотропии поляризация S-волны смещается от лучевой плоскости, данные разных пунктов возбуждения (ПВ) группируются вблизи двух ортогональных направлений, соответствующих поляризации расщепленных S-волн [2]. Кривая анизотропного слоя устанавливается по результатам определений на различных глубинах. В эксперименте полученные направления поляризации PS-волны оказались неупорядоченными и вблизи забоя на глубине 3720 м составили  $69^{\circ}$ ,  $146^{\circ}$ ,  $21^{\circ}$ ,  $37^{\circ}$ ,  $93^{\circ}$  и  $171^{\circ}$  (рис.1). Это указывает на отсутствие выраженной азимутальной анизотропии во всей вышележащей толще пород, смещения поляризации от лучевой плоскости вызваны влиянием интерференции с другими волнами.

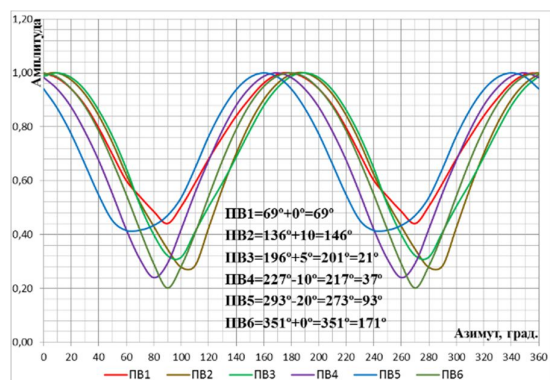


Рисунок 15. Азимутальные графики амплитуды PS-волны на глубине 3720 м по материалам НВСП

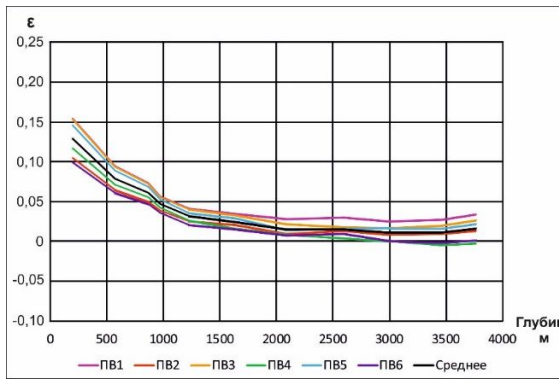


Рисунок 16. Результаты определения параметра  $\varepsilon$  для VTI среды по материалам НВСП

Анализ азимутальных изменений интервальной скорости и затухания продольных и поперечных волн подтвердил отсутствие выраженной азимутальной анизотропии. При наличии азимутальной анизотропии скорости P и S волн и отношение  $V_s/V_p$  в направлении плоскости изотропии должны были бы быть существенно больше, а затухание обеих волн существенно меньше, чем в ортогональном направлении (по оси симметрии).

Азимутальное изменение лучевой скорости продольных волн не носит симметричный характер, позволяющий определить направление плоскости изотропии (по максимальной скорости) и оси симметрии (по минимальной скорости), что также подтверждает отсутствие азимутальной анизотропии во всем интервале глубин. Наблюдаемые нерегулярные изменения лучевой скорости вызваны изменением строения толщи солей и ангидритов.

Годографы первых вступлений НВСП позволяют также выполнить анализ анизотропии скорости продольных волн в вертикальной плоскости для VTI среды. Определения выполняются путем расчета траектории луча и подбора параметра анизотропии для каждого слоя в последовательности сверху вниз с использованием в качестве вертикальной скоростной модели данных продольного ВСП. Полученные результаты проиллюстрированы на рис.2. В верхней низкоскоростной терригенной части разреза параметр  $\varepsilon$  имеет высокие значения из-за дополнительного влияния рефракции и преломления на неучтенных промежуточных границах. С глубиной параметр  $\varepsilon$  постепенно уменьшается, а затем практически не меняется и не обладает выраженной зависимостью от азимутального направления. Имеющиеся азимутальные различия вызваны изменением удаления и альтитуды источника.

**Оценка анизотропии среды по данным МОГ (ВСП-2D).** При наличии не менее трех профилей МОГ аналогично НВСП может быть определена азимутальная анизотропия среды, но только на глубине установки зонда. Результаты оценки анизотропии продольных волн по данным МОГ проиллюстрированы на рис.3. Приемники установлены в интервале глубин 1800-1890 м. Диапазон изменения удалений источника от устья скважины составил 630 – 3352 м, по условиям местности в центральной части наблюдения не выполнены. Результаты представлены в виде зависимости параметра  $\varepsilon$  от угла подхода волны  $\theta$ .

Среднее значения параметра  $\varepsilon$  в толще над скважинным зондом в значительной степени зависит от альтитуды источника: на участках понижения альтитуды лучевые скорости повышаются, что приводит к завышению параметра. На определение параметра в интервале приема удаление и альтитуда источника влияют в меньшей степени, результат является более корректным. При малых углах подхода (менее  $30^\circ$ ) точность расчетов резко понижается вследствие малой величины члена с  $\varepsilon$  в приведенном выше выражении для  $V_P(\theta)$ . В целом полученные результаты близки к результатам НВСП на глубине 1800 м (рис.2).

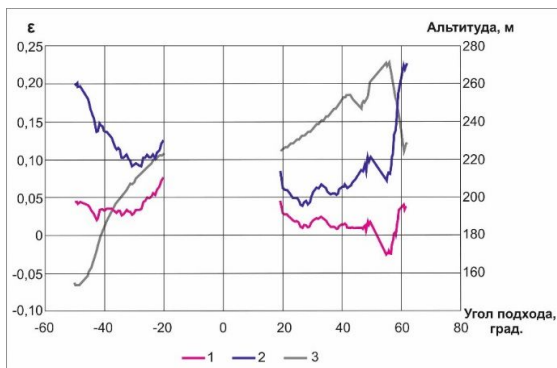


Рисунок 17. Результаты определения параметра  $\epsilon$  для VTI среды по материалам МОГ: 1 – значение параметра  $\epsilon$  в интервале приема; 2 - среднее значение параметра  $\epsilon$  в толще над скважинным зондом; 3 – альтитуда источника

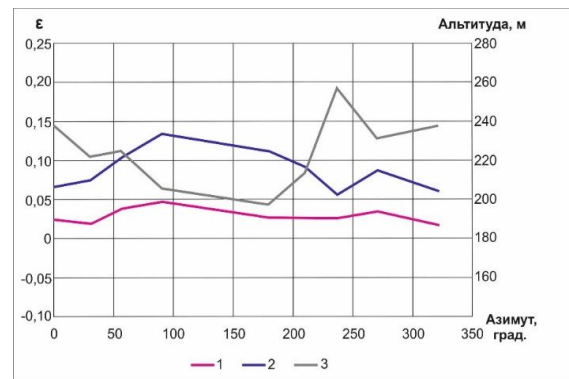


Рисунок 18. Результаты определения параметра  $\epsilon$  для VTI среды по материалам ВСП-3D: 1 – значение параметра  $\epsilon$  в интервале приема; 2 - среднее значение параметра  $\epsilon$  в толще над скважинным зондом; 3 – альтитуда источника

**Оценка анизотропии среды по данным ВСП-3D.** В отличие от двумерных наблюдений ВСП-3D представляет широкие возможности как для определения азимутальной анизотропии среды по технологии, отработанной для многолучевого НВСП, так и анизотропии в вертикальной плоскости, но оценка анизотропии возможна только на глубине установки скважинного зонда. При использовании зонда ограниченной длины полученная оценка азимутальной анизотропии относится к вышележащим отложениям, конкретная глубина нахождения анизотропного слоя остается неизвестной, для слоев с разным характером азимутальной анизотропии результат будет искажен [1].

Для иллюстрации возможности оценки анизотропии из данных ВСП-3D выбраны 9 пунктов возбуждения, расположенных в различных азимутах на удалении около 1200 м от установки приемников. Результаты оценки азимутальной анизотропии оказались аналогичными НВСП – выраженная азимутальная анизотропия на глубине приема (1800-1890 м) отсутствует.

В отличие от МОГ, в ВСП-3D при оценке анизотропии VTI среды могут быть проанализированы азимутальные изменения параметров Томсена. На рис. 4 для выбранных источников приведены графики изменения параметра  $\epsilon$  для VTI среды в зависимости от азимута источника, определения выполнены для интервала приема и для толщи над зондом. Полученные результаты близки к результатам НВСП и МОГ. Среднее значение параметра  $\epsilon$  в толще над зондом, как и в МОГ, тесно коррелируется с альтитудой источника из-за влияния изменения строения верхней части разреза. Азимутальные изменения параметра вызваны преимущественно остаточным влиянием рельефа поверхности.

**Выводы.** По материалам скважинной сейсморазведки с источником продольных волн реально может быть исследована только анизотропия продольных волн, для оценки анизотропии поперечных волн необходим источник направленного возбуждения поперечных волн. Многолучевое НВСП обеспечивает оценку анизотропии НТИ и VTI сред во всем интервале глубин. МОГ и ВСП-3D позволяют оценить анизотропию только на глубине приема. ВСП-3D в отличие от двумерных наблюдений представляет широкие возможности для азимутальной выборки пунктов возбуждения и определения анизотропии НТИ и VTI сред, большая плотность наблюдений обеспечивает более высокую точность результатов. Пространственное расположение лучей в ВСП-3D представляет возможность определения

реальной анизотропии среды с реальным положением осей симметрии, не ограничиваясь случаями НТИ и VTI сред.

### **Литература**

1. Кузнецов В.М., Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. Введение в сейсмическую анизотропию: теория и практика. Тверь: ООО «Издательство ГЕРС». 2006. 160 с.

2. Ленский В.А., Ахтямов Р.А., Иванов С.А., Скачек К.Г., Осерская Ю.А. Возможность выявления и оценки трещиноватости пород по данным неспециализированных наблюдений НВСП. / Тезисы докладов XI-ой международной научно-практической конференции "Геомодель-2009", Геленджик, 6-11 сентября 2009 г.- Изд. Московского государственного университета им. В.М. Ломоносова.

3. Liu, E., Martinez, A., 2012. Seismic Fracture Characterization. Concepts and Practical Applications. EAGE Publications bv. 279 p.

4. Thomsen, L., 1986. Weak elastic anisotropy. Geophysics 51, 1954-1966.



## **Modern possibilities of various modifications of borehole seismic prospecting in the assessment of rock anisotropy**

Irkabaev Damir Rinatovich, Lensky Vladimir Anatolyevich, Sharova Tatyana Nikolaevna, Zhuzhel Andrey Sergeevich

SPC Geostr Ltd, JSC Bashneftegeofizika, Ufa

One of the main tasks posed recently in front of seismic observations in wells is the study of the anisotropy of the medium. It should be borne in mind that in order to ensure high accuracy and completeness of results, the classical approach to the study of medium anisotropy involves the excitation of not only longitudinal waves, but also transverse waves in two orthogonal directions. Due to the absence of transverse-wave sources, currently, downhole observations in Russia are carried out with sources of longitudinal waves that are traditional for seismic prospecting, in this case only longitudinal wave anisotropy can be investigated. To evaluate the anisotropy of the environment, various modifications of borehole seismic surveys can be applied, in this paper we consider the following: multipath non-longitudinal vertical seismic profiling (NVSP), VSP-2D in the modified “inverted hodograph” method (MOG) and VSP-3D. Multibeam NVSP allows us to estimate the anisotropy of HTI and VTI media throughout the wellbore. MOG allows to estimate the anisotropy of the VTI medium, and when observing not less than three profiles and the anisotropy of the HTI medium, but only at the reception depth. VSP-3D provides ample opportunities for azimuth sampling of points of excitation and determination of the anisotropy of HTI and VTI media, a high density of observations provides a higher accuracy of the results. As in the MOG, in VSP-3D, the obtained result of anisotropy assessment of the VTI medium refers to the reception depth, and the HTI medium to the overlying thickness of sediments, the specific depth of the anisotropic layer remains unknown. The spatial location of the rays in VSP-3D provides the definition of the real anisotropy of the medium with the real position of the axes of symmetry, not limited to the cases of HTI and VTI media. Full implementation of the capabilities of VSP-3D requires the creation of special software.

## *Многомерная фильтрация и разделение волн на данных, зарегистрированных по методике WalkAway.*

Черкашнев Сергей Алексеевич АСТО Геофизикал, Шевченко Алексей Александрович  
ООО ПетроТрейс

В технологии обработки волновых полей ВСП могут быть использованы программы многомерной фильтрации данных, разработанные для стандартных поверхностных наблюдений 2Д и 3Д сейсморазведки. Наиболее технологичными являются программы веерной фильтрации и программы, основанные на преобразовании Радона. Существенным преимуществом скважинных наблюдений является высокое соотношение сигнал/шум и возможность измерить годографы падающих и иногда и отраженных волн по наблюдаемым данным. Это дает возможность использовать адаптивные процедуры, основанные на известных годографах различных типов волн. При наблюдениях по методике ВСП Обращенного Годографа (Walkaway VSP) прослеживание отраженных волн практически невозможно, а прослеживание падающих волн часто сопряжено с проблемой интерференции падающих волн с преломленными. В работе рассматривается вопрос построения многомерных фильтров, которые используют априорную информацию о наблюдаемых годографах, предполагая, что прослеживание волн выполнено не всегда точно. Использование локальных преобразований Радона позволяет использовать адаптацию неточных данных к наблюдаемым полям. Для материалов, зарегистрированных по методике WalkAway, построение фильтров выполняется на пространственной базе по двум координатам (ОПВ и ОПП). Приводятся примеры разделения падающих, отраженных и обменных волн.

### **Введение**

Наблюдаемые на данных стандартного ВСП волны различных типов и направлений не имеют постоянной амплитуды и часто интерферируют друг с другом. При переходе к наблюдениям WalkAway появляется проблема определения годографов падающих и отраженных волн. Если первое вступление падающей волны можно определить, используя программы прослеживания, то кратные падающие волны и отраженные волны нельзя проследить даже для наблюдений с высоким отношением сигнал/шум. Таким образом первой проблемой разделения волновых полей WalkAway является параметризация годографов разделяемых волновых полей. Второй проблемой можно считать изменение амплитуд волновых полей в зависимости от положения пункта взрыва и пункта регистрации в скважине.

На практике известно много методов и коммерческих программ, реализующих различные алгоритмы многомерной фильтрации данных. Большинство подходов основано на классических принципах многомерной фильтрации или использовании преобразовании Радона (( $t, r$ ) преобразование (Тэтэм 1984)). Существенное улучшение фильтрации может быть достигнуто за счет использования алгоритмов, рассчитывающих вклад отдельных компонент из области спектра прямого преобразования Радона в общее волновое поле (Harlan et al. 1984, Нахамкин 1977, Троян 1982, Blias 2007). Если параметры разделяемых сигналов и помех достаточно быстро изменяются, то при фильтрации приходится использовать локальные базы суммирования. Задачи фильтрации сигналов на локальных

апертурах были основой метода РНП (Напалков 1981, Local Slant Stack или Control Directional Reception в зарубежных статьях). Для того, чтобы учесть изменение амплитуды сигнала вдоль годографа можно воспользоваться понятием квазирегулярной модели (Нахамкин 1977). Использование модели сейсмического сигнала с переменной амплитудой имеет преимущества при выделении отдельных компонент волнового поля по сравнению с обычным локальным суммированием волнового поля. Идея такого подхода заключается в замене суммирования фрагментов исходного волнового поля на аппроксимацию исходного сигнала с помощью регрессионного анализа. При случайной помехе суммирование и регрессия дают одинаковый результат оценки формы сигнала. Однако в случае закономерного изменения формы сигнала, регрессионный анализ в результате фильтрации позволяет получать оценки параметров выбранной модели изменения сейсмического сигнала (Шевченко А.А. 2018).

### **Модель сейсмического сигнала и пространственная фильтрация.**

Использование локальной апертуры для разделения волнового поля позволяет использовать достаточно простую аппроксимацию годографов. Можно считать, что годографы в зависимости от глубины регистрации имеют линейный характер, а зависимость от удаления аппроксимируется параболой. Таким образом, для обработки данных WalkAway с помощью алгоритма, основанного на локальной аппроксимации волнового поля, требуется использовать разбиение волнового поля на локальные фрагменты, выполнение на каждой локальной апертуре разделения поля и затем суммирование или наложение результатов разделения полей в исходную подборку сейсмических трасс.

На Рис.1. приведен тестовый пример создания локальных апертур для разделения волнового поля. На фрагменте А приведена схема наблюдения по технологии WalkAway. Каждому положению Пункта Взрыва (ПВ) и Пункта Приема (ПП) на схеме соответствует одна точка с координатой выноса ПВ относительно скважины (Offset X (м)) и глубиной расположения приемника в скважине (Depth (м)). Различными цветами обозначены точки, относящиеся к различным положениям локальной базы анализа. Так как базы анализа перекрываются, то на рисунке квадратные базы видны в виде ступенек различного цвета. Размер базы анализа :13 приемников по глубине регистрации и 1000 метров по положению пункта взрыва. На фрагменте Рис.1В представлен пример расчет весов суммирования трех соседних апертур, используемых при формировании суммарного волнового поля после разделения. После разделения волнового поля на каждой апертуре суммирование результатов трасс происходит с весом, рассчитанным на основе информации о количестве трасс суммирования и расстоянии каждой трассы от центра апертуры суммирования. Такой алгоритм восстановления в результате позволяет получить гладкое изменение волнового поля после разделения.

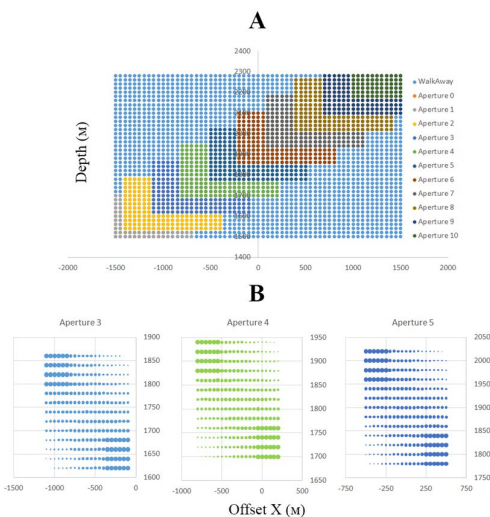


Рис.1. Пример формирования базы из сейсмических трасс из наблюдения WalkAway для алгоритма разделения полей. А- система наблюдения WalkAway и расположения набора апертур, выбираемых для локального разделения полей. Б – Расположения трасс в локальной апертуре.

Размер маркера трассы показывает вес сейсмической трассы, определяемый с учетом кратности попадания трассы в апертуру разделения и расстояния трассы от центра апертуры. На Рис.2 приведен пример работы программы разделения волновых полей WalkAway. Алгоритм локальной фильтрации волнового поля (Шевченко 2018), реализованный в программе, позволил подавить обменную волну. Сдвиг локальной апертуры суммирования дал возможность учесть параметры разделяемых волн.

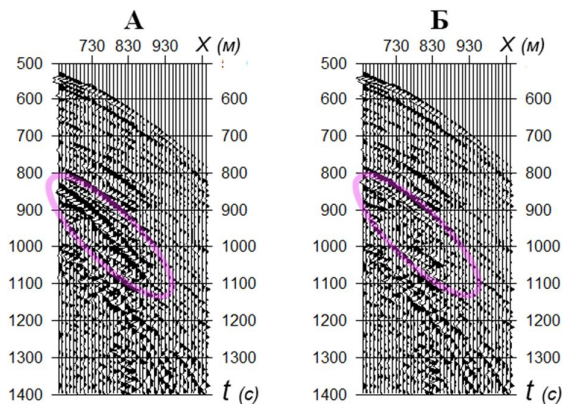


Рис 2. Подавление волны помехи на сейсмограмме ОПП скважинной системы наблюдения Walkaway. А – фрагмент сейсмограммы ОПП. Овалом отмечена волна помехи, предположительно обменная волна. Б – фрагмент сейсмограммы ОПП после подавления помехи.

## Выводы

Предложенный алгоритм разделения волновых полей при наблюдениях WalkAway использует локальную аппроксимацию волнового поля, что позволяет строить алгоритм разделения полей на основе преобразования Радона с хорошим совпадением направлений суммирования и годографов волн. Применение локальной

базы разделения, учитывающей возможность перекрытия соседних баз анализа позволяет учитывать изменение модели каждой компоненты волнового поля, выделяемой при работе программы. Использование специального преобразования Радона вместо жесткого задания формы годографа позволяет скомпенсировать неточности определения кинематики разделяемых волн.

#### Список литературы

1. Тэтэм Р.Х. Многомерная фильтрация сейсмических данных. ТИИЭР: Пер. с англ., 1984, т.72, №10, с.147-160.
2. Напалков Ю.В. Сердобольский Л.А., Основы теории интерференционных систем в сейсморазведке. Часть 1. Теория волновой фильтрации. М. 1981.
3. Нахамкин С.А. Интерференционные преобразования сейсмических полей. В кн: Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. Вып. XVII., Л., Наука 1977. с 5-134.
4. Троян В.Н. Статистические методы обработки сейсмической информации при исследовании сложных сред. М., Недра, 1982.
5. Шевченко А.А. Разделение волновых полей в методе ВСП с учетом изменения амплитуды сейсмического сигнала. Тезисы докладов конференции Geosciences Eurasia Conference and Exhibition, Москва, 2018
6. Blias E. 2007. VSP wavefield separation: Wave-by-wave optimization approach. Geophysics, **72**, p.T47–T55
7. Harlan W.S., Claerbout J.F., Rocca F., 1984. Signal/noise separation and velocity estimation. Geophysics, **49**, p.1869-1880

**Multidimensional filtering and separation of waves on the data recorded by the Walkaway method.**

Tcherkashnev S.A. ASTO Geophysical, Shevchenko A.A. "PetroTrace"

Multidimensional data filtration programs developed for standard 2D and 3D seismic surveys can be used in VSP wave field processing technology. The most technologically advanced are FK filtering programs and programs based on the Radon transform. A significant advantage of borehole observations is the high signal-to-noise ratio and the ability to measure the hodographs of incident and sometimes reflected waves from the observed data. This makes it possible to use adaptive procedures based on known hodographs of various types of waves. When observing using the Walkaway VSP, picking of reflected waves is almost impossible, and downgoing waves picking is often associated with the problem of interference of incident waves with refracted ones. The paper considers the issue of constructing multidimensional filters that use a priori information about the observed hodographs, assuming that the wave picking is not always accurate. The use of local Radon transforms allows the adaptation of inaccurate data to the observed fields. For materials registered using the Walkaway method, the construction of filters is performed on a spatial basis in two coordinates (SP and RP). Examples of the separation of downgoing, reflected and converted waves are given.

## *Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.*

**С.И. Александров, д.ф.-м.н., акад. РАН, ООО «Викосейс», зам. ген. директора по науке**

**В.А. Мишин, к.т.н., ООО «Викосейс», ген. директор**

Рост мирового спроса на энергоресурсы побуждает нефтегазодобывающие компании применять методы добычи с увеличением нефтеотдачи пластов, в частности, интенсификацию добычи методом гидроразрыва пласта (ГРП). Эффективность работ ГРП, с точки зрения обеспечения высокого выхода продукции, напрямую зависит от соответствия фактической геометрии трещинной зоны проектному дизайну, а также от возможных рисков возникновения негативных сценариев выполнения ГРП. Поэтому возникает необходимость осуществлять комплекс работ по мониторингу процессов образования гидравлических разрывов [6, 7].

### О микросейсмической технологии

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля ГРП, наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга. Микросейсмика обладает определенными преимуществами, заключающимися в высокой надежности определения искомым параметров трещин, позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D изображения в процессе образования и развития разрыва. Поэтому работы по микросейсмическому мониторингу ГРП являются актуальными.

Суть рассматриваемого метода заключается в регистрации сейсмоэмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. Технология основана на использовании специальных средств: методики непрерывных наблюдений, оборудования и программного обеспечения. В мировой практике, она успешно применяется более 20 лет, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов [10].

Для регистрации глубинного микросейсмического излучения используются как скважинные, так и поверхностные наблюдения [1, 4]. В последнее время в мировой практике наибольшее распространение получили наземные наблюдения с использованием площадных сейсмических расстановок [8], оптимальные по соотношению «цена-качество». Такие системы наблюдений были использованы при мониторинге ГРП коллекторов углеводородов верхне-неокомского комплекса, ачимовских и баженовских коллекторов на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Общая схема наблюдений на примере многостадийного ГРП в горизонтальной скважине приведена на **рис.1**, где показаны расположение скважины ГРП, зоны гидроразрыва и радиальная поверхностная сейсмическая расстановка. В зонах образования трещин ГРП показаны рои микросейсмических источников, инициированных возникновением разрыва и отражающих происходящие деформационные процессы. Они представляют собой источники



сейсмической эмиссии («микросейсмических тресков») в зонах воздействия на пласт. Эмиссия вызвана изменением энергетического баланса вследствие изменения напряженно-деформированного состояния пород при образовании разрыва. Рои микросейсмических источников фактически показывают объем и площадь зон дренирования.

Для обнаружения и локализации источников глубинного микросейсмического излучения применяется специальное программное обеспечение, разработанное на основе алгоритмов т.н. «семблансной» фокусировки волнового поля и усовершенствованных робастных алгоритмов обнаружения слабых сигналов на фоне интенсивных помех [5].

#### Особенности применяемых алгоритмов обработки данных

В отличие от отечественных и зарубежных аналогов разработанная технология мониторинга имеет следующие особенности, позволяющие существенно повысить эффективность данной методики:

- ✓ Возможность выбора оптимальной системы наблюдений и оценки влияния основных источников помех при помощи микросейсмического моделирования;
- ✓ Автокоррекция условий приема при помощи оптимального подбора весовых коэффициентов для приборов сейсмической сети при накапливании сигналов;
- ✓ Увеличение достоверности результатов за счет применения алгоритмов максимизации отношения сигнал/помеха;
- ✓ Применение усовершенствованных помехоустойчивых алгоритмов обнаружения слабых микросейсмических событий на фоне интенсивных нерегулярных помех;
- ✓ Возможность одновременного определения координат и динамических характеристик источников, характеристик достоверности, уточнение скоростного закона, а также оценка распределения осей горизонтальных стрессов в окрестности зоны ГРП;
- ✓ Отбраковка ложных (мнимых) источников;
- ✓ Применение независимых моделей источников микросейсмического излучения (точечные источники, дипольные источники и др.);
- ✓ Усовершенствованная методика интерпретации, позволяющая повысить точность определения простирания и размеров трещины ГРП;
- ✓ Возможность анализа гидродинамических параметров *in situ*;
- ✓ Построение 3D изображений трещины ГРП на основе усовершенствованных алгоритмов сейсмоэмиссионной томографии.

#### Основные задачи по оценке технологических рисков

Достигнутый объем обработок скважин методом ГРП на месторождениях Западной Сибири свидетельствует о его интенсивном промышленном применении. Однако наряду с очевидным эффектом имеются и примеры неуспешности применения метода. Под этим понимаются аварийные «стопы», обводнение пластов, отсутствие увеличения притоков пластовых флюидов, снижение добычи и др. В связи с этим ставятся следующие задачи мониторинга технологических рисков ГРП:

- выявление несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещины, в т.ч. обнаружение асимметрии разрыва;

- прогноз негативного сценария распространения трещины за пределы целевого пласта, в т.ч. в область водонасыщенных горизонтов;
- анализ особенностей развития деформационного процесса с целью оценки возможных причин преждевременных остановок закачки («стопов»).

На **рис.2** показан результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе». В данном случае при проведении основного ГРП на стадии продавки был получен резкий рост устьевого давления, приведший к автоматической остановке насосов. Всего было продавлено 40% жидкости и около 60% проппанта из запланированных по программе объемов. На приведенной иллюстрации проявляется сразу несколько аномальных особенностей, выявленных при мониторинге: сильный асимметричный «выброс» эмиссионной активности в районе кровли пласта при остановке общего роста трещины в длину, рост по высоте, а также проникновение в нижележащий водонасыщенный слой. Характер сейсмоэмиссионной активности указывает на то, что нижняя часть трещины оказалась преждевременно упакована («забита» проппантом), а верхняя – открыта, куда и устремился основной поток материалов.

#### Оценка геометрии и фильтрационных свойств

В качестве одной из основных задач мониторинга является контроль неоднородности зон транспорта проппанта. Иллюстрация по локализации таких зон приведена на **рис.3** (показана на фоне проектной геометрии трещины ГРП). Локализация выполняется по источникам, имеющим характер «сейсмического крипа», на этапе закачки проппанта. Из приведенного характерного примера видно, что фактическая длина закрепленной трещины на ~45% меньше, чем длина по дизайну ГРП; несмотря на кажущееся отсутствие асимметрии, основная масса проппанта сконцентрировалась в одном из крыльев трещины.

Успехи применения технологии микросейсмического мониторинга связаны с возможностью 3D анализа фильтрационных свойств трещинных зон ГРП *in situ* посредством реконструкции тензора проницаемости - одного из фундаментальных гидродинамических параметров [12, 11].

Тензор проницаемости определяется на основе модели релаксации порового давления по динамике объемного фронта сейсмической эмиссии. Пример его определения при помощи микросейсмике представлен на **рис.4** (показана реконструкция тензора в узлах, где присутствовали микросейсмические источники). Изображение показывает простирающие и расположение областей с аномальной проницаемостью трещинной зоны.

#### Оценка качества работ ГРП

Диаграмма по оценке качества работ ГРП, выполненных в 2012-2017 г.г. для группы нефтегазоконденсатных месторождений в Западной Сибири, приведена на **рис.5**. Как видно, совпадение фактических размеров трещин с дизайном ГРП наблюдается примерно только в половине случаев.

Несоответствие фактических размеров трещины ГРП и запланированных по дизайну (сужение гидродинамической ширины) приводит к снижению эффективности операций ГРП, и как следствие, к менее эффективной разработке участка месторождения.

Асимметрия не учитывается современными моделями дизайна, однако она оказывает существенное влияние на характер установления гидродинамической связи с соседними скважинами. Следовательно, ее своевременное выявление является одним из принципиальных факторов для оптимизации разработки месторождения.

Основной причиной преждевременных остановок закачек является прорыв трещин ГРП в выше- и нижележащие горизонты с неконтролируемым ростом по высоте, что, в свою очередь приводит к резкому сужению гидравлической ширины трещин в прискважинной зоне пласта и невозможности дальнейшей транспортировки пропанта в трещину. Очевидно, что размещение пропанта вне продуктивной зоны при росте трещины, а также его недозакачка из-за преждевременной остановки снижают продуктивность гидроразрыва.

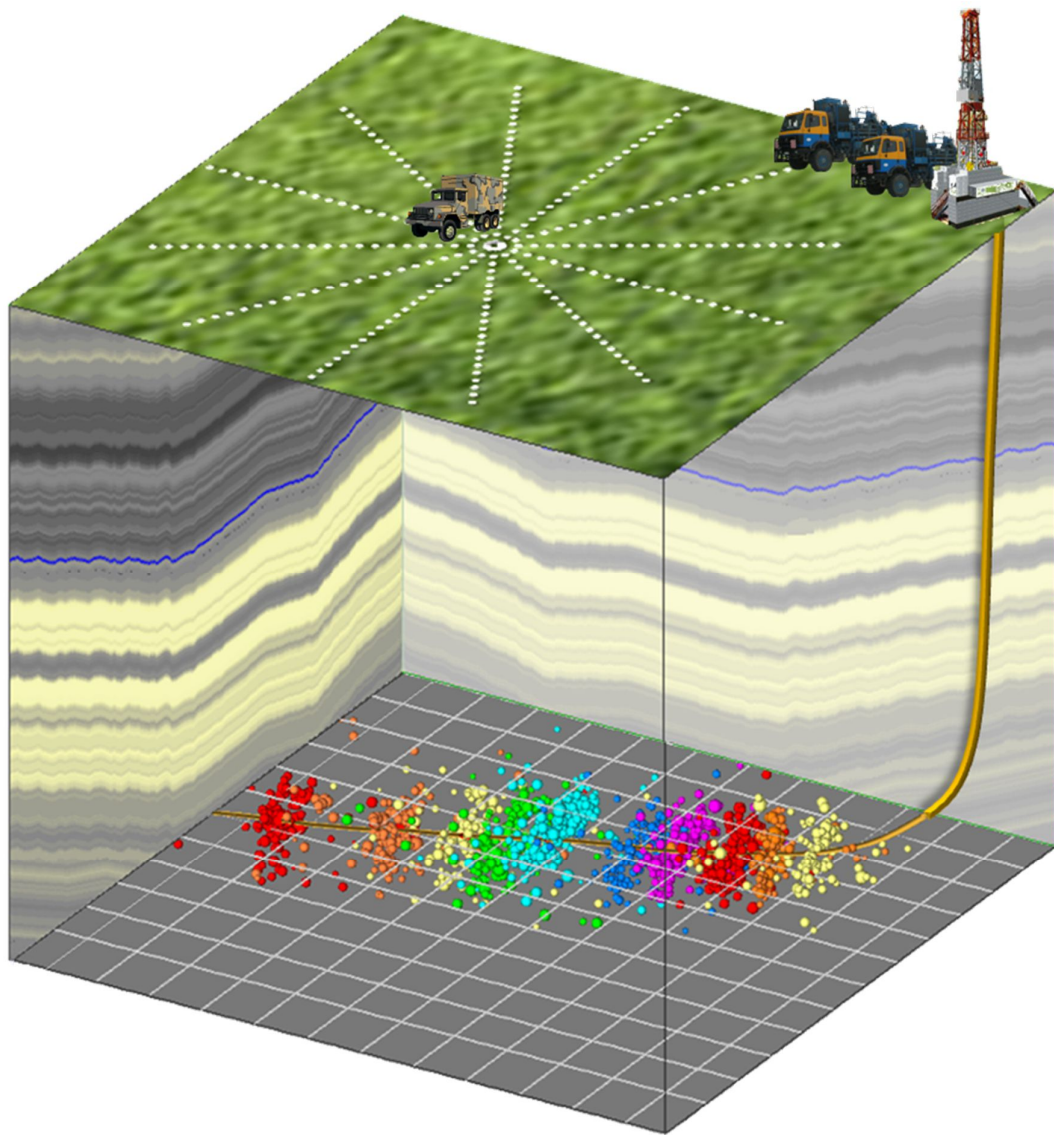
## Выводы

Мониторинг помогает выполнить диагностику аварийных сценариев завершения ГРП и качества выполненных работ ГРП. Операции ГРП обычно базируются на определенных типовых технологиях обработки без детального учета индивидуальных особенностей пласта, и одной из основных причин возникновения «стопов» является недостаточно качественное вторичное вскрытие продуктивного пласта, особенно распространенное при «агрессивном» дизайне ГРП [9]. Количество подобных осложнений при проведении ГРП составляет до 12-15%. Кроме того, предварительно выполняемый мини-ГРП позволяет получить достоверную информацию лишь о небольшом участке пласта, вскрытого трещиной, поэтому в водонефтяных зонах риск возникновения гидравлической связи трещины с водонасыщенными горизонтами остается достаточно высоким, что, при отсутствии должного контроля, при вскрытии большего интервала «вслепую», может привести к росту обводненности продукции.

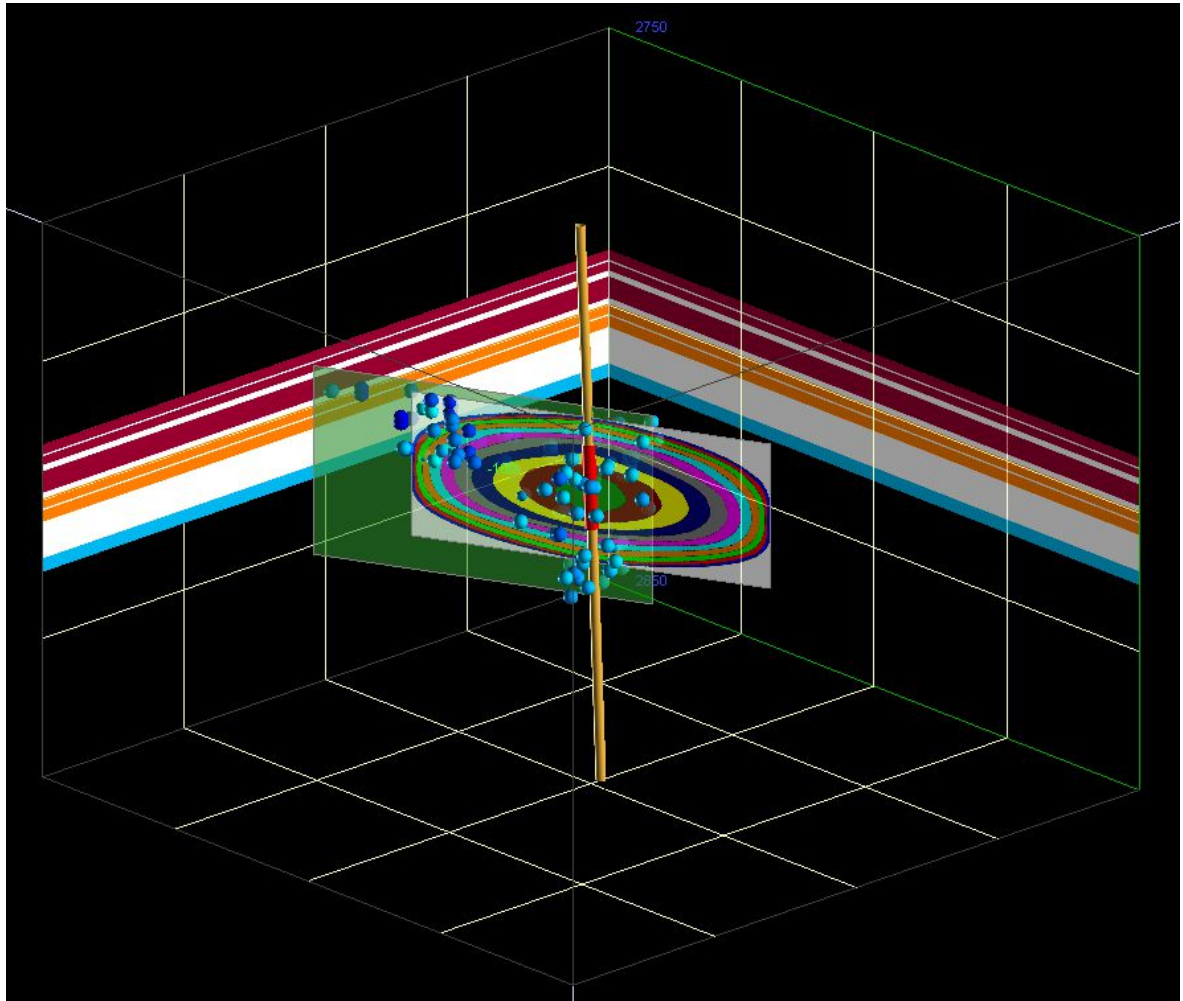
Микросейсмическая технология помогает «увидеть» деформационные процессы, происходящие в околоскважинном пространстве во время стимуляции коллектора, экстраполировать результат на будущие ГРП, что особенно важно для современных многостадийных ГРП. К успехам микросейсмического мониторинга также следует отнести возможность получения необходимых дополнительных данных для уточнения геомеханической модели с целью прогноза эффективности и оптимизации разработки месторождения. Такой подход делает работы по мониторингу рентабельными, обеспечивая строгую документальную основу для проектирования рациональной схемы разработки месторождений.

## Литература

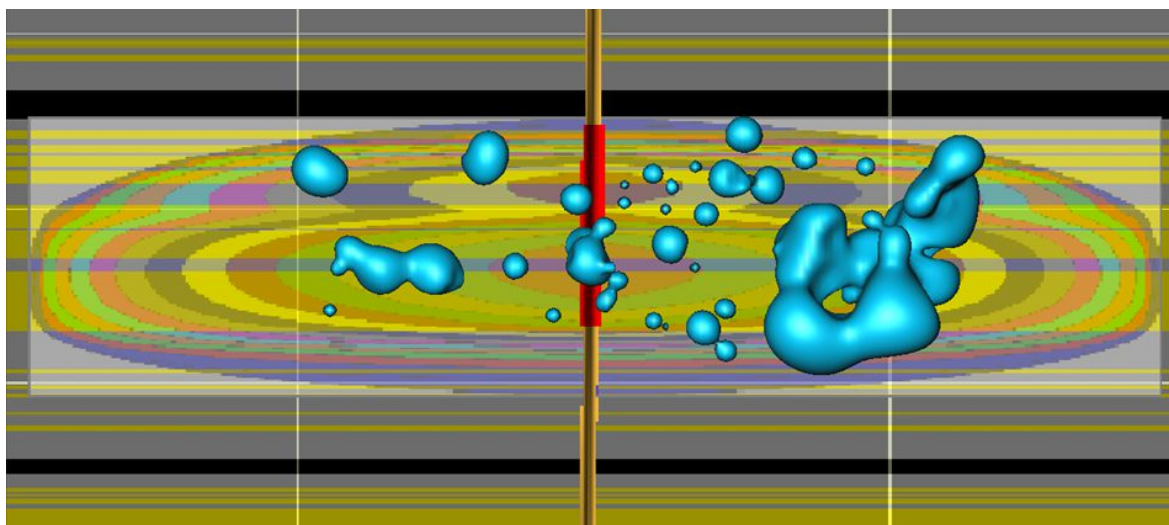
1. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха // Геофизика. 2010. №1. С.23-28.
2. Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И. Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества ГРП // Приборы и системы разведочной геофизики, №1(55), 2016, С.32- 36.
3. Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И. Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта // Экспозиция Нефть и Газ. №6(45), 2015. С.58-63.
4. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Микросейсмический мониторинг гидравлического разрыва пласта: «скважина» vs «поверхность». XII ежегодная международная конференция ЕАГО-EAGE-ИФЗ «Гальперинские чтения 2012»: «Инновационные технологии и актуальные исследования в нефтяной геофизике», тезисы докладов. Москва, ЦГЭ 30 октября - 2 ноября 2012.
5. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП // Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. Т. 39. №1. С.58-61.
6. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Применение пассивного сейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП. «4-ая Международная конференция по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли ЭНЕРКОН-2013», тезисы докладов. Москва, 26-28 июня 2013.
7. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП. XIII ежегодная международная конференция ЕАГО-EAGE-ЦГЭ-ИФЗ «Гальперинские чтения 2013»: «Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике», тезисы докладов. Москва, ЦГЭ, 29 октября - 1 ноября 2013.
8. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // Технологии сейсморазведки. 2012. № 1. С. 63–66.
9. Хайдар А.М., Борисов Г.А., Горин А.Н., Латыпов И.Д. Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов // Нефтяное хозяйство. 2008. №11. С. 38-41.
10. Maxwell, S.C. and Urbancic, T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field // The Leading Edge, 2001, issue 6, pp. 636-639.
11. Shapiro, S. A., C. Dinske, and E. Rothert. Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds // Geophysical Research Letters, 2006, issue 33, L14312.
12. Shapiro, S., E. Rothert, V. Rath, and J. Rindschwentner. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity // Geophysics, 2002, issue 67, pp 212–220.



**Рис.1.** Схема наблюдений наземного микросейсмического мониторинга многостадийного ГРП в горизонтальной скважине.

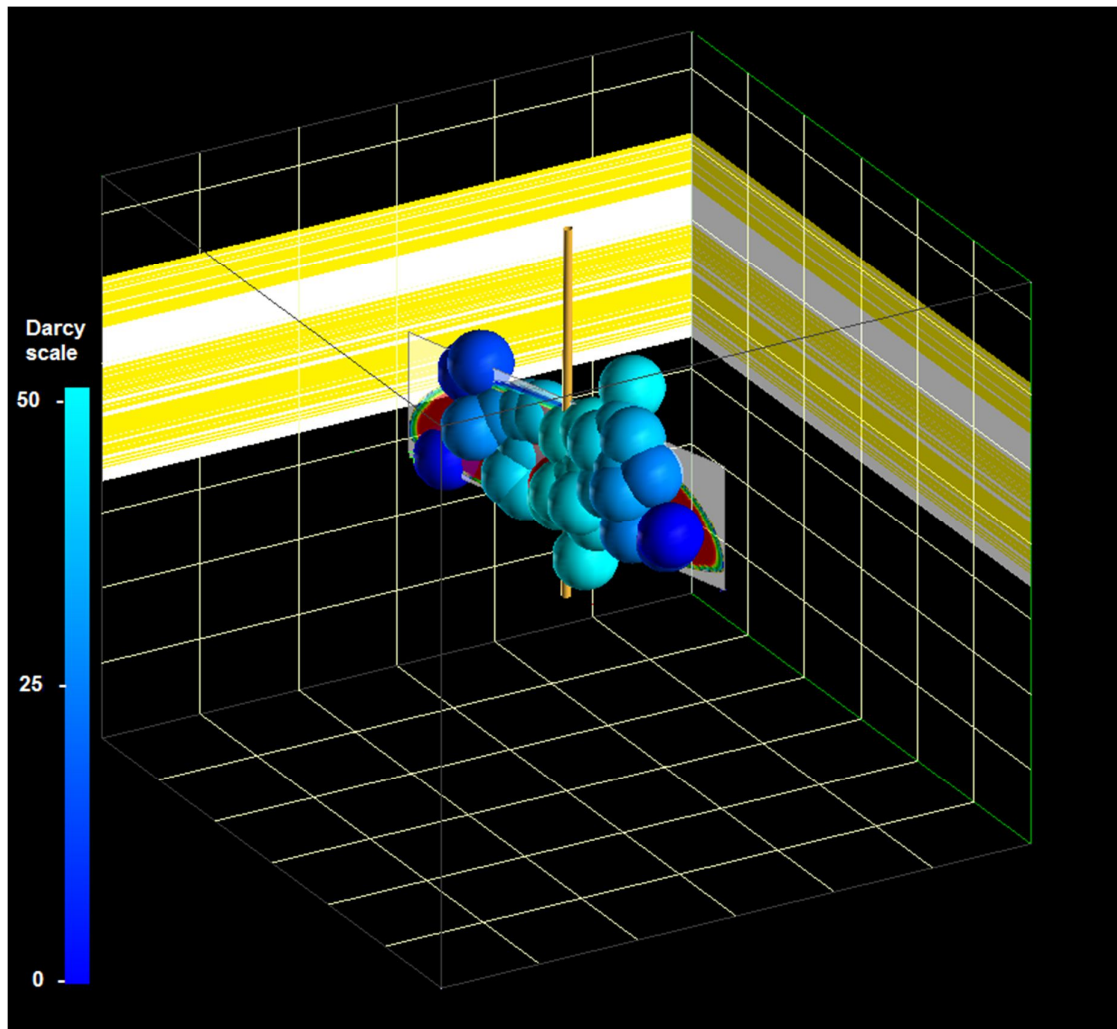


**Рис.2.** Результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе», демонстрирующий размещение пропанта вне продуктивной зоны и неконтролируемый рост трещины по высоте в область водонасыщенного горизонта (нефтяные коллекторы отмечены коричневым и оранжевым цветом, водонасыщенный пласт – синим цветом).



**Рис.3.** Определение неоднородности зон транспорта пропанта на фоне проектной геометрии трещины ГРП.





**Рис.4.** Реконструкция тензора проницаемости трещины ГРП (слева показана шкала проницаемости в ед. Дарси; газовые коллекторы ачимовских отложений показаны желтым цветом).



**Рис.5.** Диаграмма качества работ ГРП, выполненных в 2012-2017 г.г. для группы нефтегазоконденсатных месторождений в Западной Сибири.

## **Hydraulic fracture microseismic monitoring in the West Siberia oilfields.**

**S.I. Alexandrov**, *Dr. of sciences, academician of Russian Academy of Natural Sciences, Vicosseis LLC, Deputy director*

**V.A. Mishin**, *PhD, Vicosseis LLC, General director*

### **Keywords**

reservoir hydrofracturing, hydrofrac geometry diagnostic visualization, hydrofracturing technological risks, microseismic monitoring, filtration quality analysis.

### **Abstract**

The success of the companies Gazprom georesurs LLC and Vicosseis LLC on the joint application of the innovative technology of microseismic monitoring of hydraulic fracturing is considered on the basis of experience accumulated in oil-and-gas-condensate fields of Western Siberia. It gives an overview of the main advantages of the technology used to solve a number of actual problems of determining the direction of strike and the geometry of technogenic fracture zones, three-dimensional analysis of drainage zone and filtration regime, and monitoring of the quality of hydraulic fracturing work.

# *Наблюдение расщепления поперечных волн при скважинном микросейсмическом мониторинге*

**Яскевич Сергей Владимирович<sup>1,2</sup>, Дучков Антон Альбертович<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *Новосибирский Государственный Университет*

<sup>2</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск*

## **Введение**

Гидроразрыв пласта – важная технология интенсификации притока флюида в добывающую скважину. Одной из наиболее достоверных технологий оценки геометрии образующейся при ГРП трещины считается скважинный микросейсмический мониторинг. Он основан на регистрации волн, распространяющихся из источников эмиссии – очагов слабых землетрясений, оконтуривающих магистральную трещину ГРП. Путем обработки записей сейсмических волн локализуются очаги микро-землетрясений и оценивается геометрия трещины гидроразрыва. Сегодня технология скважинного микросейсмического мониторинга часто применяется за рубежом (Rutledge and Phillips, 2003), также встречаются работы в России (Конопелько и др. 2015). Наряду со скважинными системами наблюдения, в особенности для неглубоких месторождений, часто применяются методы наземного микросейсмического мониторинга.

В идеальном случае оптимальность дизайна системы наблюдений в скважинном микросейсмическом мониторинге определяется инженерной задачей (Maxwell, 2014), поставленной разработчиками. В реальности, часто применяются такие системы - которые доступны географически, в таких условиях задачей часто являются достаточно абстрактные интересы. В России чаще всего применяется система из восьми сейсмоприемников в вертикальной скважине, известен эксперимент, когда применялись одновременно две расстановки (Конопелько и др. 2015). При этом длина расстановки обычно составляет приблизительно 200м, за рубежом такие расстановки чаще всего применялись в разных работах, сейчас чаще применяются расстановки длиной 350-400м, включающие в себя 12 -16 сейсмоприемников (Grechka et. al, 2017). Иногда применяются скважинные системы наблюдений, включающие несколько наблюдательных скважин.

Обработка данных, как важный этап, включает в себя построение скоростной модели. С одной стороны, применение ограниченных систем наблюдений не всегда позволяет построить достоверную скоростную модель, с другой стороны, даже в неправильной скоростной модели можно получить достаточно точные локации привязавшись к локациям перфорационных событий. Было показано, что построение анизотропной скоростной модели может значительно повлиять на локализацию микросейсмических событий (Grechka et. al, 2014). В данной работе мы рассмотрим примеры расщепления поперечных волн на Российских объектах, а проанализируем возможность калибровки анизотропной скоростной модели в рамках применяемых систем наблюдений

## **Описание метода локализации**

В работе рассматривается обратная кинематическая задача подбора времен вступления прямых продольной (P-) и поперечных (S1, S2-) волн. Вектор данных состоит из наблюдаемых времен прихода прямых волн  $\{t_{Qer}^{obs}\}$ , где Q обозначает тип волны (P, S1 или

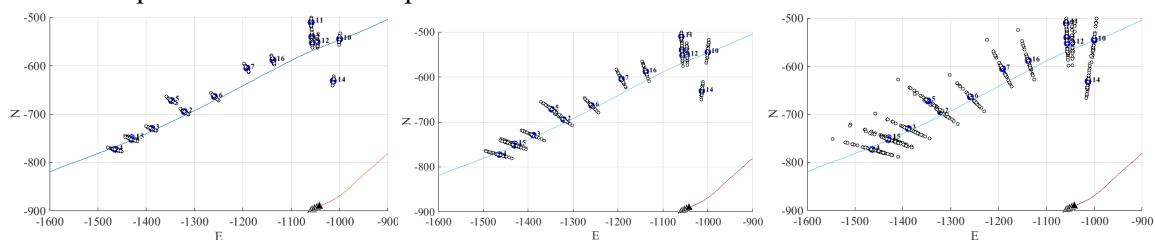
S2), пришедшей в  $r$ -й приемник для  $e$ -го микросейсмического события. Искомый вектор параметров модели имеет вид:  $\mathbf{m} \equiv [\mathbf{c}_l, \mathbf{x}_e, \tau_e, \tau_p]$ , где  $\mathbf{c}_l = \{Vp0, Vs0, \varepsilon, \delta, \gamma\}$  для  $l$ -го слоя ( $l = 1, \dots, N_l$ ),  $N_l$  – количество слоев,  $(\mathbf{x}_e, \tau_e)$  – координаты гипоцентра и время возникновения соответственно для  $e$ -го микросейсмического события ( $e = 1, \dots, N_e$ ),  $N_e$  – количество событий. Для перфорационных событий (или событий типа падение шара) только  $\tau_p$  (момент срабатывания) считается неизвестным, а остальные параметры известны. Положение горизонтальных границ между слоями считается известным и фиксированным.

Прямая задача состоит в расчете времен прихода волн  $\{t_{Qer}^{syn}(\mathbf{m})\}$  для заданной модели  $\mathbf{m}$  с использованием алгоритма лучевого трассирования для слоисто-однородных анизотропных сред. Обратная задача определения вектора параметров модели формулируется, как минимизация функционала невязки между наблюдаемыми и расчетными временами прихода волн:

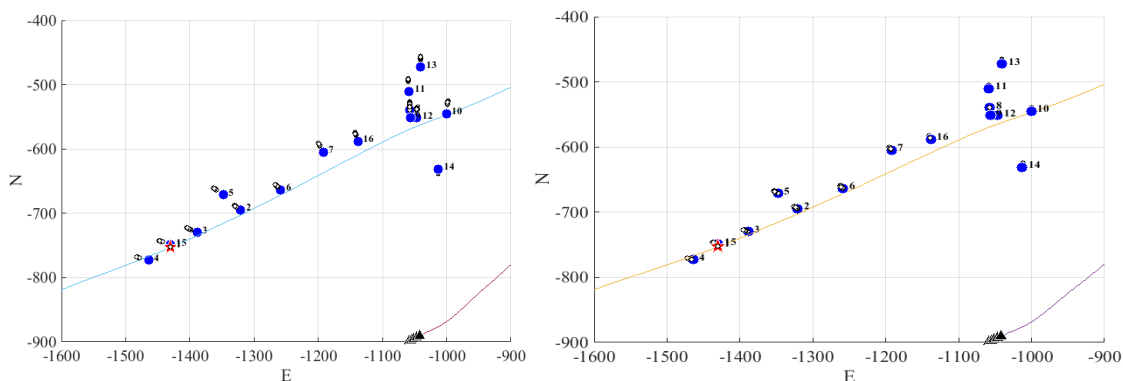
$$L(\mathbf{m}) = \sum_{Q,e,r} (t_{Qer}^{obs} - t_{Qer}^{syn}(\mathbf{m}))^2 \rightarrow \min.$$

### Результаты моделирования

Моделирование выполнялось в рамках тестовой модели  $\{Vp0=3.8 \text{ km/s}, Vs0=2.0 \text{ km/s}, \varepsilon=0.3, \delta=0.15, \gamma=0.1\}$ . Рассматривалось два сценария: присутствие и отсутствие событий с известными координатами. Внутри каждого из сценариев рассматривались результаты локализации гипоцентров с использованием изотропной и анизотропной модели среды. В отсутствие перфораций результаты инверсии в анизотропной модели среды приведены на Рис 1. Наибольшая точность локации достигается при использовании всех типов волн, наименьшая при использовании пары P-SH.

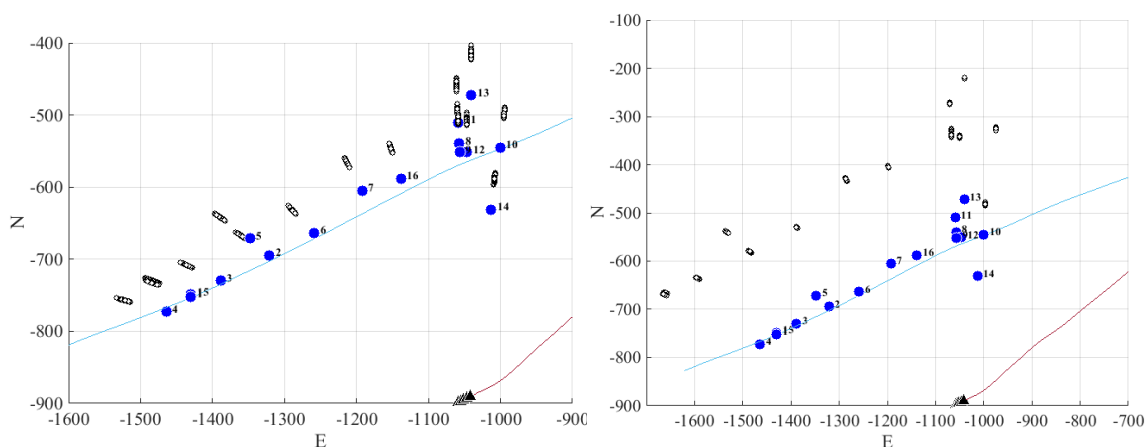


**Рисунок 1.** Результаты локализации гипоцентров в анизотропной модели с использованием P-SH-SV волн, P-SV волн, P-SH волн (слева-направо). Треугольники – положения сейсмоприемников, синие маркеры – действительные положения событий, маленькие черные маркеры – результаты инверсии зашумленных данных. По осям – метры.



**Рисунок 2.** Результаты локализации гипоцентров в изотропной модели с использованием P-SV волн, P-SH волн (слева-направо). Звездочкой показано событие с известными координатами.

На рисунках 2, 3 приведены результаты локаций с использованием изотропной модели среды в условиях присутствия и отсутствия перфораций. Результаты инверсии в анизотропной модели среды в присутствии перфораций не приведены так как в точности соответствуют действительным положениям гипоцентров.



**Рисунок 3.** Результаты локализации гипоцентров в изотропной модели с использованием P-SV волн, P-SH волн (слева-направо) в условиях отсутствия перфораций. Звездочкой показано событие с известными координатами.

### Выводы

В рамках данной работы мы проанализировали примеры расщепления поперечных волн, встречающиеся на Российских объектах, и проанализировали влияние не учёта анизотропии.

В случае наличия в данных P-, SV- волн наблюдаются значительные погрешности при использовании изотропной модели среды. Инверсия в условиях анизотропной модели позволяет получить достаточно точные локализации гипоцентров, возможно определение анизотропных параметров среды ( $\epsilon$ ,  $\delta$ ) даже в отсутствии перфорационных событий.

В случае наличия в данных P-, SH- волн, в отсутствии данных от перфорационных событий, локации микросейсмических событий также смещены относительно действительных при наличии данных от перфораций значительных погрешностей в локации при использовании изотропной модели среды не наблюдаются (для заданной модели среды). Инверсия в условиях анизотропной модели позволяет получить достаточно точные локализации гипоцентров только при наличии событий с известными координатами.

### Литература

1. Grechka, V., and S. Yaskevich, 2014, Azimuthal anisotropy in microseismic monitoring: A bakken case study: GEOPHYSICS, 79, KS1–KS12.
2. Grechka, V., Li, Z., Howell, B., Garcia, H., & Wooltorton, T. (2018). Microseismic imaging of unconventional reservoirs. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 2018 (pp. 3007-3011). Society of Exploration Geophysicists.
3. Maxwell S. Microseismic imaging of hydraulic fracturing: Improved engineering of unconventional shale reservoirs. – Society of Exploration Geophysicists, 2014.
4. Rutledge, J. T., and W. S. Phillips, 2003, Hydraulic stimulation of natural fractures as revealed by induced microearthquakes, carthage cotton valley gas field, east texas: Geophysics, 68, 441–452
5. Конопелько, А., Суковатый, А., Митин, А., & Рубцова, А. (2015). Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта в условиях сложнопостроенных

коллекторов Волго-Уральского региона России. SPE 176710-RU//Society of Petroleum Engineers.



## **Observation of shear wave splitting during downhole microseismic monitoring**

**Yaskevich Sergey Vladimirovich<sup>1,2</sup>, Duchkov Anton Albertovich<sup>1,2</sup>**

*1 - Novosibirsk State University*

*2 - Institute of Petroleum Geology and Geophysics. A.A. Trofimuka SB RAS, Novosibirsk*

Hydraulic fracturing is a technology aimed at the intensification of fluid flow into the production well. One of the most reliable technologies for estimating the geometry of a fracture during hydraulic fracturing is considered to be downhole microseismic monitoring. It is based on the registration of waves propagating from weak sources - locations of weak earthquakes, outlining the main fracture of the hydraulic fracturing. By processing of the records of seismic waves, the hypocenters of micro-earthquakes are localized and the fracture geometry is estimated. In Russia, a systems of eight seismic receivers in a vertical well are used, an experiment is known when two recording wells were used simultaneously. At the same time, the length of the acquisition is usually approximately 200m, abroad such acquisitions were used in different works; nowadays, acquisitions of 350-400m in length are used more often, including 12 -16 seismic receivers. Data processing, as an important step, includes the construction of a velocity model. The use of limited observing systems does not always allow us to build a reliable velocity model, on the other hand, even in the wrong velocity model, we can obtain fairly accurate locations by attaching to locations of perforation events. It was shown that the construction of an anisotropic velocity model can significantly affect the localization of microseismic events. In this paper, we consider examples of shear wave splitting at Russian objects, and analyze the possibility of calibrating the anisotropic velocity model within the framework of the applied observation systems.

# *Ускорение процедур обработки данных поверхностного микросейсмического мониторинга с использованием нейронных сетей*

**Грубась Серафим Игоревич<sup>12</sup>, Логинов Георгий Николаевич<sup>12</sup>,  
Дучков Антон Альбертович<sup>12</sup>**

<sup>1</sup> Новосибирский Государственный Университет

<sup>2</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН,  
Новосибирск

## **Введение**

Микросейсмический мониторинг является разделом пассивного сейсмического мониторинга и направлен на изучение слабой (с магнитудой от -3 до -1) техногенной и естественной сейсмичности [Duncan, 2005]. Этот метод может быть использован для изучения сейсмически активных регионов, зданий и сооружений, месторождений углеводородов, отдельных технологических операций в ходе добычи твердых полезных ископаемых, с целью обеспечения безопасности проведения горных работ.

Обработка данных мониторинга заключается в инверсии кинематических и динамических характеристик волнового поля. Процедуры инверсии времен вступлений позволяют локализовать событие в пространстве и определить время его возникновения. Инверсия динамических характеристик дает понимание механизма очага упругих колебаний.

В работе рассматривается миграционный подход к обработке данных, где для задачи определения гипоцентров в рамках поверхностного микросейсмического мониторинга требуется многократно рассчитывать времена пробега волн в заданной модели среды [Brandsberg-Dahl и др., 2009, Loginov, 2015]. Использование детальных скоростных моделей требует значительных вычислительных ресурсов, а использование упрощенных моделей может приводить к существенным ошибкам в определении расположения гипоцентров [Yaskevich, 2016]. В связи с этим, целью данной работы является разработка подходов для ускорения процедур обработки данных.

## **Методы**

Нейронные сети представляют собой гибкий инструмент, актуальный для задач различного типа [Рашка, 2017]. Существует множество различных архитектур нейронных сетей, каждая из которых предназначена для определенного класса задач. Согласно универсальной теореме аппроксимации [Cybenko, 1989] нейронная сеть прямой связи с одним скрытым слоем может аппроксимировать любую непрерывную функцию от любого количества переменных с любой точностью. Необходимыми условиями являются оптимальное количество нейронов на скрытом слое и удачный подбор параметров сети. Поскольку задача аппроксимации времен пробега сводится к задаче регрессии, предлагается использовать нейронные сети прямой связи, которые в самом простом виде представляют собой линейную регрессию.

В число основных регулируемых параметров нейронной сети входит: признаки (независимые параметры), количество нейронов на скрытом слое, вид активационной функции, вид целевой функции (функционала невязки), метод оптимизации и др. Подбор

параметров нейронной сети осуществлялся путем сравнения невязок и анализа кривой обучения.

### Эксперимент

В данной работе приводится пример аппроксимации времен пробега прямых волн для одномерной скоростной модели среды. Времена пробега для обучения нейронной сети были рассчитаны при помощи алгоритма лучевого трассирования на основе численного решения уравнения эйконала [Никитин и др., 2015]. Шаг расчетной сетки составлял 10 м по латерали и 10 м по глубине. На рисунке 1 слева приведены значения истинной скорости в зависимости от глубины (синяя кривая) и эффективной скорости (оранжевая кривая), справа – скоростная модель среды. Мощность каждого слоя в этой модели составляет 10 м. Красными маркерами на рисунке 1 указаны приемники, а зелеными – пробные источники (узлы расчетной сетки). Область поиска микросейсмического события закрашена на модели зелеными маркерами. Для каждого узла расчетной сетки были рассчитаны времена пробега до поверхности наблюдений.

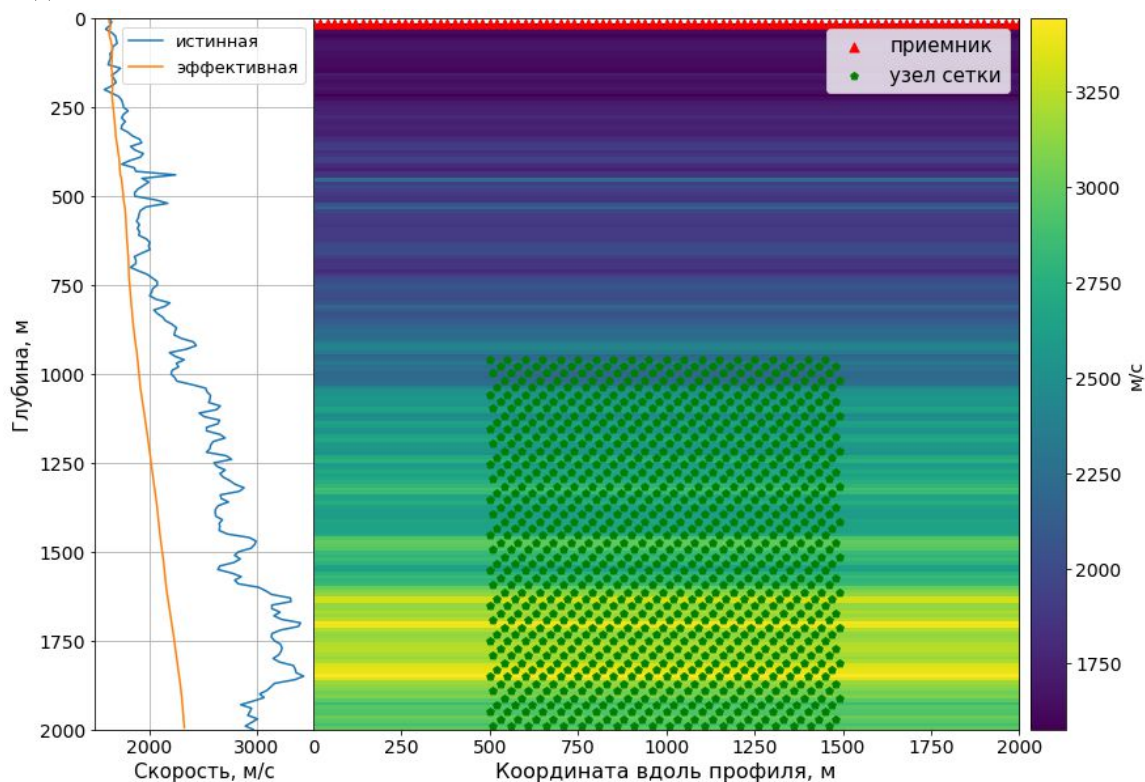


Рис 1. Слева – изменение истинной скорости с глубиной показано синей кривой, эффективная скорость – оранжевой кривой. Справа – одномерная скоростная модель среды, красные маркеры – приемники, зеленые маркеры – узлы расчетной сетки (пробные источники). Область поиска события закрашена зелеными маркерами.

Для одномерных скоростных моделей функция времени пробега от одного источника до линии приемников является симметричной относительно вертикальной оси проходящей через этот источник. Этот факт позволяет для обучения нейронной сети использовать лишь источники, расположенные на левой или правой периферии расчетной сетки в области поиска сейсмического события. Так как расчетная сетка по горизонтали составляет 1000 м и

по глубине 1000 м, то всего узлов насчитывается 10000. Если для обучения брать узлы только с периферии то их получится всего 100, что составляет лишь 1% от общего количества.

Для аппроксимации времен пробега использовалась нейронная сеть прямой связи с одним скрытым слоем (см. рис 2). В качестве независимых параметров выбраны глубина источника и расстояние между парой источник-приемник (желтым цветом). Считается, что время пробега зависит только от этих параметров. Было использовано 4 нейрона на скрытом слое (зеленым цветом). Функция активации на скрытом слое – гиперболический тангенс, т.к. обеспечивает быструю сходимость по сравнению с другими. Целевая функция – среднеквадратическая ошибка. Метод оптимизации – Adam, т.к. обеспечивает наискорейший спуск.

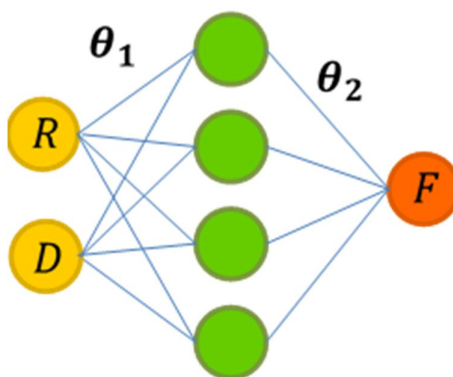


Рис 2. Архитектура нейронной сети прямой связи, использованная для аппроксимации времен пробега сейсмических волн в одномерной скоростной модели среды.

В результате, после обучения средняя абсолютная ошибка аппроксимации составила около 1 миллисекунды, что является примерно 4% от периода целевых регистрируемых сигналов.

В работе рассматривается миграционный подход к обработке данных и полученные времена по аппроксимации были использованы для задачи локализации событий с помощью когерентного суммирования, а результат был сравнен с результатом по модельным временам.

Стоит отметить то, что в одномерных средах уже существует подход для упрощения скоростной модели путем описания её с помощью эффективной скорости. Это позволяет сократить время для расчетов, но сильно уступает в точности аппроксимации. При помощи эффективных скоростей средняя абсолютная ошибка аппроксимации составила примерно 2.5 миллисекунды, что в 2.5 раза больше чем при использовании нейронной сети. Времена, полученные по аппроксимации с помощью эффективных скоростей, также были использованы для когерентного суммирования и все результаты приведены на рисунке 3.

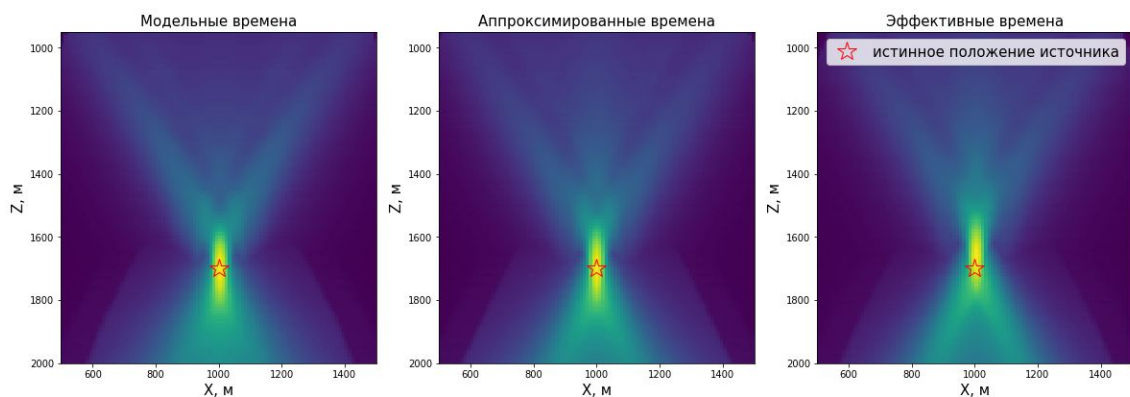


Рис 3. Результаты когерентного суммирования. Максимальное значение соответствует предполагаемому положению сейсмического источника. Слева – по модельным временам; в центре – по аппроксимированным временам, полученным нейронной сетью; справа – по аппроксимированным временам по эффективным скоростям.

Из рисунка 3 видно, что точность локализации одинаковая по модельным временам и временам, полученным с помощью нейронной сети. Однако для времен, полученных с помощью эффективной скорости, область предполагаемого расположения источника смещена вверх, что не соответствует реальному положению. Данный эксперимент демонстрирует преимущество использования нейронных сетей.

### Заключение

Искусственные нейронные сети прямой связи с одним скрытым слоем могут быть успешно использованы для задачи аппроксимации времен пробега сейсмических волн в одномерной модели среды. При этом для обучения достаточно рассчитать всего лишь 1% от всей расчетной сетки области поиска. Время для обучения нейронной сети составило несколько секунд и не вносит значимого вклада в общее время расчета. Таким образом, удалось добиться ускорения расчета времен пробега в 100 раз, при этом средняя абсолютная ошибки аппроксимации составляет всего лишь 1 мс. Такая ошибка не влияет на результат когерентного суммирования и точность локализации.

В дальнейшей работе планируется разработать оптимальные архитектуры нейронных сетей для аппроксимации времен в латерально неоднородных моделях сред. Также изучить возможности других архитектур нейронных сетей для аппроксимации времен пробега.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00412.

### Список литературы

Brandsberg-Dahl S., Chambers K., Kendall J-M., Rueda J., 2009, The detectability of microseismic events using surface arrays // Workshop on Passive Seismic, Limassol, Cyprus, 22-25 March 2009.

Duncan P. M. Is there a future for passive seismic? First Break. 2005. Т. 23 № 6.

Loginov G.N. et al. Joint processing of surface and underground microseismic monitoring data in hard mineral mining // Journal of Mining Science. 2015. V. 51. №. 5. P. 944–950.

Yaskevich S. et al. Pitfalls of microseismic data inversion in the case of strong anisotropy // Applied Geophysics. 2016. V. 13. №. 2. P. 326–332.

Рашка С. Python и машинное обучение / пер. с англ. А. В. Логунова. - М.: ДМК Пресс, 2017. - 418 с.: ил.

Sybenko, G. V. (1989). Approximation by Superpositions of a Sigmoidal function, Mathematics of Control Signals and Systems, vol. 2 no. 4 pp. 303-314.

Никитин А.А., Сердюков А.С., Дучков А.А. Параллельный алгоритм решения уравнения эйконала для трехмерных задач сейсморазведки // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. 2015. Т. 13. № 3. с. 60–69.

## **Speeding-up of data processing procedures of surface microseismic monitoring with the use of artificial neural networks**

**Serafim Grubas Igorevich<sup>1,2</sup>, Georgy Loginov Nikolaevich<sup>1,2</sup>, Anton Duchkov Albertovich<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *Novosibirsk State University*

<sup>2</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Novosibirsk*

### **Abstract**

Microseismic monitoring is a section of passive seismic monitoring and is aimed at studying the weak (with a magnitude from -3 to -1) artificial and natural seismicity. Processing the monitoring data consists of inverting the kinematic and dynamic characteristics of the wave field. Inversion procedures allow localizing an event in space, determining the time of its origin and giving an understanding of the mechanism of the source of elastic oscillations. The authors consider the migration approach to data processing, where the task of determining hypocenters within the surface microseismic monitoring requires multiple times to calculate the traveltimes of waves in a particular model of the medium. The usage of detailed velocity models requires significant computational resources, and the use of simplified models can lead to significant errors in determining the location of hypocenters. Therefore the aim of this research is to develop approaches to speed up data processing procedures with the usage of neural networks.

This paper presents an example of approximation of the traveltime of direct waves for a one-dimensional velocity model of the medium. It is proposed to use feed-forward networks with one hidden layer. The traveltimes for training the neural network were calculated using a ray tracing algorithm based on the numerical solution of the eikonal equation. Since the traveltime function is symmetrical about the vertical axis, this makes it possible to train the neural network to use only 1% of the total number of nodes of the calculation grid. As a result, we managed to speed up the time of calculation of traveltimes by 100 times, while the average absolute error is about 1 ms.

It is worth noting that for one-dimensional media there is already an approach for simplifying the velocity model by describing it using the effective velocity. Such an approximation gives an average absolute error of about 2.5 ms.

The obtained approximation traveltimes were used for the problem of localizing events using coherent summation. As a result of the comparison, it was concluded that the localization accuracy is the same for model traveltimes and traveltimes obtained by using a neural network. However, for the traveltimes obtained using the effective velocity, the region of the supposed location of the source is shifted relative to the real position. This experiment demonstrates the advantage of using neural networks.

In the future, it is planned to develop optimal neural network architectures for an approximation of traveltimes in laterally non-uniform media.



# *Оценка устойчивости определения параметров микросейсмических событий методом максимального правдоподобия в условиях неточного знания модели среды*

**Рыжов Василий Александрович<sup>1</sup>, Камиллов Марсель Робертович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ЗАО "Градиент", Казань

## **Введение**

Задача локации сейсмических событий может быть решена при условии знания скоростной модели в геологической среде. Скоростная модель, как правило, строится на основе геофизических исследований, которые имеют свои ограничения в точности и детальности построений. Детальное исследование верхней части разреза среды проводится редко. Следовательно, скоростная модель среды, соответствует реальности только в каком-то приближении. В качестве модели среды используется вязкоупругая модель, в качестве метода локации используется метод максимального правдоподобия.

В данной работе показано несколько примеров влияния неточности знания скоростной модели на результат локации сейсмических событий с дневной поверхности. Устранить негативное влияние неопределенности скоростной модели на результаты локации помогает калибровка, которая заключается в выполнении взрыва в известной точке пространства, на глубине близкой к изучаемой. В качестве источников взрыва используются: перфорация, взрыв торпеды из детонирующего шнура (ТДШ) либо иное. Очевидно, что низкое отношение сигнал/шум калибровочного импульса и шума на поверхности негативно влияет на результаты локации.

## **Данные и методы**

Для оценки устойчивости определения параметров микросейсмических событий методом максимального правдоподобия в условиях неточного знания модели среды в данной работе используются два типа моделей:

1) Базовая модель – скоростная модель среды, которая имеется на момент проведения микросейсмического мониторинга;

2) "Реальная" модель – скоростная модель среды, отличающаяся от базовой в некоторой области, что имитирует отличия реальности от построенной базовой модели. "Реальная" модель строится на основе базовой модели путем изменения в ней свойств.

Когда мы говорим о скоростной модели, подразумевается, что используются модели по продольным ( $V_p$ ) и поперечным волнам ( $V_s$ ).

На основе скоростных моделей через преобразования [Козлов, Е.А., 2006] рассчитываются сейсмомеханические параметры: модуль Юнга, плотность, коэффициент Пуассона для каждой ячейки модели. Размер модели выбирается большим, чем область изучения, чтобы предотвратить влияние отражений волн от границ модели. Численное сейсмическое моделирование выполняется методом конечных элементов по явной схеме на GPU кластере [Galimov M.R., Birialtsev E.V., 2010].

В качестве источника возбуждения сейсмической волны используется кратковременно приложенная сила к узлам модели, в виде дельта функции Дирака. В зависимости от решаемой задачи геометрия приложения сил может быть задана в виде центра взрыва, либо выполнено моделирование по 6 независимым компонентам тензора сейсмического момента.

Рассматривается 2 способа калибровки:

1) калибровочные отклики видны явно на каналах приема ( $S/N > 2$ ). В этом случае калибровка выполняется явным способом, когда для каждого канала, с целью достижения максимальной схожести реального и модельного откликов от калибровочного импульса, вычисляются обратные фильтры по волновым пакетам. Физический смысл обратного фильтра – дополнительные частотные преобразования волнового пакета в верхней части разреза, которые не учитываются в базовой модели;

2) калибровочные отклики не видны явно на каналах приема ( $S/N < 2$ ), тогда подбор поправок выполняется путем изменения координат центра локации в область максимума поля  $SNR_{loc}$  в момент времени возникновения калибровочного импульса;

Локация событий выполняется методом максимального правдоподобия [Birialtsev E.V. et al., 2017], рабочий частотный диапазон задается в зависимости от решаемой задачи.

Рассмотрим два примера локации событий в различных условиях:

1) "Реальная" скоростная модель среды близка к плоскопараллельной. Калибровочный импульс с низким сигнал/шум. Следовательно, откалиброваться явным способом невозможно. Задача выполнить локацию событий без использования явной калибровки.

2) "Реальная" скоростная модель среды близка к плоскопараллельной. Изучается влияние поверхностного микросейсмического шума, присутствующего в момент записи калибровочного отклика на результат локации.

### **Результаты. Пример № 1.**

Цель примера показать возможность проведения локации микросейсмических событий в условиях слабой видимости калибровочных импульсов, при условии достаточно точного знания скоростной модели среды.

Для этого была построена базовая плоскопараллельная 3D скоростная модель (рис. 1. вариант 1), выполнено численное моделирование импульса типа ISO (центр взрыва) для всех точек области визуализации (плоский квадрат на глубине 2500м с размером 1000x1000м). Построена система локации – набор откликов базовой модели. Было создано событие на основе откликов от базовой модели из центра области визуализации с добавлением шума с  $SNR \sim 1$ . Выполнена локация события, полученного по базовой скоростной модели. Результат локации очевиден, событие было отлоцировано в центре области визуализации (рис. 1. вариант 1).

Далее строилась "Реальная" скоростная модель среды, которая создавалась путем наклона одного из пластов в верхней части от своего первоначального положения так, что общий перепад отметок пласта на расстоянии 7500м составил 60 метров (рис. 1. вариант 2). Ось наклона (вращения) перпендикулярна плоскости рисунка. На основе "реальных" откликов было создано событие с добавлением шума с  $SNR \sim 1$ . Выполнена локация "реального" события системой локации, построенной на основе базовой модели. В результате локации за счет неточности модели наблюдается смещение максимума локации на 350 м влево, его размытие и уменьшение параметра SNR локации (меры видимости события системой локации на фоне шумов).

Если предположить, что искажения ВЧР вызвали в первом приближении только смещение центра локации и взять за центр системы локации место локации события с варианта № 2, то можно проверить локацию других событий. Вариант № 3 демонстрирует результат локации события, полученного по "реальной" скоростной модели среды, но со

смещением его от центра области визуализации вправо на 150 м. В результате локации максимум поля SNR локации также сместился на 150 м вправо относительно варианта № 2, но с усилением ложного пика SNR локации в правой части области визуализации.

Таким образом, при незначительных отклонениях "реальной" модели сохраняется возможность отлцировать события, но с высокой вероятностью появления ложных событий, даже при высоком пороге отбраковки решающей функции (в данном случае, значения поля SNR локации). Локация возможна только в низкочастотном диапазоне, в данном примере 5-10 Гц. Эксперименты показывают, что при повышении верхней границы рабочего диапазона частот наблюдается эффект расфокусировки, приводящий к распаду единого пика на множество меньших в диаметре пиков поля SNR локации, что в результате приводит к потере устойчивости результата локации.

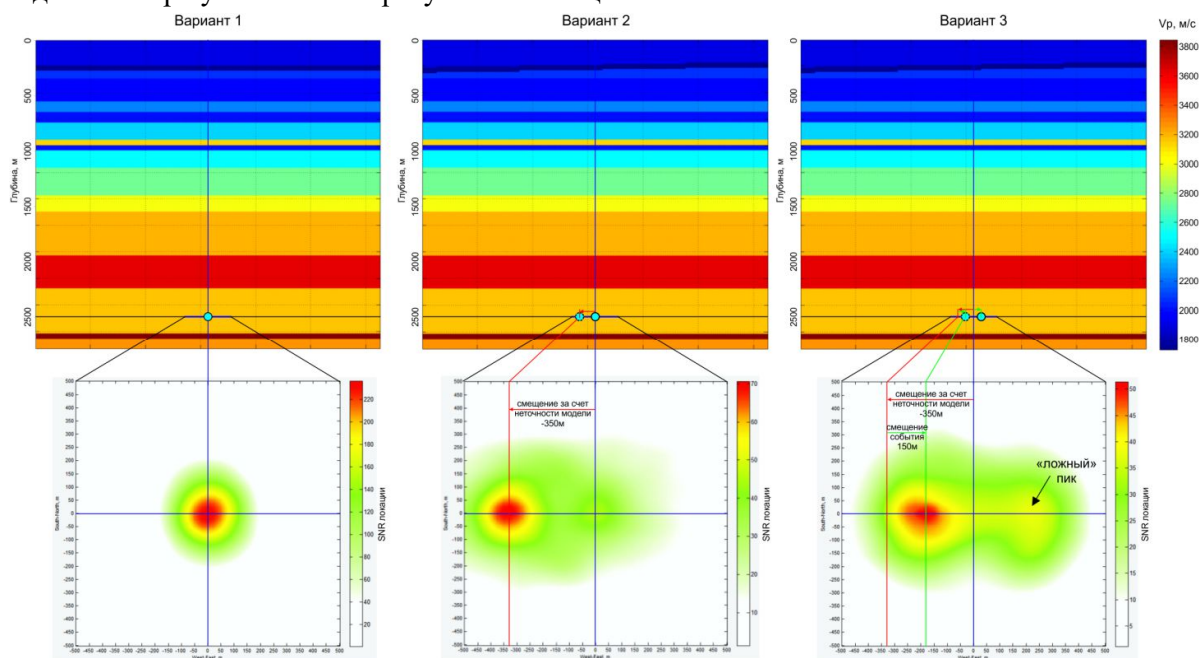


Рис. 1. Сверху: три варианта срезов сейсмомеханических моделей в плоскости XZ и местоположение лоцируемого события. Снизу: результаты локации.

## Результаты. Пример № 2.

Базовая плоскопараллельная модель была построена на основе скоростного закона, приведенного на рисунке 2. "Реальная" скоростная модель строилась на основе базовой, путем увеличения скорости во втором слое в верхней части разреза (см. рис. 2). В результате численного моделирования по базовой модели получены отклики в 3D области расчета с координатами по X и Y от -270м до 270м с центром с координатами (0, 0) в месте калибровочного импульса, рассчитанного по "реальной" модели.

Выполнена калибровка явным способом откликов по базовой модели на отклик по "реальной" модели для двух случаев: без шума в реальном отклике и с добавлением шума в реальный отклик (см. рис. 2). На рисунке видно, результат калибровки с шумом (расчета обратных фильтров), сильно изменился (морфология откалиброванного отклика (зеленая кривая)) на горизонтальных компонентах.

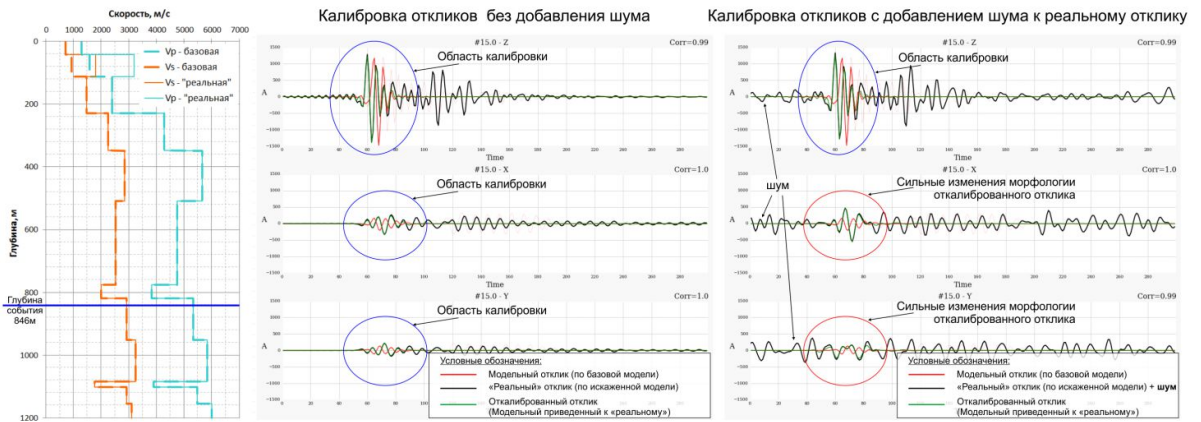


Рис. 2. Слева: вертикальный скоростной закон ( $V_p$  и  $V_s$ ) для базовой и "реальной" модели. Посередине: пример калибровки системы локации, построенной по базовой модели, на импульс, полученный в результате моделирования в "реальной" модели. Справа: пример калибровки с добавлением шума к импульсу, полученному в "реальной" модели.

Далее выполнялась локация 4х событий (см. рис. 3): 2 события типа ISO (изотропный источник или центр взрыва) – отмечены красными пунктирными кругами, и 2 события типа TC - Tensile Crack (Трещина отрыва) – отмечены красными пунктирными ориентированными вдоль плоскости трещины отрезками. Рабочий частотный диапазон 3-40 Гц. Положение событий, визуализация их типа и ориентация азимута трещины приведены на рисунке 3.

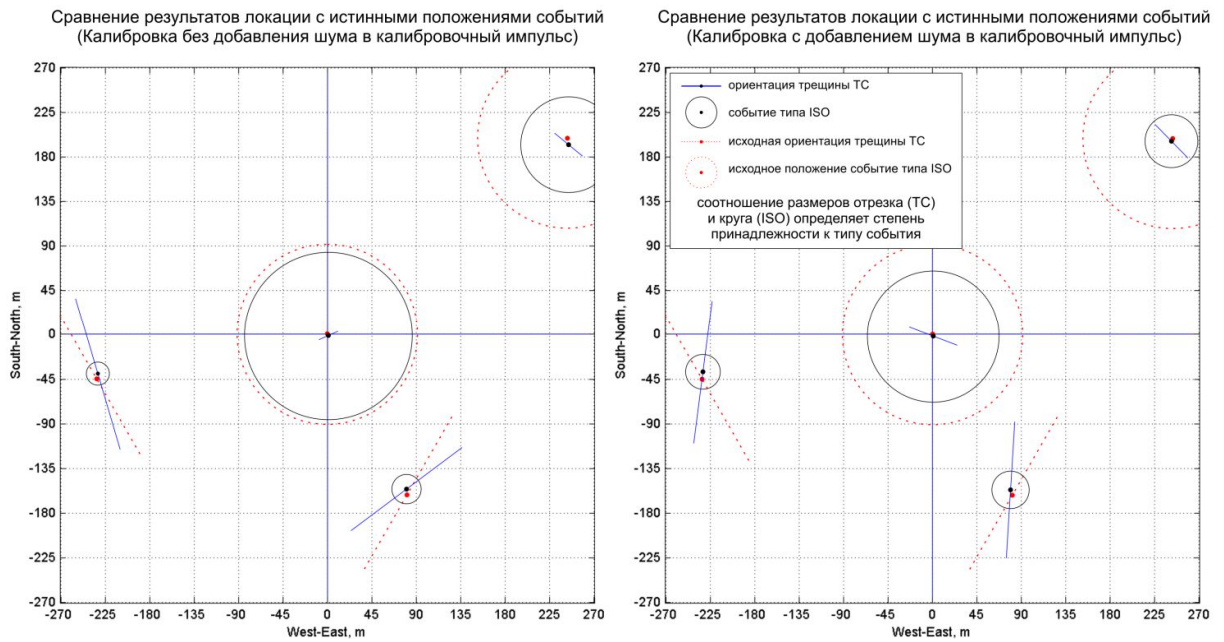


Рис. 3. Результат локации событий и их истинные характеристики (красные пунктирные круги и линии)

Сопоставляя результаты локации можно отметить, что при калибровке с зашумленным калибровочным импульсом, определение типа события ухудшилось даже в центре (месте калибровки). Отклонение азимута событий от истинного положения (для событий типа TC)

во втором эксперименте больше, чем в первом. Наблюдается, что координаты событий (X, Y, Z) определяются достаточно точно в обоих случаях.

### **Заключение**

В геологических условиях, когда скоростная модель достаточно хорошо известна, сохраняется возможность проведения локации, только в низкочастотном рабочем диапазоне.

Повышение уровня шума при калибровке негативно влияет на результат локации, поэтому калибровочное воздействие желательно проводить в условиях низкой шумовой нагрузки.

Так как процесс локации событий имеет статистический характер, то есть результат локации зависит от конкретной вариации шума, то для корректной оценки ошибок локации необходимы тесты локации на большой выборке шумов с построением распределений параметров событий.

### **Список литературы**

*Козлов, Е.А.* Модели среды в разведочной сейсмологии [Текст]. – Тверь:

Издательство ГЕРС, 2006. – 480 с.

*Galimov M.R., Birialtsev E.V.* Some technological aspects of applying high-performance computing on graphics processors in application software systems. *Vychislitelnye metody i programmirovaniye = Numerical methods and programming*. 2010. V. 11. Pp. 77-93. (In Russ.)

*Birialtsev E.V., Demidov D.E., Mokshin E.V.* Determination of moment tensor and location of microseismic events under conditions of highly correlated noise based on the maximum likelihood method. *Geophysical Prospecting*. 2017. doi: 10.1111/1365-2478.12485

**Estimation of the stability of the determination of the parameters of microseismic events by the maximum likelihood method in conditions of inaccurate knowledge of the environment model**

**Ryzhov Vasilii<sup>1</sup>, Kamilov Marsel<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*CJSC “Gradient”, Kazan*

**Abstract**

The paper discusses the issue of the stability of the determination of the parameters of microseismic events in conditions of inaccurate knowledge of the model. The results of computational experiments to determine the position and type of model microseisms are presented. A viscoelastic model is used as a model of the medium. The maximum likelihood method is used as the location method.

The results of locating, in the case of the modified velocities in the upper layers of the model, are compared with the results of the locating after the calibration. In geological conditions, when the velocity model is well known enough, it is possible to conduct location in the low-frequency operating range.

The results of the locating are shown when the calibration impulse is noisy. An increasing of the noise level during calibration negatively affects the locating result. Therefore, it is desirable to carry out the act of calibration in conditions of low noise load.

Since the event location process is statistical in nature, that is, the result of the locating depends on the noise variation, for correct estimation of location errors, location tests on a large sample of noise with the construction of event parameter distributions are necessary.

Keywords: microseismic events, viscoelastic model, maximum likelihood method

## *Анализ разномасштабной VTI анизотропии по данным сейсморазведки, ВСП и ГИС в Тимано-Печорском регионе*

А.Ю. Андреев (ПАО «ЛУКОЙЛ»), И.Н. Керусов (ООО «ЛУКОЙЛ -Инжиниринг»), Э. А. Бляс (ООО «Везерфорд»), А.В. Митин (ООО «Везерфорд»), С.А. Черкашнев (ООО «Везерфорд»)

### **Введение**

Для успешного выполнения геологических задач необходимы достоверные и высокоразрешенные результаты обработки сейсмических данных, полученных с учетом VTI/TTI анизотропной миграции. Можно сказать, что на сегодняшний день оценка параметров анизотропии в породах-коллекторах является одной из самых сложных и, одновременно, актуальных задач сейсморазведки.

Анализ данных наземной сейсморазведки и ВСП показывает, что во многих случаях наблюдается анизотропия скоростей сейсмических волн, то есть зависимость скорости от направления распространения волны. Отсутствие учёта анизотропии в процессе расчета глубинной миграции приводит к искажению изображения отражающих горизонтов на разрезе, появляются ошибки в определении их глубин и наклонов, что существенно снижает эффективность и достоверность сейсморазведки.

В анизотропных средах можно выделить две основные задачи глубинной обработки данных сейсморазведки: 1) Определение параметров анизотропии и 2) Учет анизотропии при обработке и расчете глубинной миграции. Вторая задача успешно решается применительно к данным поверхностной сейсмики - разработано много способов миграции в сложных анизотропных средах. С другой стороны известно, что примерно 80% успеха в глубинной миграции зависит от скоростной модели, поэтому задача определения анизотропных параметров важна для глубинной обработки и миграции.

По данным только поверхностной сейсмики в силу объективных причин в принципе невозможно определить параметры  $\epsilon$  и  $\delta$  поперечно-изотропной среды, а только их комбинацию (параметр  $\eta$ ), так же, как и невозможно определить вертикальные скорости. Для отдельного нахождения анизотропных параметров  $\epsilon$  и  $\delta$  необходимо знание вертикальной скорости, в то время как поверхностные данные позволяют находить только эффективные скорости ( $V_{\text{НМО}}$ ), в которые входят вертикальные скорости и  $\delta$ . Кроме того, нахождение параметров анизотропии по данным наземной сейсмики требует точной привязки отражений к глубинам. В целом, результаты определения анизотропии по данным ОГТ характеризуется крайней неустойчивостью из-за влияния динамических факторов на результаты скоростного анализа и низкой вертикальной разрешенностью.

### **Метод**

В апреле 2018 г. компания Везерфорд выполнила на одном месторождении ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции сейсмические скважинные исследования по методике ВСП Метод Обращенного Годографа (Walkaway VSP). Проект такого уровня выполнен в России впервые. В скважине были зарегистрированы данные ВСП МОГ в интервале 4750-265 м, что делает проект уникальным с точки зрения величины интервала исследования и сложности поставленных задач.

Перед компанией стояли задачи оценки достоверности измерения параметров VTI анизотропии разреза различными способами (широкополосная акустика, ВСП и 3D ОГТ) для использования параметров Томсена (Thomsen, 1986) при построении глубинно-скоростных



моделей для анизотропной глубинной миграции сейсмических данных до суммирования; прогноза трещиноватости на основе AVO-анализа и AVA-Az инверсий; а также повышения достоверности структурных построений при интерпретации сейсмических данных. Для определения параметров  $\epsilon$  и  $\delta$  и построения глубинной скоростной 2D модели лучше всего подходят наблюдения ВСП МОГ. Для построения 3D моделей с орторомбическими или поперечно-изотропными слоями с наклонными осями анизотропии (ТТИ) необходимы более сложные наблюдения ВСП (не обязательно 3D ВСП).

Параметры анизотропии, найденные по данным ВСП МОГ, являются более точными и надежными по сравнению с анизотропией, определенной по данным ОГТ с использованием вертикальных скоростей ВСП. Это связано с использованием первых вступлений ВСП, которые определяются намного точнее, чем негиперболические годографы по результатам скоростного анализа по сейсмограммам ОГТ. Наблюдения ВСП МОГ дают наиболее точную оценку интервальных параметров анизотропии  $\epsilon$  и  $\delta$  в сейсмическом интервале частот. Интервальные параметры анизотропии при наблюдениях ВСП МОГ определяются в глубинном интервале приемников ВСП.

Определение анизотропных параметров выполняется по временам первых вступлений продольных волн в средах со слабо наклонными границами и известной моделью верхней части разреза. Для определения анизотропии применяется оптимизационный метод, который минимизирует среднеквадратичную разность между снятыми и модельными временами (Blais, 2015).

Нахождение интервальных анизотропных параметров выполняется в четыре этапа: 1) Определение одномерной модели по временам первых вступлений на ближнем ВСП и временам  $T_0$ , вычисленным по первым вступлениям на сейсмограммах ВСП МОГ. 2) Расчет и ввод остаточных статических поправок за источники после ввода априорных статических поправок за рельеф. 3) Определение параметров анизотропии  $\epsilon$ ,  $\delta$  и углов наклона преломляющих границ методом адаптивной оптимизации. 4) Оценка погрешности теоретических и снятых годографов и анализ устойчивости интервальных оценок анизотропии (uncertainty analysis).

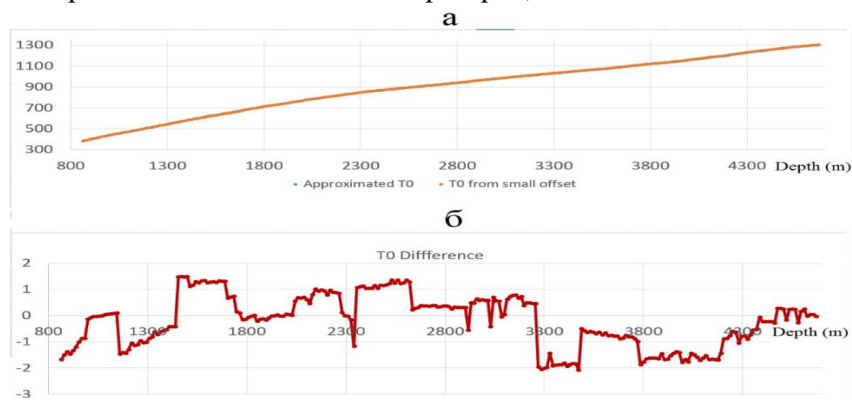
Анализ устойчивости полученных интервальных оценок анизотропии проводится путем сравнительного анализа полученных результатов для серии решений обратной задачи по данным, осложненным случайными помехами, наложенными на времена первых вступлений. Этот этап отсутствует в большинстве пакетов определения анизотропии по сейсмическим данным, но он является важным для понимания точности найденных значений анизотропии.

Для мульти-азимутальных профильных наблюдений ВСП МОГ или 3D ВСП можно определить параметры орторомбической анизотропии, которые затем могут (и должны) использоваться для глубинной миграции данных поверхностной сеймики. Одновременно с определениями параметров поперечной анизотропии определяются границы, то есть строится трехмерная слоистая модель среды с орторомбическими слоями.

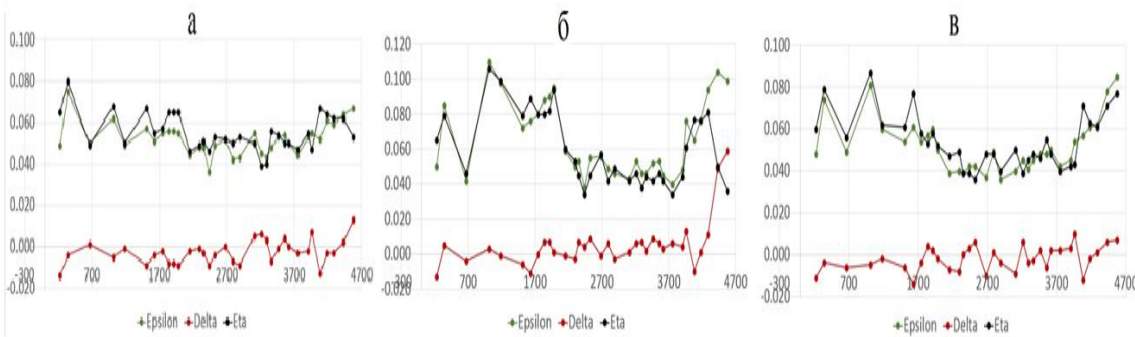
### **Результаты**

Для расчета остаточных статических поправок за пункты возбуждения использовались аналитические аппроксимации годографов ОПП (Blais, 2015). Рисунок 1 показывает, что снятые с ближнего ПВ времена  $T_0$  и полученные в результате аналитической аппроксимации времена первых вступлений профилей ВСП МОГ очень близки и их разности, в большинстве случаев, меньше 2 мсек. По временам  $T_0$  построена одномерная скоростная модель, которая включает вертикальные скорости, необходимые для определения анизотропии, и является

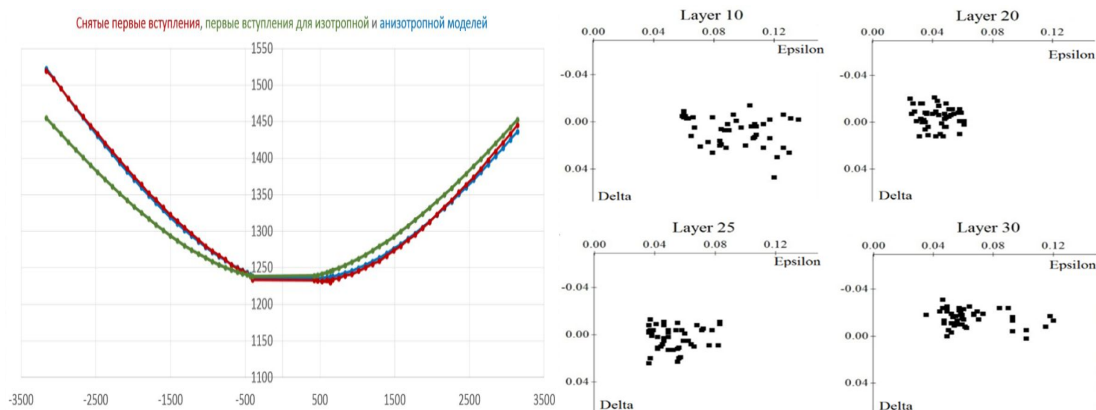
стартовой моделью при оптимизации. На Рисунке 2 представлены сопоставления параметров анизотропии  $\epsilon$  (зеленый),  $\delta$  (красный) и  $\eta$  (черный), полученные в слоистой модели с различным типом поправок. Рисунок 3 (слева) показывает, что первые вступления для анизотропной модели намного ближе к снятым временам, чем для исходной изотропной одномерной модели. Рисунок 3 (справа) представляет информацию о разбросе оценок анизотропных параметров  $\epsilon$  и дельта после инверсий с добавлением случайных помех к снятым временам первых вступлений. Разброс параметра вокруг их среднего значения характеризует дисперсию оценки – чем меньше разброс, тем надежнее найдена оценка.



**Рисунок 3.** Вертикальные времена после аналитической аппроксимации и для ПВ-0 и ВСП МОГ ПВ с минимальными выносами (а) и разности между этими временами (б).



**Рисунок 4.** Параметры анизотропии, полученные а) после ввода поправок за рельеф, б) после ввода поправок из 3D ОГТ, в) после ввода остаточных статических поправок.



**Рисунок 5.** Слева - Годографы первых вступлений сейсмограммы ОПП, полученных по снятым временам (красный), рассчитанные для исходной одномерной модели (зеленый) и для двумерной анизотропной (синий) моделей. Справа – облака значений  $\varepsilon$ - $\delta$ , полученные в результате многократного решения обратной задачи по временам первых вступлений после ввода статических поправок ПВ из 3D ОГТ.

### **Выводы**

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что методика многоуровневных наблюдений ВСП МОГ позволяет оценить параметры анизотропии  $\varepsilon$  и  $\delta$  в пределах глубин сейсмоприемников в условиях наклона преломляющих границ. Анализ результатов неоднократных решений обратной задачи позволяет оценить устойчивость этих решений по отношению к случайным помехам. Устойчивость оценок параметров  $\varepsilon$  и  $\delta$  сильно зависит не столько от отношения максимального выноса к глубине приемника сколько от диапазона углов прихода лучей к приемникам данного слоя. Следует обращать серьезное внимание на разработку схемы наблюдений, по которой проводятся полевые работы, с позиций ее оптимальности для определения пластовых параметров  $\varepsilon$  и  $\delta$  по первым вступлениям сейсмограмм ВСП МОГ.

В ходе исследований по оценке анизотропии по данным ВСП МОГ было рассчитано чуть больше 50 миллионов лучей в многослойной двумерной среде с негоризонтальными границами и поперечно-изотропными слоями с наклонными осями анизотропии. Окончательные значения анизотропных параметров  $\varepsilon$  и  $\delta$  вычислялось как среднее арифметическое всех полученных значений в результате 47 инверсий времен, искаженных случайными аддитивными помехами. При расчете с использованием остаточных статических поправок за пункт возбуждения (3D ОГТ) определено изменение значения параметра  $\varepsilon$  в диапазоне от 0.04 до 0.11. Значения параметра  $\delta$  изменяются в диапазоне от -0.013 до 0.06. Сравнение параметра  $\varepsilon$ , полученное по ВСП МОГ и 3D ОГТ вдоль азимута скважины, показало удовлетворительную корреляцию до глубины 1200м (расхождение 34%). В интервале 1200-1800м корреляция по значениям и форме хорошая (расхождение не более 10%). В интервале ниже 1800м корреляция ухудшается и расхождение составляет более 100%. Сравнение параметра  $\delta$  по данным ВСП МОГ и 3D ОГТ показало плохую корреляцию данных с расхождением более 100%. Получена неудовлетворительная корреляция между  $\varepsilon$  и  $\delta$  по ВСП МОГ и широкополосной акустике. В отдельных интервалах глубин параметр  $\varepsilon$  по АК имеет отрицательные значения, что вероятно может свидетельствовать о низкой достоверности результатов и/или возможных ограничениях методики расчета анизотропии по данным широкополосной акустики.

Сравнение результатов анизотропии ВСП МОГ показывает, что параметры анизотропии изменяются незначительно в зависимости от типа статических поправок. Существенное уменьшение погрешностей годографов для уточнённой модели среды обеспечивается учетом наклона границ слоев и параметров анизотропии. Значения параметров  $\varepsilon$  и  $\delta$  могут использоваться для глубинной миграции данных поверхностной сейсмике, а параметр  $\eta$  может применяться при негиперболическом скоростном анализе сейсмограмм ОГТ. Благодарности

Авторы выражают благодарность руководству ПАО «ЛУКОЙЛ» за поддержку и согласие на данную публикацию, сотрудникам ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за ценные советы и рекомендации при выполнении проекта, ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ» и в частности Ф.О. Халилову за техническую организацию работ. Мы хотели бы также поблагодарить коллег, работающих в компании ООО «Везерфорд» за отлично выполненные полевые работы и Татьяне Купцовой за редактирование статьи.

#### **Библиография / References**

6. E. Blias, 2015, Traveltime inversion of multi-azimuthal walkaway VSP data for a model with dipping TI layers: SEG Expanded abstracts.

7. Thomsen L. Weak elastic anisotropy: Geophysics. — 1986. — Vol. 51(10). — P. 1954-1966.

## **Analysis of multi-scale VTI anisotropy from seismic, VSP and logs in the Timan-Pechora region**

A.U. Andreev (LUKOIL, PJSC) I. N. Kerusov (LUKOIL-Engineering, LLC), S. A. Tcherkashnev (Weatherford, LLC), E. A. Blias (Weatherford, LLC), A. V. Mitin (Weatherford, LLC)

### **Abstract**

Reliable and high resolution anisotropic seismic migration results are necessary for many exploration and development projects. The estimation of anisotropy parameters is one of the most difficult and, at the same time, urgent seismic tasks.

Analysis of surface seismic and VSP data shows that in many cases VTI, TTI, HTI anisotropy of seismic velocities are observed and can be significant. The lack anisotropy in seismic migration leads to a distortion of reflections, errors in determining their depths and slopes, which significantly reduces the efficiency and reliability of seismic results for the drilling projects and estimating reserves.

In principle, it is impossible to determine the VTI anisotropy  $\epsilon$  and  $\delta$  parameters accurately as the vertical velocities cannot be determined from surface seismic alone. To separate the anisotropic parameters  $\epsilon$  and  $\delta$ , it is necessary to know the vertical velocity, while surface seismic allows finding only the effective velocities (VNMO), which include the vertical velocities and  $\delta$ . The anisotropy parameters can be estimated using various borehole methods including cross dipole sonic, walkaway VSP, walkaround VSP, 3D VSP and cross well seismic.

In April 2018, Weatherford acquired a multilevel inline WVSP borehole seismic survey for LUKOIL in Timan-Pechora region, Russia. The project objectives were to obtain the reliable anisotropic parameters and to validate them against the anisotropy estimates from cross dipole sonic and surface seismic. The anisotropy estimates ( $\epsilon$  from 0.04 to 0.11 and  $\delta$  from -0.013 to 0.06) from the walkaway VSP data and their validation along with the uncertainty results demonstrated the possibility of reliable determination of VTI/TTI anisotropy parameters from P-wave transit times.

Comparison of the parameter  $\epsilon$  obtained from the WVSP and 3D seismic showed a satisfactory correlation to a depth of 1200 m (discrepancy 34%). In the depth interval of 1200-1800m, the correlation is good and the discrepancy is not more than 10%. In the interval below 1800m, the correlation worsens and the discrepancy is more than 100%. Comparison of the parameter  $\delta$  from the WVSP and 3D seismic showed a poor correlation with a discrepancy of more than 100%. An unsatisfactory correlation for the VTI anisotropy  $\epsilon$ ,  $\delta$  parameters is obtained between the WVSP and cross dipole sonic results. In certain depth intervals, the parameter  $\epsilon$  from the sonic has negative values, which probably may indicate a low reliability of the results and / or possible limitations of the method for calculating anisotropy from cross dipole sonic.

# МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ

# *Численное моделирование волновых сейсмических полей в трёхмерно-неоднородных средах с локальными осложняющими факторами (поглощение, анизотропия, мелкомасштабные неоднородности).*

**Костин Виктор Иванович, Лисица Вадим Викторович,  
Решетова Галина Витальевна, Чеверда Владимир Альбертович**

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН*

## **Введение**

Численное моделирование распространения сейсмических волн в реалистичных трёхмерных геологических средах стало в последние десятилетия обычным инструментом в сейсморазведке. В частности, методы миграции в обратном времени и методы обращения полного волнового поля в задаче реконструкции макроскоростного строения среды основаны на множественном решении прямых задач сейсмологии. Как правило, моделирование сейсмических полей выполняется с помощью конечных разностей, поскольку этот метод сочетает в себе высокую эффективность с приемлемой точностью [Virieux et al., 2011]. Однако если модель осложнена анизотропией, вязкоупругостью или наличием мелкомасштабных неоднородностей, приходится использовать сложные и вычислительно дорогие подходы, которые сужают применимость численных методов. Нами разработан проблемно-ориентированный подход, разработанный для численного моделирования распространения сейсмических волн в моделях, содержащих геологические формации со сложными свойствами, основанный на локальном использовании вычислительно дорогостоящих подходов только в местах локализации осложняющих факторов, что позволяет существенно ускорить процесс моделирования. Основная проблема на этом пути состоит в корректном объединении различных конечно-разностных сеток и соответствующих конечно-разностных схем. Созданию такого метода и посвящено данное исследование.

## **1. Среда с затуханием**

Разработана экономичная комбинированная конечно-разностная схема для расчета волновых полей в средах, содержащих слои с затуханием. В этих слоях предлагается использовать аппроксимацию полной системы уравнений вязкоупругости [Robertsson et al., 1994], в то время как в изотропной части модели - существенно более экономичную стандартную схему на сдвинутых сетках [Virieux, 1986].

Распространение сейсмических волн в средах с затуханием описывается Обобщенной Моделью Стандартного Линейного Твердого Тела (GSLS):



$$\begin{aligned}
\rho \frac{\partial u}{\partial t} &= \nabla \sigma \\
\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} &= (\nabla u + \nabla u^T) \\
\frac{\partial \sigma}{\partial t} &= C_1 \varepsilon + \sum_{l=1}^L r^l \\
\tau_{\sigma,l} \frac{\partial r^l}{\partial t} &= C_2 \varepsilon r^l
\end{aligned} \tag{1}$$

где  $\rho$  - плотность,  $C_1$  и  $C_2$  - тензоры четвертого ранга, определяющие свойства модели,  $u$  - вектор скорости,  $\sigma$  и  $\varepsilon$  - тензоры напряжений и деформаций, соответственно,  $r^l$  - переменные памяти. Число переменных памяти  $L$  обычно выбирается равным двум или трем. Задача решается для некоторых начальных и граничных условий.

Для идеально упругих моделей тензор  $C_2$  равен нулю и решение последнего уравнения системы (1) становится тривиальным, если накладываются нулевые начальные условия. В этом случае переменные памяти могут быть исключены из системы, и (1) преобразуется к системе уравнений для идеальной упругости. В вычислительном плане это означает, что нет необходимости выделять оперативную память (ОЗУ) для компонент  $C_2$  в идеально-упругих частях модели.

Обозначим через  $\Omega \subseteq R^3$  подобласть среды, обладающую затуханием, в которой будем использовать полную систему уравнений вязкоупругости (1). В оставшейся части пространства используем систему идеальной упругости. Нетрудно доказать, что условия на границе раздела  $\Gamma = \partial\Omega$  имеют вид:

$$[\sigma \cdot n]_{\Gamma} = 0, \quad [u]_{\Gamma} = 0 \tag{2}$$

и в точности совпадают с условиями согласования для уравнений идеальной упругости на контактах. В формуле (2)  $n$  - вектор внешней нормали, а  $[f]$  обозначает скачок функции  $f$  на границе раздела  $\Gamma$ . Если для конечно-разностной аппроксимации уравнений из (1) используется стандартная схема на сдвинутых сетках (SSGS) [Virieux, 1986], то условия (2) выполняются автоматически [Lisitsa et al, 2010]. Таким образом, сопряжение упругих и вязкоупругих моделей не требует никаких дополнительных специальных условий на интерфейсах их склейки и может быть реализовано путем выделения ОЗУ для переменных памяти и решения уравнений для них только в вязкоупругой части модели.

Параллельная реализация алгоритма реализована с использованием MPI и метода декомпозиции области. При ее реализации использовалась балансировка загрузки процессов, поскольку количество ОЗУ и флопов на ячейку сетки варьируется для упругих и вязкоупругих частей модели.

## 2 Анизотропия

Предлагается комбинированная конечно-разностная схема для расчета волновых полей в средах, содержащих анизотропные слои. В этих слоях предлагается использовать универсальную, но ресурсоумную схему Лебедева [Lisitsa et al, 2011], а в изотропной части модели - существенно более экономичную стандартную схему на сдвинутых сетках [Virieux, 1986]. Такой подход существенно сокращает требуемые вычислительные ресурсы и в то же время обеспечивает возможность учета анизотропных свойств среды. Отличительной

особенностью подхода является то, что задача построения комбинированной схемы сводится к задаче “multi-physics”, когда в разных подобластях решаются различные системы уравнений, которые согласуются на искусственно вводимой границе с требованием сходимости коэффициентов отражения/прохождения для различных типов волн.

Предположим, что упругое анизотропное включение занимает область  $\Omega \subseteq R^3$ , в то время как оставшаяся часть пространства является изотропной. При моделировании распространения сейсмических волн в изотропной части модели  $R^3 \setminus \Omega$  тензор затухания  $C_2 \equiv 0$  в системе (1), а тензор жесткости  $C_1$  имеет конкретный блочно-диагональный вид. Это означает, что третье уравнение в (1) распадается на четыре независимых уравнения. В результате можно определить различные компоненты волнового поля, такие как вектор скорости и компоненты тензора напряжений в разных точках сетки. Для конечно-разностного приближения системы (1) в области  $R^3 \setminus \Omega$  можно использовать стандартные схемы на сдвинутых сетках, которые требуют хранения одной копии каждой из 9 переменных в каждой ячейке сетки.

Для анизотропной части среды  $\Omega$  тензор жесткости  $C_1$  не имеет особой структуры, кроме симметрии  $c_{ij} = c_{ji}$ . В результате нет разделения переменных, и все компоненты тензора напряжений и вектора скорости должны быть определены в одной и той же точке. Существует две схемы для моделирования волновых полей в анизотропных средах: схемы на повернутых сетках [Saenger et al., 2004] и схема Лебедева (LS). Подробное сравнение этих подходов приведено в [Lisitsa et al., 2011], где показано, что реализация LS предпочтительна из-за более низкой потребности в вычислительных ресурсах, однако требует в четыре раза больше RAM по сравнению с SSGS (см. Рис. 1).

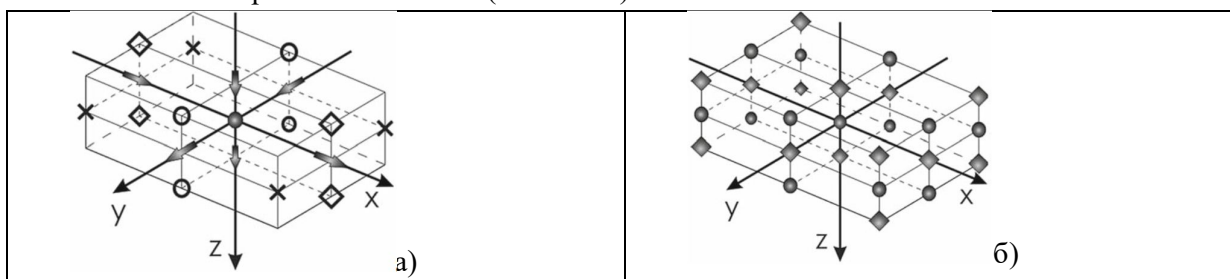


Рис 1. (а) Ячейка сетки для SSGS. Кружки -  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$  и  $\sigma_{zz}$ , пустые кружки -  $\sigma_{yz}$ , ромбы -  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$ ,  $\sigma_{zz}$ , кресты -  $\sigma_{xy}$ . Компоненты скорости определяются стрелками, указывающими на соответствующие направления. (б) Ячейка сетки для LS. Все компоненты тензора напряжений определены в кружках, а все компоненты скорости хранятся в ромбах.

### 3 Среда с мелкомасштабными неоднородностями

Разработан алгоритм для изучения рассеяния и дифракции сейсмических волн на кластерах мелкомасштабных неоднородностей, таких как трещины, полости, карстовые образования в реалистичных трехмерно-неоднородных средах. В таких средах представляет интерес описание взаимодействия сейсмической волны не с отдельной трещиной, но с локальной структурой, содержащих мелкомасштабные неоднородности. Однако прямолинейный перенос существующих в настоящее время методов численного моделирования сейсмических волн на решение таких задач не всегда может быть реализован даже с использованием самых мощных на сегодняшний день вычислительных систем. Действительно, методы численного моделирования сейсмических волн для реалистичных

трехмерных моделей основаны преимущественно на явных конечно-разностных схемах, использующих сетки с размером шага по пространству равным 0.1–0.2 доминирующей длины волны, что, как правило, составляет 5–10 м, в то время как характерные размеры неоднородностей составляют 0.01–0.1 м. Для их корректного моделирования необходимо использовать гораздо меньший шаг по пространству, сравнимый с размером неоднородностей, что приводит к увеличению вычислительной нагрузки в сотни раз. Предлагаемый нами подход к решению данной проблемы заключается в использовании сеток с различными шагами по пространству и времени для корректного представления различных составляющих модели: сравнительно крупный шаг для описания трехмерно-неоднородной вмещающей среды и гораздо более мелкий внутри мелкомасштабной структуры. Однако одновременное измельчение сетки по пространству и времени на интерфейсе приводит к неустойчивости и возникновению артефактов [Collino et al., 2003], поэтому нами используется измельчение по времени и по пространству на разных поверхностях, охватывающих заполненную микронеоднородностями область. Именно такое последовательное измельчение обеспечивает устойчивость предлагаемого метода, и требуемый уровень артефактов.

Для организации параллельных вычислений используется трехмерная пространственная декомпозиция области на непересекающиеся параллелепипеды, каждый из которых приписывается своему процессорному элементу [Kostin et al., 2017]. Одновременное использование крупной и мелкой сеток приводит к необходимости организации взаимодействия между ними, и делает нетривиальной задачу обеспечения равномерной загрузки процессорных элементов, участвующих в параллельных вычислениях. Все процессорные элементы разбиваются на две группы, производящие вычисления на крупной и мелкой сетках. Вычисления внутри каждой из групп производятся асинхронно за счет использования неблокирующих процедур *iSend/iRecv* библиотеки MPI. Обмены между группами организованы также с помощью этих процедур и осуществляются через специально выделенные мастер-процессоры. На Рис. 2 проведены численные расчеты для реалистичной модели многомасштабной геологической среды с погребенным руслом реки.

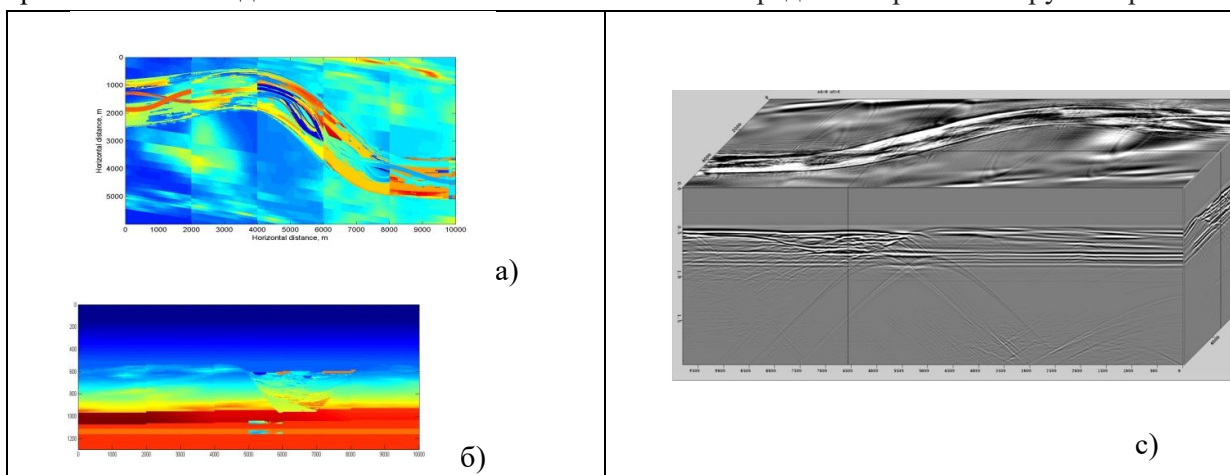


Рис. 2. Трехмерная многомасштабная геологическая модель: палео-канал перекрывает трещиноватый резервуар. (а) Горизонтальное поперечное сечение, (б) ортогональное вертикальное поперечное сечение через середину модели; (с) Куб с нулевым смещением, рассчитанный с помощью адаптивной схемы для этой модели.

## **Заключение**

Представлен проблемно-ориентированный подход, разработанный для численного моделирования распространения сейсмических волн в моделях, содержащих геологические формации со сложными свойствами, такими как анизотропия, затухание и мелкомасштабные неоднородности. Каждое из перечисленных свойств требует специальной обработки, которая увеличивает вычислительную сложность алгоритма по сравнению с идеально упругими изотропными средами. В то же время такие образования, как правило, относительно малы и заполняют не более четверти всей модели. Поэтому локальное использование вычислительно дорогостоящих подходов только в местах локализации осложняющих факторов позволяет существенно ускорить процесс моделирования. При разработке нами изучались как математические, так и численные аспекты реализации гибридного алгоритма, уделяя внимание его параллельной реализации.

## **Благодарности**

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант 19-01-00347.

## **Список литературы**

Collino F., Fouquet T., and Joly P. A conservative space-time mesh refinement method for 1-D wave equation. Part I: Construction // *Numerische Mathematik*. – 2003. – Vol. 95. – P. 197–221.

Lisitsa, V., Podgornova, O., Tcheverda, V.: On the interface error analysis for finite difference wave simulation // *Comput. Geosci.* -2010. – Vol. 14. – P. 769–778.

Lisitsa, V., Vishnevsky, D. On specific features of the Lebedev scheme in simulating elastic wave propagation in anisotropic media // *Numer. Anal. Appl.*. – 2011. – Vol. 4. – P. 125–135.

Kostin V., Lisitsa V., Reshetova G., Tcheverda V. Parallel algorithm with modulus structure for simulation of seismic wave propagation in 3D multiscale multiphysics media // *Lecture Notes in Computer Science*. – 2017. – Vol. 10421. – P. 42-57.

Robertsson, J. O. A., Blanch, J. O., and Symes, W. Viscoelastic finite-difference modeling // *Geophysics*. -1994. – Vol. 59, No. 9. – P. 1444-1456.

[Saenger](#) Erik H., [Bohlen](#) Thomas. Finite-difference modeling of viscoelastic and anisotropic wave propagation using the rotated staggered grid // [Geophysics](#). – 2004. – Vol. 69, No. 2. – P. 583-591.

Virieux J. P-SV wave propagation in heterogeneous media: Velocity-stress finite difference method // *Geophysics*. - 1986. – Vol. 51, No. 4. – P. 889–901.

Virieux, J., Calandra, H., Plessix, R.-E. A review of the spectral, pseudo-spectral, finite-difference and finite-element modelling techniques for geophysical imaging // *Geophys. Prospect.* . -2011. – Vol. 59. – P. 794–813.

**Numerical modeling of seismic wavefields in three-dimensional inhomogeneous media with local complicating factors (absorption, anisotropy, small-scale heterogeneities).**

**Kostin Viktor, Lisitsa Vadim, Reshetova Galina, Cheverda Vladimir**

*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS*

This paper presents a problem-oriented approach, designed for the numerical simulation of seismic wave propagation in models containing geological formations with complex properties such as anisotropy, attenuation, and small-scale heterogeneities. Each of the named property requires a special treatment that increases the computational complexity of an algorithm in comparison with ideally elastic isotropic media.

At the same time, such formations are typically relatively small, filling about 25% of the model, thus the local use of computationally expensive approaches can speed-up the simulation essentially. In this study, we discuss both mathematical and numerical aspects of the hybrid algorithm paying most attention to its parallel implementation. At the same time, essential efforts are spent to couple different equations and, hence, different finite-difference stencils to describe properly the different nature of seismic wave propagation in different areas. The main issue in the coupling is to suppress numerical artifacts down to the acceptable level, usually a few tenth of the percent.

# Оптимальный перенос в обратной динамической задаче сейсмологии

Василенко Алексей Александрович<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск

## Введение

Обратная динамическая задача сейсмологии заключается в нахождении скоростной модели упругой среды по зарегистрированным в ходе полевых работ данным. Данная задача сводится к минимизации целевого функционала, в некоторой норме измеряющего отклонение смоделированных данных от наблюдаемых. В работе предлагается использовать метрику Вассерштейна, которая по определению является оптимальной стоимостью преобразования одного вероятностного распределения в другое.

Приводятся и обсуждаются результаты численных экспериментов, в том числе проводится сравнительный анализ восстановленных с использованием метрики Вассерштейна и  $L_2$ -нормы скоростных моделей. Во втором случае при реконструкции моделей применялась регуляризирующая процедура – усечение сингулярного разложения.

На текущий момент рассмотрим свойства данной метрики на примере определения положения источника.

## 1. Метрика Вассерштейна

### 1.1. Определение

Метрика Вассерштейна между двумя произвольными плотностями вероятностных распределений  $f: X \rightarrow \mathbb{R}^+$ ,  $g: Y \rightarrow \mathbb{R}^+$  в общем случае задается следующим образом:

$$W_2^2(f, g) = \inf_{T \in \mathcal{M}} \int_X |x - T(x)|^2 f(x) dx. \quad (1)$$

Здесь  $\mathcal{M}$  – множество всех отображений, переводящих распределение  $f$  в  $g$ .

Рассмотрим одномерный случай. Пусть  $X = Y = [a, b]$ . Введем кумулятивные функции распределения

$$F(s) = \int_a^s f(x) dx, \quad G(s) = \int_a^s g(x) dx.$$

Утверждается, что отображение  $T(x) = (G^{-1} \circ F)(x)$  доставляет минимум выражению (1). Тогда справедлива следующая запись:

$$W_2^2(f, g) = \int_a^b |t - G^{-1}(F(t))|^2 f(t) dt$$

Заметим, что функции  $F$  и  $G$  монотонно не убывают, поэтому обратные к ним функции можно определить следующим образом:

$$F^{-1}(t) = \inf \{s \mid F(s) > t\}.$$

Для произвольных функций  $f$  и  $g$  введем обозначения:

$$f^+ = \max\{f, 0\}, \quad f^- = \max\{-f, 0\}, \quad \langle f \rangle = \int_X f(x) dx.$$

Тогда отклонение одной функции от другой можно определить различными способами:

$$\rho_0(f, g) = \int_x |f(x) - g(x)|^2 dx \quad (2)$$

$$\rho_1(f, g) = W_2^2\left(\frac{f^+}{\langle f^+ \rangle}, \frac{g^+}{\langle g^+ \rangle}\right) + W_2^2\left(\frac{f^-}{\langle f^- \rangle}, \frac{g^-}{\langle g^- \rangle}\right) \quad (3)$$

$$\rho_2(f, g) = W_2^2\left(\frac{f^2}{\langle f^2 \rangle}, \frac{g^2}{\langle g^2 \rangle}\right) \quad (4)$$

## 1.2. Свойства метрики

Одним из наиболее важных свойств данной метрики является выпуклость по отношению к сдвигу и растяжению, поскольку при организации итерационного процесса нахождения минимума увеличивается область притяжения. Приведем теоремы без доказательства.

**Теорема 1** (Выпуклость по отношению к сдвигу). Пусть  $f, g$  – плотности распределений с ограниченным вторым моментом и  $T$  – оптимальное преобразование  $f$  в  $g$ . Если  $f_s(x) = f(x - s\eta) \forall \eta \in \mathbb{R}^n$ , то оптимальное преобразование  $f_s(x)$  в  $g(y)$  есть  $T_s(x) = T(x - s\eta)$ . Кроме того,  $W_2^2(f_s, g)$  является выпуклой функцией по  $s$ .

**Теорема 2** (Выпуклость по отношению к растяжению). Пусть  $f$  – плотность и  $g(y) = f(A^{-1}y)$ , где  $A$  – симметричная положительно определенная матрица. Тогда  $W_2^2(f, g/\langle g \rangle)$  является выпуклой функцией по отношению к собственным числам  $\lambda_1, \dots, \lambda_n$  матрицы  $A$ .

Также данная метрика устойчива к белому шуму:

**Теорема 3** (Устойчивость к шуму в 1D). Пусть  $g$  – плотность, заданная на отрезке  $[0,1]$ . Выберем константу  $c$  так, чтобы  $0 < c < \min g$ . Пусть  $f_N(x) = g(x) + r^N(x)$ , где  $r^N(x)$  – кусочно-постоянная функция, полученная из равномерного распределения  $U[-c, c]$ . Тогда  $\mathbb{E}W_2^2(f_N/\langle f_N \rangle, g) = \mathcal{O}\left(\frac{1}{N}\right)$ .

Заметим, что  $L_2$ -норма в условиях теоремы более чувствительна к шуму:  $\mathbb{E}L_2^2(f_N, g) = \mathcal{O}(1)$ .

## 2. Применение

### 2.1. Постановка задачи

Для демонстрации преимуществ метрики рассмотрим задачу нахождения координат источника. Обозначим  $\mathbf{x} = (x, z)$ . Пусть  $\mathbf{x}_s$  – координаты источника. Рассмотрим систему уравнений теории упругости:

$$\begin{aligned} \rho \frac{\partial v_x}{\partial t} &= \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z}, \\ \rho \frac{\partial v_z}{\partial t} &= \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z}, \\ \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial t} &= (\lambda + 2\mu) \frac{\partial v_x}{\partial x} + \lambda \frac{\partial v_z}{\partial z} + f(t - \tau) \delta(\mathbf{x} - \mathbf{x}_s), \\ \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial t} &= (\lambda + 2\mu) \frac{\partial v_z}{\partial z} + \lambda \frac{\partial v_x}{\partial x} + f(t - \tau) \delta(\mathbf{x} - \mathbf{x}_s), \\ \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial t} &= \mu \left( \frac{\partial v_x}{\partial z} + \frac{\partial v_z}{\partial x} \right) \end{aligned}$$

Считаем, что при  $t \leq 0$  все пять искомым величин принимают нулевое значение. Граница  $z = 0$  является свободной поверхностью, т.е. выполняются условия  $\sigma_{xz}|_{z=0} = 0, \sigma_{zz}|_{z=0} = 0$ .



Задача заключается в определении реальных координат источника  $\mathbf{x}_s^*$  по зарегистрированным данным в приемниках  $d_r^{obs} = v_z(\mathbf{x}_r, t; \mathbf{x}_s^*)$ . Смоделированные данные обозначим как  $d_r(\mathbf{x}_s) = v_z(\mathbf{x}_r, t; \mathbf{x}_s)$ .

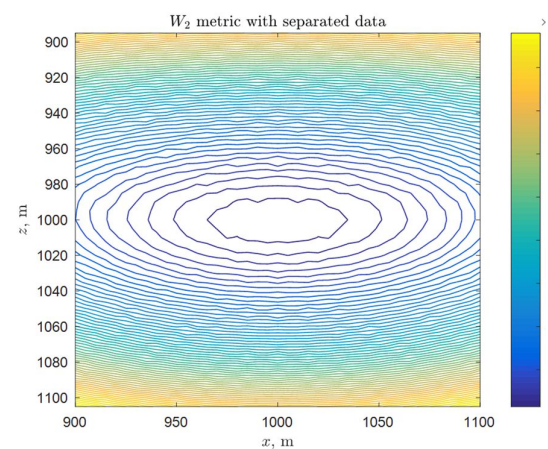
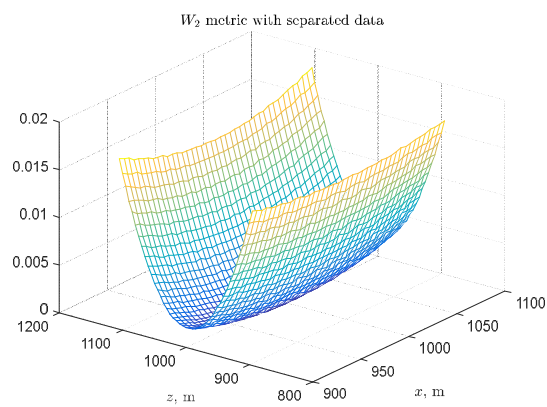
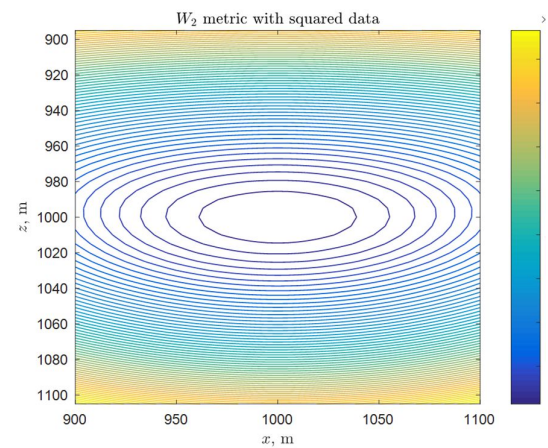
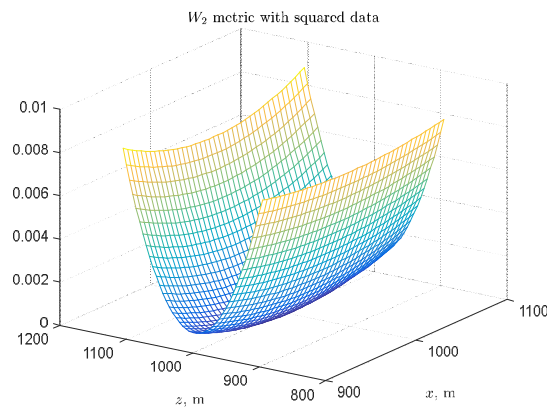
Таким образом, нужно найти значение  $\mathbf{x}_s$ , которое минимизирует целевой функционал с какой-либо из метрик (2-4), то есть

$$\mathbf{x}_s^* = \operatorname{argmin}_{\mathbf{x}_s} \sum_r \rho_i(d_r^{obs}, d_r(\mathbf{x}_s)), \quad i \in \{0, 1, 2\}.$$

## 2.2. Численные эксперименты

Рассмотрим задачу в области  $\Omega = [0, L_x] \times [0, L_z]$ , где  $L_x = 2000$  м,  $L_z = 2000$  м. Поскольку, вообще говоря, мы работаем в полупространстве  $z \geq 0$ , то около границ  $x = 0$ ,  $x = L_x$ ,  $z = L_z$  вводим условия PML (perfectly matched layer).

Возьмем реальные координаты источника в центре области –  $\mathbf{x}_s^* = (1000$  м,  $1000$  м). Приемники расположим в координатах (500 м, 10 м), (1000 м, 10 м), (1500 м, 10 м). Далее построим поверхности  $\sum_r \rho_i(d_r^{obs}, d_r(\mathbf{x}_s))$  для каждой из трех рассматриваемых метрик.





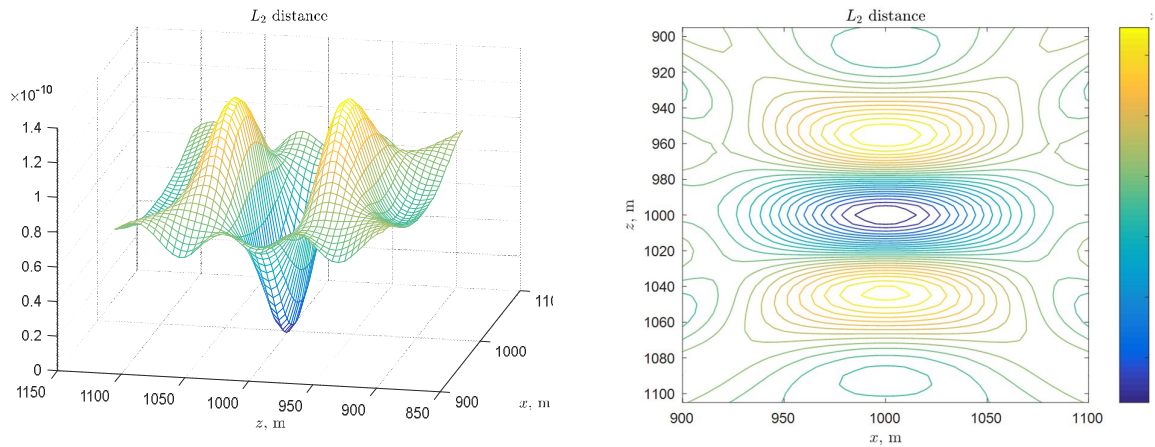


Рис. 1. Значение целевого функционала для различных метрик

Данный пример показывает, что свойства метрики Вассерштейна из пункта (1.2) выполняются и, таким образом, с помощью данной метрики можно быстрее и точнее определить искомые значения нужных параметров модели. В то же время,  $L_2$ -норма показывает гораздо худшие результаты – имеем множество локальных экстремумов, и по этой причине могут возникнуть трудности при выполнении итерационного процесса.

#### Благодарности

Работа выполнена при поддержке Российского Научного Фонда (код проекта 17-17-01128).

#### Список литературы

*B. Engquist, B. D. Froese, Y. Yang.* Optimal Transport for Seismic Full Waveform Inversion. [arXiv:1602.01540](https://arxiv.org/abs/1602.01540), 2016.

*J. Chen, Y. Chen, H. Wu, D. Yang.* The quadratic Wasserstein metric for earthquake location. [arXiv:1710.10447](https://arxiv.org/abs/1710.10447), 2017.

*Collino F., and Tsogka C.* Application of the perfectly matched absorbing layer model to the linear elastodynamic problem in anisotropic heterogeneous media: Geophysics. – 2001. – Vol. 66. – P. 294–307.

*Villani C.* Topics in optimal transportation, volume 58 of Graduate Studies in Mathematics. American Mathematical Society, Providence, RI, 2003.

## **Optimal transport for inverse dynamic problem of seismic**

**Alexey Vasilenko**<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences*

In order to reconstruct the model in the inverse dynamic seismic problem  $L_2$ -norm is usually used. It is known from theoretical derivations and numerous results that in this case the target functional has many local extrema, and the presence of this fact makes it much more difficult to find a global minimum. In this paper we propose to use the Wasserstein metric which by definition is the optimal cost of rearranging one probability distribution into another. In the one-dimensional case this metric is found by inverting the cumulative distribution functions. This metric has a number of advantages over the  $L_2$ -norm, namely: convexity with respect to the parameters of shift, dilation, amplitude loss parameter. Also, it is worth drawing attention to the fact that this metric is resistant to white noise, that is, in this case there is no difference between data with white noise and without it. Note that before calculating the distance, seismic data must be processed in such a way that they are non-negative and have a unit mass. Here we consider two ways to normalize the data: separating data into positive and negative parts and squaring the data.

This work also presents and discusses the results of numerical experiments, including a comparative analysis of the velocity models recovered using the Wasserstein metric and  $L_2$ -norm. In the second case a regularizing procedure in the form of a truncation of a singular value decomposition is applied in the reconstruction of the model. The results show that the properties of the Wasserstein metric are fulfilled and, thus, we can more quickly and more accurately determine the required values of the considered model parameters using this metric.

This research was supported by Russian Science Foundation, grant № 17-17-01128.

## *Новые подходы в оптимизации расчёта волновых полей, связанных непосредственно с выделенной целевой областью сейсмического отклика*

**Андрей Владимирович Шалашников<sup>1</sup>, Дмитрий Борисович Фиников<sup>1</sup>, Николай Игоревич Хохлов<sup>2</sup>, Андрей Михайлович Иванов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Сейсмотек»/Москва

<sup>2</sup>Лаборатория прикладной вычислительной геофизики, МФТИ/г. Долгопрудный

### **Аннотация**

В докладе приводится описание и верификация методики расчёта волнового поля отражённых волн определённого типа поляризации от локализованных целевых объектов среды. Особенностью метода является параметрическое объединение оператора продолжения волнового поля, рассчитываемого посредством послойного пересчёта на базе интеграла Кирхгофа и конечно-разностного оператора моделирования отражённых волн. Параметризация типа оператора трансформации волнового поля определяется на базе каркасной эффективной глубинно-скоростной модели. Объединение этих методов позволяет: локализовать структуру отражённых волн от целевого объекта в среде; сократить численные затраты моделирования за счёт ограничения применения дорогого конечно-разностного оператора только в целевой области; устранить проблемы переноса волнового поля конечно-разностным оператором в сложных (например, низкоскоростных), но не целевых областях (ЗМС). Результаты моделирования были верифицированы посредством выполнения миграции и получения угловых развёрток.

Выполнялся сравнительный анализ динамики полученных глубинных сейсмограмм с синтетическими, динамика которых определялась решением систем векторных уравнений для плоских волн на непрерывность смещений и напряжений на границах разрывов упругих параметров.

Исследования осуществляются ООО «Сейсмотек» при грантовой поддержке Фонда «Сколково».

Ключевые слова: методика послойного пересчёта волнового поля посредством интеграла Кирхгофа, моделирование волнового поля разностным оператором, поляризационная фильтрация, угловые глубинные сейсмограммы.

### **ВВЕДЕНИЕ**

Задача моделирования сейсмических волновых полей — важный многоцелевой инструмент для различных этапов работы с сейсмическими данными. Лучевое моделирование зачастую используется при планировании геометрии системы наблюдений и выборе оптимальных параметров отстрела. Также кинематическое моделирование может быть использовано для проверки структурных гипотез в сложных средах, когда на этапе решения обратной кинематической задачи уверенное присутствие синфазностей на глубинных мигрированных сейсмограммах общей точки изображения и качество их «спрямленности» допускает определенную вариативность в поведении структурного горизонта и в пикировке остаточной кинематики на временном образе этой синфазности.

Результаты динамического моделирования по своей идеологии призваны верифицировать те или иные методики решения обратных динамических задач, имеющих

определенное отношение к инверсии упругих параметров. Так же по результатам динамического моделирования возможно оценивать динамические искажения в целевом изображении среды, обусловленные особенностями геометрии наблюдений, вариативностью используемой глубинно-скоростной модели и некоторыми другими аспектами процедур обработки данных.

Ранее в работах [1,2], в которых описывался комплекс программ трансформации волновых полей, предлагалось использование методики послойного “перепогружения” в прямом или в обратном времени трехмерного волнового. Решались, например, такие задачи, как погружение источников/приемников на фиксированный горизонт в используемой ГСМ с целью упрощения волновой картины и анализа кинематической структуры волн, трехмерное моделирование волны заданного кода (описание схемы прохождения/переотражения от интерфейсных горизонтов, смены типа поляризации).

На идеологическом уровне методика послойного пересчета представляет собой пример реализации обобщенных конечных элементов — когда оператор внутри достаточно существенной области рассчитывается не очень сложно за счет слабых вариаций оптических свойств среды, что допускает использование аппарата асимптотических локальных решений для реализации численного расчета. А на границах этих областей производится “объединение” данных и оператора переноса, реализуемого областью или слоем — т.е. пространственное интегрирование данных с применением определенных кинематических подвижек, весовых функций, различных фильтров и т.д.

Описываемый подход, таким образом, представляет собой настраиваемый граф или конструктор из элементов описания последовательности «движений» поля, а также последовательности смены типа поляризации волны.

Также хотелось бы заметить, что с точки зрения моделирования данная методика сравнима с лучевым моделированием. Мы считаем только такие поля, какие хотим и “заказываем”. Однако, с точки зрения динамических свойств интегральная методика существенно корректна и с точки зрения структурной стабильности волновой картины в относительно сложной ГСМ интегральная методика также существенно выигрывает.

### **СВОЙСТВО ТРАНСФЕРНОСТИ МЕТОДА ПОСЛОЙНОГО ПЕРЕСЧЕТА**

Важным свойством методики послойного пересчета волновых полей является возможность “включения” решения задачи получения сейсмического отклика от некоторой целевой области, рассчитанного каким-либо “сторонним” способом. Последовательность интегральных преобразований позволяет на некотором промежуточном этапе вовлечь ‘внешний’ оператор реакции среды в решение посредством пространственного интегрирования функции источника на границе целевой области с некоторым оператором реакции этой области, рассчитанным на заданный базис входных функций источника. Сказанное означает, что в методике есть возможность переноса некоторого решения волнового уравнения через используемую эффективную ГСМ на заданную геометрию наблюдений, т.е. методика обладает свойством трансферности. Следовательно, эта техника позволяет генерировать гибридные решения, когда отклик от выделенной целевой области формируется некоторым специальным образом, а “перенос” поля через “динамически нецелевую” часть эффективной ГСМ, выполняет последовательность операторов послойного пересчета.

## **ПОСТРОЕНИЕ ГИБРИДНОГО РЕШЕНИЯ**

Для формирования сейсмического отклика от выделенной целевой части упругой среды выполняется расчёт волнового поля разностными операторами на достаточно плотную геометрию наблюдений на кровлю слоя, не имеющего разрыва упругих параметров и включающего объект формирования целевого волнового поля. Для сформированного потока сейсмограмм выполняется поляризационная фильтрация для выделения волн заданного типа поляризации и снятия функции направленности приема. Полученные данные используются в качестве пространственно-временного оператора реакции целевого объекта на рассчитанную на кровлю облекающего слоя прямую волну. Продолжение полученного поля с кровли облекающего слоя на заданную геометрию наблюдений на свободной поверхности производится операторами послойного пересчета.

## **ВЫВОДЫ**

Прямые задачи не скоро войдут в повседневную практику обработки и интерпретации данных сейсморазведки, если геофизики не избавятся от присущей им гигантомании, когда ради сравнительно небольшой целевой области обчисляется по полному графу и с привлечением всех ресурсов весь колоссальный объем данных. Это может быть отчасти оправдано при обработке и интерпретации реальных наблюдений, но при решении прямых задач создает непреодолимые и неоправданные трудности. Существует не так уж много обчисленных моделей волновых полей в сложных средах, и они всегда бедны по частотному составу и плотности искусственных наблюдений. Чаще всего и модели считаются с вынужденными упрощениями и закруглениями, особенно в верхней части разреза. Необходимо уметь хорошо поставить задачу моделирования и иметь необходимый инструментарий для ее решения. Нам кажется, что прагматичный подход, развиваемый в нашей работе, и является возможным решением этой проблемы.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Каплан С.А., Лебедев Е.Б., Шалашников А.В., Фиников Д.Б. Прямые задачи в обработке и интерпретации сейсмических данных // Конференция Санкт-Петербург 2016 «Через интеграцию геонаук к постижению гармонии недр», Санкт-Петербург 11-14 апреля 2016 г.
2. Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Трансформация волновых полей: миграция, погружение, моделирование. Тезисы докладов конференции «Новые геотехнологии для старых провинций», Тюмень, 2013

**New approaches to optimizing the calculation of wave fields directly related to the selected target area of the seismic response**

**Andrey Vladimirovich Shalashnikov<sup>1</sup>, Dmitry Borisovich Finikov<sup>1</sup>, Nikolay Igorevich Khohlov<sup>2</sup>, Andrey Mihaylovich Ivanov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*Ltd «Seismotech»/Moscow*

<sup>2</sup>*Laboratory of applied computational Geophysics, MIPT/Dolgoprudny*

**Abstract**

The report describes the method of calculating and verification of wave field of reflected waves of a certain type of polarization from localized target objects of environment. A special feature of the method is the combination of the wave field continuation operator calculated by means of layer-by-layer recalculation based on the Kirchhoff integral and the finite-difference modelling operator of reflected waves. Parameterization of the wave field continuation operator type is determined on the basis of the frame effective velocity-depth model. The combination of these methods allows: to localize the structure of reflected waves; to reduce the numerical cost of modeling by limiting the use of expensive finite difference operator by the borders of the target area; to eliminate the problems of the finite-difference operator of wave field transformation in complex (for example, low-velocity), but not target areas. The simulation results were verified by means of migration.

We executed the competitive analysis of the received depth AVA-gathers and synthetic gathers, which dynamic was defined by the solution of the vector equation system for plane waves for the continuity of displacements and stresses at the discontinuity boundaries of elastic parameters.

The research is carried out by Seismotech Ltd. under the grant support of “Skolkovo” foundation.

Key words: boundary integral wavefield transformation; finite-difference modelling methods; polar filtering; AVA-gathers.

# Пространственно-временное представление переходных волн при падении полубесконечной плоской волны на систему однородных изотропных упругих слоев с плоскими параллельными границами

**Рок Владимир Ефимович<sup>1</sup>, Галаев Владимир Евгеньевич.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ФГБУ «ВНИГНИ» отд. «Геоинформатика. ВНИИгеосистем»

<sup>2</sup> ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова»

1. Движение стационарной локально-изотропной идеально упругой среды при малых деформациях описывает линейное гиперболическое уравнение для поля вектора смещений [Aki&Richards, 2002; Бреховских, Годин, 2007]:

$$\rho \frac{\partial^2 \mathbf{u}}{\partial t^2} = (\lambda + \mu) \nabla (\nabla \cdot \mathbf{u}) + \mu \Delta \mathbf{u} + \nabla \lambda (\nabla \cdot \mathbf{u}) + \nabla \mu \times (\nabla \times \mathbf{u}) + 2(\nabla \mu \cdot \nabla) \mathbf{u} + \rho \mathbf{f} \quad (1)$$

где  $\mathbf{u} = \mathbf{u}(\mathbf{r}, t)$  вектор смещения,  $\rho$  плотность (массы) среды,  $\mathbf{f} = \mathbf{f}(\mathbf{r}, t)$  – плотность внешних массовых сил,  $\nabla = \frac{\partial}{\partial \mathbf{r}}$  – дифференциальный оператор Гамильтона. Здесь и далее символы « $\cdot$ », « $\times$ », « $\otimes$ » обозначают скалярное, векторное и тензорное умножения соответственно. Для градиента скалярной функции координат знак тензорного умножения опускается:  $\nabla \otimes \phi(\mathbf{r}) \equiv \nabla \phi(\mathbf{r})$ ,  $\lambda = \lambda(\mathbf{r})$  и  $\mu = \mu(\mathbf{r})$  упругие модули Ламе стационарной неоднородной локально-изотропной идеально-упругой среды:  $\hat{\sigma} = \lambda \hat{I} \nabla \cdot \mathbf{u} + 2\mu \hat{\varepsilon}$ ,  $\hat{\sigma} = \hat{\sigma}(\mathbf{r}, t)$  – тензор напряжений, и  $\hat{\varepsilon} = \frac{1}{2} (\nabla \otimes \mathbf{u} + \mathbf{u} \otimes \nabla)$  – тензор малых деформаций.

Линейность этого уравнения отражает справедливость физического принципа суперпозиции для акустических деформаций. В области, свободной от внешних источников ( $\mathbf{f} = \mathbf{0}$ ), возмущения распространяются в виде свободных упругих волн.

По теореме Гельмгольца можно ввести скалярный и векторный потенциалы смещений  $\varphi(\mathbf{r}, t)$ ,  $\Psi(\mathbf{r}, t)$ :  $\mathbf{u} = \nabla \varphi + \nabla \times \Psi$ . Они связаны уравнением, следующим из (1),

$$\left[ \left( \frac{\partial^2}{\partial t^2} - \frac{(\lambda+2\mu)}{\rho} \Delta \right) \nabla \varphi + \left( \frac{\partial^2}{\partial t^2} - \frac{\mu}{\rho} \Delta \right) \nabla \times \Psi \right] = \frac{\nabla \lambda}{\rho} \Delta \varphi + \frac{\nabla \mu}{\rho} \times \nabla \times \nabla \times \Psi + 2 \left( \frac{\nabla \mu}{\rho} \cdot \nabla \right) (\nabla \varphi + \nabla \times \Psi) \quad (2)$$

В однородных областях изотропной идеально-упругой среды, где  $\nabla \mu = \nabla \lambda = \nabla \rho = 0$ , по теореме Ламе [Aki, Richards, 2002] уравнения для потенциалов распространяющихся упругих волн разделяются на волновые уравнения

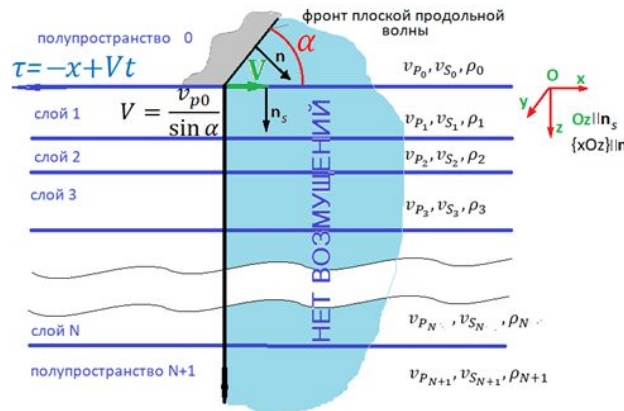
$$\text{а) } \left( \frac{\partial^2}{\partial t^2} - \frac{(\lambda+2\mu)}{\rho} \Delta \right) \varphi = 0 \quad \text{б) } \left( \frac{\partial^2}{\partial t^2} - \frac{\mu}{\rho} \Delta \right) \Psi = 0 \text{ при условии } \nabla \cdot \Psi = 0. \quad (3)$$

При этом потенциалы остаются взаимосвязанными благодаря условиям возбуждения того волнового процесса, который они совместно представляют. Свободные волны потенциалов могут распространяться в однородных изотропных упругих областях как суперпозиция бегущих по характеристикам соответствующих волновых уравнений плоских волн со скоростями:  $v_p = \sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}}$  для волн  $\varphi$ , акустические смещения в которых направлены

вдоль их направления распространения (продольных), и  $v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$  волн  $\Psi$ , акустические смещения в которых лежат в перпендикулярной к направлению распространения плоскости (поперечных).

Распространение упругих волновых возмущений в неоднородной среде, состоящей из однородных областей, разделенных границами нулевой толщины, представляет собой

суперпозицию таких бегущих волн внутри каждой однородной области, связанную граничными условиями (кинематическими и динамическими), вытекающими из общего уравнения распространения упругих волн (1), в каждой точке границы с волнами в смежных однородных областях. Граничные условия следуют из (1) (2), если градиенты конечных скачков величин физических параметров рассматривать в смысле обобщенных функций. Например, в случае отсутствия проскальзывания и невозможности разрывов кинематические условия сводятся к сохранению непрерывности смещений, динамические – к непрерывности



сил  $(\hat{\sigma} \cdot \mathbf{n}_s)$  на каждой границе с нормалью  $\mathbf{n}_s$ .

2. Рассмотрим волновой процесс в неоднородной упругой среде, состоящей из системы  $N$  однородных изотропных упругих плоских слоев, расположенных между двумя упругими полупространствами, разделенных плоскими параллельными границами без проскальзывания. В одном полупространстве задана плоская продольная полубесконечная волна,

огibaющая которой вдали от границы равна нулю перед её плоским фронтом, распространяющаяся под углом  $\alpha$  к его границе (назовем её падающей волной, хотя она является только некоторой частью волнового процесса). Вектор нормали к её фронту  $\mathbf{n}$ ,  $|\mathbf{n}| = 1$ . В этом случае распространение упругих возмущений имеет нестационарный, переходный, характер и обычно рассматривается как последовательное возбуждение взаимосвязанных бегущих волн в каждой однородной области, которые можно представить суперпозицией продольных и поперечных бегущих волн или соответствующих волн их потенциалов [Tugel, Hubral, 1987, ]. Каждая  $j$ -я ( $j = 0, 1, \dots, N + 1$ ) однородная область охарактеризована физическими параметрами  $v_{pj}, v_{sj}, \rho_j$ . Границы упругих областей имеют общее направление нормали  $\mathbf{n}_s$ . В декартовой системе координат с осью  $Oz \parallel \mathbf{n}_s$  и плоскостью  $\{x, z\} \parallel \mathbf{n}$  точку  $z = 0 = z_0$  можно совместить с плоской границей полупространства с номером  $j = 0$  и слоя с номером  $j = 1$ , а остальные плоские границы получат координаты  $z = z_j > 0$ . Рассматриваются случаи, когда  $\mathbf{n} \nparallel \mathbf{n}_s$ , угол  $\alpha = (\widehat{\mathbf{n}, \mathbf{n}_s}) > 0$  – острый, линия пересечения переднего фронта падающей волны с плоскостью границы  $z = 0$  – прямая, параллельная оси  $Oy$ . Она движется вдоль этой границы в направлении оси  $Ox$  со скоростью  $V = \frac{v_{p0}}{\sin \alpha}$ . При  $V > \max_{j=0,1,2,\dots,N+1} \{v_{pj}\}$  все упругие возмущения, связанные с падающей волной, возникают только позади плоскости, перпендикулярной всем границам и проходящей через прямую пересечения переднего фронта падающей волны с границей  $z_0$ . Для определенности можно принять, что при отсутствии акустических возмущений все акустические потенциалы имеют нулевые значения. В принятой системы координат векторные потенциалы имеют одну ненулевую составляющую - вдоль оси  $Oy$ :  $\Psi_j = (0, \psi_j, 0)^{Tr}$ , при  $\frac{\partial \psi_j}{\partial y} = 0$ .



В полупространстве  $z \leq 0$  единственная бегущая в сторону границы  $z = 0$  волна смещений с профилем сечения, нормального к фронту, заданным функцией  $f(\xi/v_{p_0})$ , где  $\xi$  - расстояние до фронта, при условии, что выбрано  $t = 0$  при  $\mathbf{n} \cdot \mathbf{r} = 0$ , имеет вид

$$\mathbf{u} = \mathbf{n} f\left(t - \frac{\mathbf{n} \cdot \mathbf{r}}{v_{p_0}}\right) = \mathbf{n} \int_0^t f(t') \delta_+\left(t - t' - \frac{\mathbf{n} \cdot \mathbf{r}}{v_{p_0}}\right) dt' \text{ при } \delta_+(x) = \lim_{\varepsilon \rightarrow +0} \delta(x + \varepsilon). \quad (4)$$

$\delta(x)$  - дельта-функция Дирака. С помощью единичной ступенчатой функции Хевисайда

$$H(x) = \begin{cases} 1, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (5)$$

Можно представить  $\mathbf{n} \delta_+\left(t - \frac{\mathbf{n} \cdot \mathbf{r}}{v_{p_0}}\right) = -v_{p_0} \nabla H\left(t - \frac{\mathbf{n} \cdot \mathbf{r}}{v_{p_0}}\right)$  и считать  $\varphi_G(\mathbf{r}, t) = H\left(t - \frac{\mathbf{n} \cdot \mathbf{r}}{v_{p_0}}\right)$  скалярным потенциалом падающей плоской продольной волны с «дельта-образным» профилем в полупространстве  $z \leq 0$  (деленным на  $-v_{p_0}$ ). Это позволяет представить падающую волну в виде градиента свертки огибающей профиля с бегущей волной потенциала в виде единичного скачка

$$\mathbf{n} \int_0^t f(t') \delta_+\left(t - t' - \frac{\mathbf{n} \cdot \mathbf{r}}{v_{p_0}}\right) dt' = -v_{p_0} \nabla \int_0^t f(t') H\left(t - t' - \frac{\mathbf{n} \cdot \mathbf{r}}{v_{p_0}}\right) dt' = \int_0^t \left(-v_{p_0} f(t - t')\right) \nabla \varphi_G(\mathbf{r}, t') dt'. \quad (6)$$

Падающая продольная волна с любым профилем представляет собой в полупространстве  $z \leq 0$  суперпозицию бегущих продольных волн со «ступенчатым» скалярным потенциалом  $\varphi_G(\mathbf{r}, t)$ . Поэтому описание полного переходного волнового поля, порожденного такой падающей волной, дает возможность определить полное переходное волновое поле для падающей плоской продольной волны с огибающей  $f(\xi/v_{p_0})$ .

3. В принятой системе координат для заданной падающей волны потенциалы  $\varphi_j, \psi_j$  упругих возмущений удовлетворяют в каждой однородной области пространственно-двумерным волновым уравнениям  $\frac{\partial^2 \varphi_j}{\partial t^2} - v_{pj}^2 \Delta \varphi_j = 0$ ,  $\frac{\partial^2 \psi_j}{\partial t^2} - v_{sj}^2 \Delta \psi_j = 0$  (здесь  $\Delta = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$ ) и граничным условиям, выражающим непрерывность векторов смещений, а также нормальных и касательных к границам напряжений на каждой линии  $z = z_j$ . Замена переменных  $\tau = -x + Vt$ ,  $z = z$  сокращает число независимых переменных и физически соответствует переходу в систему отсчета, сопутствующую скольжению линии пересечения фронта падающей волны с границей  $z = 0$ . В этих переменных задача определения функций  $\Phi_j(z, \tau) = \Phi_j(z, Vt - x) = \varphi_j(x, z, t)$  и  $\Psi_j(z, \tau) = \Psi_j(z, Vt - x) = \psi_j(x, z, t)$  становится смешанной с начальными условиями при  $\tau = 0$  и граничными в точках  $z = z_j$  для пространственно-одномерных волновых уравнений, дополненных условиями, следующими из отсутствия падающей, бегущей в положительном направлении оси  $z$ , поперечной волны в области  $z \leq 0$  и отсутствия бегущих в сторону последней границы  $z = z_N$  (в отрицательном направлении оси  $z$ ) волн в полупространстве  $z \geq z_N$ ). Уравнения для  $\Phi_j(z, \tau), \Psi_j(z, \tau)$ , определенных при  $\tau > 0$  в полосах  $z_{j-1} < z < z_j$  (считая  $z_{-1} = -\infty, z_{N+1} = +\infty$ ), при принятых условиях ( $V > \max_{j=0,1,2,\dots,N+1} \{v_{pj}\}$ ) - волновые. Внутри каждого интервала можно ввести координаты  $\zeta = z - z_{j-1}$ ,  $0 < \zeta < h_j$ , при  $h_j = z_j - z_{j-1}$  ( $j=1,2,\dots,N$ ):

$$\text{а) } (V^2 - v_{pj}^2) \partial_{\tau\tau} \Phi_j - v_{pj}^2 \partial_{\zeta\zeta} \Phi_j = 0, \quad \text{б) } (V^2 - v_{sj}^2) \partial_{\tau\tau} \Psi_j - v_{sj}^2 \partial_{\zeta\zeta} \Psi_j = 0. \quad (7)$$

Представим  $\Phi_j, \Psi_j$  через их образы Лапласа в виде интегралов Бромвича:

$$\text{a) } \Phi_j(\zeta, \tau) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\gamma-i\infty}^{\gamma+i\infty} \tilde{\Phi}_j(\zeta, s) e^{\tau s} ds, \quad \text{b) } \Psi_j(\zeta, \tau) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\gamma-i\infty}^{\gamma+i\infty} \tilde{\Psi}_j(\zeta, s) e^{\tau s} ds. \quad (8)$$

Внутри каждой однородной области ( $0 < \zeta < h_j$ )  $\tilde{\Phi}_j, \tilde{\Psi}_j$  удовлетворяют уравнениям

$$\text{a) } \frac{s^2}{L_j^2} \tilde{\Phi}_j - \frac{d^2}{d\zeta^2} \tilde{\Phi}_j = 0, \quad \text{b) } \frac{s^2}{T_j^2} \tilde{\Psi}_j - \frac{d^2}{d\zeta^2} \tilde{\Psi}_j = 0, \quad \text{где c) } \frac{1}{L_j^2} = \frac{(V^2 - v_{sj}^2)}{v_{pj}^2} > 0, \quad \text{d) } \frac{1}{T_j^2} = \frac{(V^2 - v_{sj}^2)}{v_{sj}^2} > 0. \quad (9)$$

В частности  $\frac{1}{L_0} = \sqrt{\frac{1}{\sin^2 \alpha} - 1} = \frac{1}{\text{tg } \alpha}$ . Решения (9 а,б) имеют вид

$$\tilde{\Phi}_j(\zeta, s) = \Phi_j^+(s) e^{-s\zeta/L_j} + \Phi_j^-(s) e^{s\zeta/L_j}, \quad \tilde{\Psi}_j(\zeta, s) = \Psi_j^+(s) e^{-s\zeta/T_j} + \Psi_j^-(s) e^{s\zeta/T_j} \quad (10)$$

представляют собой образы бегущих волн в пространстве  $(\zeta, \tau)$ . Так как  $\text{Re } s = \gamma > 0$ , экспоненты с амплитудами  $\Phi_j^+(s), \Psi_j^+(s)$  – образы волн, бегущих в положительном направлении оси  $\zeta$ , совпадающим с направлением оси  $z$ , а с амплитудами  $\Phi_j^-(s), \Psi_j^-(s)$  - в противоположном направлении. Полный образ волнового поля характеризуется в каждой области вектором

$$\mathbf{A}_j(s) = (\Phi_j^+, \Phi_j^-, \Psi_j^+, \Psi_j^-)^{Tr}. \quad (11)$$

Связь этих векторов в точках  $\zeta = 0, \zeta = h_j$  вытекает из преобразованных граничных условий, а начальные условия в переменных  $(\zeta, \tau)$  учитываются в преобразованиях Лапласа входящих в них производных потенциалов по  $\tau$ . Так как в слоях с  $j = 1, 2, \dots, N + 1$  принято  $\Phi_j(\zeta, 0) = \partial_\tau \Phi_j|_{\tau=0} = \Psi_j(\zeta, 0) = \partial_\tau \Psi_j|_{\tau=0} = 0$ , при  $0 \leq \zeta \leq h_j$  то из начальных и граничных условий в  $(\zeta, \tau)$  при переходе в  $(\zeta, s)$  следует:

$$\mathbf{M}_{j+1}(0, s) \mathbf{A}_{j+1}(s) = \mathbf{M}_j(h_j, s) \mathbf{A}_j(s). \quad (12)$$

Матрицы 4x4  $\mathbf{M}_j(\zeta, s) = s \mathbf{m}_j(\zeta, s) =$

$$s \begin{pmatrix} e^{-s\zeta/L_j} & e^{s\zeta/L_j} & -\frac{1}{T_j} e^{-s\zeta/T_j} & \frac{1}{T_j} e^{s\zeta/T_j} \\ -\frac{1}{L_j} e^{-s\zeta/L_j} & \frac{1}{L_j} e^{s\zeta/L_j} & -e^{-s\zeta/T_j} & -e^{s\zeta/T_j} \\ \rho_j \left( \frac{v_{p0}^2}{\sin^2 \alpha} - 2v_{sj}^2 \right) e^{-s\zeta/L_j} & \rho_j \left( \frac{v_{p0}^2}{\sin^2 \alpha} - 2v_{sj}^2 \right) e^{s\zeta/L_j} & \frac{2\rho_j v_{sj}^2}{T_j} e^{-s\zeta/T_j} & -\frac{2\rho_j v_{sj}^2}{T_j} e^{s\zeta/T_j} \\ -\frac{2\rho_j v_{sj}^2}{L_j} e^{-s\zeta/L_j} & \frac{2\rho_j v_{sj}^2}{L_j} e^{s\zeta/L_j} & \rho_j \left( \frac{v_{p0}^2}{\sin^2 \alpha} - 2v_{sj}^2 \right) e^{-s\zeta/T_j} & \rho_j \left( \frac{v_{p0}^2}{\sin^2 \alpha} - 2v_{sj}^2 \right) e^{s\zeta/T_j} \end{pmatrix} \quad (13)$$

Определитель  $\text{Det}(\mathbf{m}_j) = \frac{4v_{p0}^4 \rho_j}{L_j T_j \sin^4 \alpha} > 0$ , поэтому существуют обратные матрицы  $\mathbf{M}_j^{-1}(\zeta, s) = \frac{1}{s} \mathbf{m}_j^{-1}(\zeta, s)$ . При  $\zeta = 0$  матрицы  $\mathbf{m}_j(0, s), \mathbf{m}_j^{-1}(0, s)$  не зависят от  $s$ .

На границе  $z = z_0 = 0$  имеются ненулевые начальные условия при  $\tau = 0$  благодаря заданной падающей продольной волне  $H\left(\tau - \frac{\zeta}{\text{tg } \alpha}\right) = \frac{1}{2\pi i} \int_{\gamma-i\infty}^{\gamma+i\infty} \left(\frac{1}{s} e^{-\frac{s}{L_0} \zeta}\right) e^{s\tau} ds$  поэтому

$$\mathbf{M}_1(0, s) \mathbf{A}_1(s) = \mathbf{M}_0(0, s) \mathbf{A}_0(s) + \mathbf{B}, \quad (14)$$

при  $\mathbf{A}_0(s) = \left(\frac{1}{s}, \Phi_0^-(s), 0, \Psi_0^-(s)\right)^{Tr}$  и  $\mathbf{B} = (-1, 0, \rho_0(2v_{s0}^2 - V^2), 0)^{Tr}$ . В полупространстве  $j = N + 1$  возможны только бегущие в сторону возрастания  $\zeta$  волны, поэтому

$$\mathbf{A}_{N+1}(s) = (\Phi_{N+1}^+(s), 0, \Psi_{N+1}^+(s), 0)^{Tr}. \quad (15)$$

$$\text{Значит, } \mathbf{A}_{N+1}(s) = \mathbf{M}_{N+1}^{-1}(0, s) [\mathbf{C}_N(h_N, s) \dots \mathbf{C}_2(h_2, s) \mathbf{C}_1(h_1, s)] (\mathbf{M}_0(0, s) \mathbf{A}_0(s) + \mathbf{B}), \quad (16)$$

где  $\mathbf{C}_j(h_j, s)$  характеристические (4x4)-матрицы слоев, зависящие только от физических параметров упругой среды каждого слоя, его толщины и угла падения падающей волны:

$$\mathbf{C}_j(h_j, s) = \mathbf{m}_j(h_j, s) \mathbf{m}_j^{-1}(0, s). \quad (17)$$

Определим вектор  $\mathbf{B}' = \mathbf{M}_{N+1}^{-1}(0, s) [\mathbf{C}_N(h_N, s) \dots \mathbf{C}_2(h_2, s) \mathbf{C}_1(h_1, s)] \mathbf{B}$  и матрицу 4x4  $\mathbf{P} = \|\|p_{kl}\|\|$

$$\mathbf{P} = \mathbf{M}_{N+1}^{-1}(0, s) [\mathbf{C}_N(h_N, s) \dots \mathbf{C}_2(h_2, s) \mathbf{C}_1(h_1, s)] \mathbf{M}_0(0, s). \quad (18)$$

Тогда из системы линейных уравнений 
$$\begin{pmatrix} \Phi_{N+1}^+(s) \\ 0 \\ \Psi_{N+1}^+(s) \\ 0 \end{pmatrix} =$$

$$\begin{pmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{13} & p_{14} \\ p_{21} & p_{22} & p_{23} & p_{24} \\ p_{31} & p_{32} & p_{33} & p_{34} \\ p_{41} & p_{42} & p_{43} & p_{44} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1/s \\ \Phi_0^-(s) \\ 0 \\ \Psi_0^-(s) \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} b'_1 \\ b'_2 \\ b'_3 \\ b'_4 \end{pmatrix} \quad (19)$$

следует, что акустическое поле, рассеянное в сторону  $z \rightarrow -\infty$  при  $z < 0$ , определяется

$$\text{функциями} \quad \begin{cases} \Phi_0^-(s) = \frac{1}{s} [(sb'_4 + p_{41})p_{24} - (sb'_2 + p_{21})p_{44}] / [p_{22}p_{44} - p_{24}p_{42}] \\ \Psi_0^-(s) = \frac{1}{s} [(sb'_2 + p_{21})p_{42} - (sb'_4 + p_{41})p_{22}] / [p_{22}p_{44} - p_{24}p_{42}] \end{cases} \quad (20)$$

Все матричные элементы  $p_{kl}$  и  $b'_k$  содержат только суммы членов вида  $a(e^s)^c$ , поэтому знаменатель  $\Phi_0^-(s)$  и  $\Psi_0^-(s)$  имеет вид (значения  $a_k, c_k$  известны после вычисления

$$\text{матрицы } \mathbf{P}): \quad p_{22}p_{44} - p_{24}p_{42} = a_0 + \sum_{k=1}^{Kmax} a_k e^{c_k s}. \quad (21)$$

В конечном множестве  $\{b'_k\}$  всегда найдется наибольший элемент  $c_m = \max_k \{c_k\} > 0$ :

$$\frac{1}{a_0 + \sum_{k=1}^{Kmax} a_k e^{c_k s}} = \frac{e^{-c_m s}}{a_m \left( 1 + \frac{a_0}{a_m} e^{-c_m s} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{Kmax} \frac{a_k}{a_m} e^{-(c_m - c_k)s} \right)} = \frac{e^{-c_m s}}{a_m (1 + Q(s))} \quad (22)$$

Все  $c_m - c_k > 0$  и всегда можно выбрать абсциссу сходимости  $\gamma$  интеграла Бромвича (считаем  $c_0 = 0$ ) в обратном преобразовании Лапласа  $\gamma > \frac{1}{\min_k \{c_m - c_k\}} \ln \left( \sum_{k=0}^{Kmax} \left| \frac{a_k}{a_m} \right| \right) > 0$  тогда  $|Q(s)| < 1$  и можно представить сходящимся в каждой точке пути Бромвича  $Re s = \gamma > 0$  степенным рядом  $\frac{1}{1+Q} = 1 + \sum_{n=1}^{\infty} (-Q)^n$ . Числители  $\Phi_0^-(s), \Psi_0^-(s)$  также суммы

$$\text{экспонент. При } z < 0: \quad \tilde{\Phi}_0^-(z, s) = \Phi_0^-(s) e^{\frac{sz}{L_0}} = \frac{1}{s} \sum_{m=0}^{\infty} \varphi_m e^{-\left(\frac{|z|}{L_0} + d_m\right)s}, \quad (23)$$

$$\tilde{\Psi}_0^-(z, s) = \Psi_0^-(s) e^{sz/T_0} = \frac{1}{s} \sum_{m=0}^{\infty} \psi_m e^{-\left(\frac{|z|}{T_0} + w_m\right)s}. \quad (24)$$

Каждое слагаемое в этих суммах соответствует в  $(z, \tau)$  ступенчатой функции вида

$$\varphi_m H \left( \tau - \left( \frac{|z|}{L_0} + d_m \right) \right), \quad \psi_m H \left( \tau - \left( \frac{|z|}{T_0} + w_m \right) \right). \quad (25)$$

Для наблюдений в течение конечного времени требуется конечное число слагаемых. Переход в исходную систему координат и вычисление поля в полупространстве  $z < 0$  приводит к представлению его в виде суммы плоских продольных и поперечных волн, бегущих друг за другом в направлении  $z \rightarrow -\infty, x \rightarrow +\infty$ , пропорциональных огибающей падающей волны, с различными интервалами. Решение уравнений (19) относительно  $\Phi_{N+1}^+(s), \Psi_{N+1}^+(s)$  позволяет в итоге определить поле в области  $z > z_N$ . Полученный

результат в обоих случаях зависит от физических и геометрических характеристик упругих слоев и порядка их расположения, а также от угла падения падающей волны, полная энергия которой перераспределяется в пространстве и времени в результате дальнейшего распространения и рассеяния в рассмотренной слоистой среде. Акустическое поле представляет собой в пространственно-временном представлении сумму сигналов, порожденных падающей волной, прошедших по всем возможным путям, состоящих из отрезков характеристик волновых уравнений для продольных и поперечных волн в однородных упругих слоях с соответствующими масштабными коэффициентами и временами запаздывания.

4. Появление алгебраических связей между амплитудами спектральных компонентов волн в соприкасающихся однородных областях слоистых сред в матричной форме естественно и известно по работам [Thomson, 1950; Haskell, 1953; Kennett, 2009; Schmidt, 1984, 1986; Молотков, 1984; Петрашень и др.1982] и многим другим, в которых рассматривались задачи, различные по условиям возбуждения акустических полей в слоистых средах в том числе и в различных приближениях, например, длинноволновом [Backus, 1962], позволяющем пренебречь временем прохождения сигналов в тонких слоях. Геометрия параллельных плоских границ обладает двумя типами непрерывных пространственных симметрий: вращательной, относительно вращений вокруг любой оси, перпендикулярной границам, и трансляционной вдоль границ. При решении задачи, рассмотренной в данной работе, учтены обе эти симметрии и гиперболичность уравнения распространения возмущений, которая приводит к конечности скорости распространения сигналов по каждому возможному пути.

#### **Список литературы**

- Aki K. & Richards P.G.*, Quantitative seismology, 2<sup>nd</sup> ed.//Univ. Sci. Book, Cal. – 2002 – 722 p.
- Бреховских Л.М., Годин О.Л.*, Акустика неоднородных сред: в 2 т. Т1: Основы теории отражения и преломления звука. – М.: Наука, 2007 – 443 с.
- Tygel M. and Hubral P.*, Transient waves in layered media// Elsevier Sci. Publ. – 1987–329 p.
- Thomson W.T.*, Transmission of Elastic Waves through a Stratified Solid Medium//J. Appl. Phys.- 1950. – vol. 21, pp 89-93.
- Haskell N.A.*, The dispersion of surface waves on multilayered media//Bull. Of Seismol. Soc. Of Amer.- 1953 – vol. 43, No. 1, pp. 17-34.
- Kennett B.L.N.*, Seismic wave propagation in stratified media, 2<sup>nd</sup> ed. – Canberra: ANU Press. – 2009 (1<sup>st</sup> ed. 1983). – X+288 p.
- Schmidt H., Tango G.*, Efficient global matrix approach to the computation of synthetic seismograms//Geophys. J. R. astr. Soc. – 1986 - Vol. 84, pp.331-359.
- Schmidt H., Jensen F.B.*, Efficient numerical solution technique for wave propagation in horizontally stratified environments// Computers & Mathematics with Applications. - 1984.- vol. 11(7-8), pp. 699-715.
- Молотков Л.А.*, Матричный метод в теории распространения волн в слоистых упругих и жидких средах. – Наука Л.: 1984, 202 с.
- Петрашень Г.И., Молотков Л.А., Крауклис П.В.*, Волны в слоисто-однородных изотропных упругих средах. Метод контурных интегралов в нестационарных задачах динамики. – Наука. Л.: 1962, 289 с.

*Trorey A.W.*, Theoretical seismograms with frequency and depth dependent absorption//Geophysics – 1962 – vol. 27, No.6, Part I, pp.766-785

## **Spatio-temporal representation of transient waves when a semi-infinite plane wave is incident on a system of homogeneous isotropic elastic layers with plane parallel boundaries**

**Rok Vladimir<sup>1</sup>, Galaev Vladimir<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute", Moscow*

<sup>2</sup> *MSU Seismic Data Analysis Center LLC, Moscow*

### **Abstract**

A problem of the incidence of a semi-infinite plane longitudinal wave from an elastic homogeneous isotropic half-space to the flat boundary of a system of a finite number of plane homogeneous isotropic elastic layers with parallel interfaces lying on an elastic half-space is considered. The absence of elastic deformations before the front of the incident wave for special angles of incidence means that the process of formation of elastic perturbations in such a system is of a nonstationary, transient, wave nature. The conditions of physical causality make it possible to consider the sequence of excitation of elastic waves inside all homogeneous elastic regions at certain angles of incidence of the initial wave, taking into account the successive reflections, refractions, exchanges, reverberations of the excited waves into layers, and the total elastic field of the progressive waves leaving both outer planar boundaries of the entire system of layers. The solution is obtained in the case of linear theory of elasticity in the space-time representation and determines the parameters of these waves.

## *Влияние связности систем трещин на поглощение сейсмической энергии в трещиновато-пористых средах.*

**Новиков Михаил Александрович<sup>1</sup>, Лисица Вадим Викторович<sup>1</sup>, Колюхин Дмитрий Романович<sup>1</sup>, Решетова Галина Витальевна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука*

<sup>2</sup> *Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН*

### **Введение**

Одной из актуальных задач современной геофизики является выделение устойчивых проявлений флюидонасыщения пласта, мобильности флюида и транспортных свойств резервуара в сейсмических атрибутах. Отдельное внимание уделяется изучению потоков флюидов, индуцированных сейсмическими волнами (от англ. Wave-induced fluid flow - WIFF). Эти потоки возникают при распространении сейсмической волны в трещиновато-пористой среде в связи с перепадами давления, возникающими во фронте волны между вмещающей породой и материалом трещин. В то время как поток флюидов между трещинами и вмещающей породой наиболее активен на низких частотах и обуславливается в основном контрастом свойств материалов трещин и вмещающей породы, поток флюида между пересекающимися трещинами проявляется в высокочастотном диапазоне и зависит от свойств материала трещин и их связности. Чаще всего при исследовании влияния связности трещин на затухание сейсмических волн используются относительно простые трещиноватые модели, где связность трещин локальна и представлена, например, попарным пересечением взаимно перпендикулярных трещин [Rubino et al., 2014; Novikov et al., 2017]. В настоящей работе для более детального изучения влияния связности трещин на интенсивность флюидопотоков и, следовательно, поглощения сейсмической энергии были сгенерированы двухмасштабные трещиноватые системы. Для генерации моделей применен распространенный в геостатистике метод имитации отжига, где основным максимизируемым параметром среды была длина перколяции в среде. После чего сгенерированные трещиноватые модели с различной степенью связности трещин были использованы при численном моделировании распространения сейсмических волн, а результирующие волновые поля использованы для оценки частотно-зависимого затухания волны на рассматриваемых системах трещин.

### **Генерация дискретной системы трещин**

Для генерации трещиноватых сред различной степени связности трещин был использован метод имитации отжига. Это метод прямого поиска глобального экстремума целевого функционала, в который мы включили две составляющие. Одна характеристика – фрактальная размерность центров трещин в модели. Вторая – вероятность перколяции, т.е. существования непрерывного пути через материал трещин на определенном расстоянии. Рассматриваемая прямоугольная трещиноватая область имеет размеры 1 x 4 м. Изначально в области равномерно распределены трещины двух семейств – перпендикулярные и параллельные направлению горизонтальной оси. Ширина и длина трещин одинаковы и составляют 4 и 30 мм соответственно. Вероятность перколяции оценивается в квадратном окне размером 25 x 25 см по всей области. В итоге были получены трещиноватые модели различных стадий перколяции. Три модели различных стадий перколяции представлены на Рис. 1 а). Можно видеть, что с увеличением вероятности перколяции образуются

мезомасштабные кластеры трещин. Всего было сгенерировано 10 реализаций по 6 стадий перколяции в каждой, итого 60 трещиноватых моделей.

Для анализа двухмасштабной структуры полученных систем трещин был проведен статистический анализ их геометрических характеристик. Вместо самой системы трещин была исследована ее срединная линия, разбитая на простые ломаные линии, имеющие хотя бы одним из своих концов общую вершину трех и более отрезков срединной линии (в дальнейшем называем их «плечами»). Для каждой стадии перколяции были найдены осредненные распределения числа плеч, длин плеч, расстояний между их концами и извилистости. Результаты демонстрируют, что, хотя большая часть плечи ориентирована как отдельные трещины (под углами 0 и 90 градусов к горизонтальной оси), длина перколяции трещиноватой системы обеспечивается под углами +45/-45 градусов.

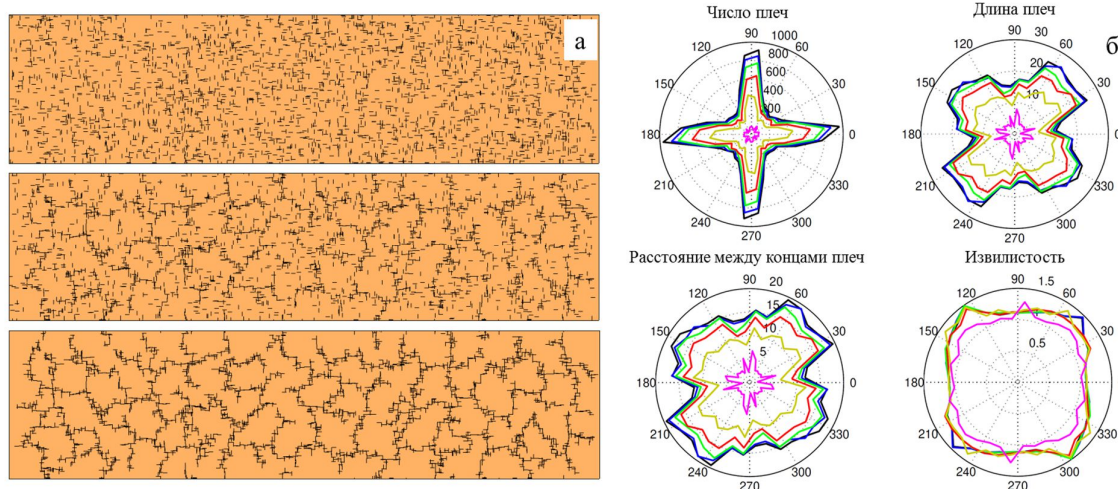


Рис 1. а) Трещиноватые модели разной степени связности трещин (связность растет от верхней модели к нижней); б) Статистические параметры геометрии мезомасштабных структур в зависимости от ориентации плеча. Цвета соответствуют стадиям связности в порядке убывания длины перколяции: черный, синий, зеленый, красный, желтый, розовый.

### Численное моделирование распространения волны

Для моделирования распространения сейсмической волны в построенных трещиноватых средах численно решается система уравнений динамики Био [Biot, 1956] с помощью конечно-разностной аппроксимации на разнесенных сетках [Masson et al., 2006]. Расчетная область схематически изображена на Рис 2. и представляет собой прямоугольную область, содержащую трещиноватый участок. Размер области по вертикали 1 м, а по горизонтали зависит от доминирующей частоты исходного сигнала. Граничные условия на верхней и нижней границах – периодические, а на боковых границах для избавления от отражений построены идеально согласованные слои. В качестве исходного сигнала используется импульс Рикера с доминирующей частотой, варьирующейся от 1 до 10 кГц с шагом 1 кГц.

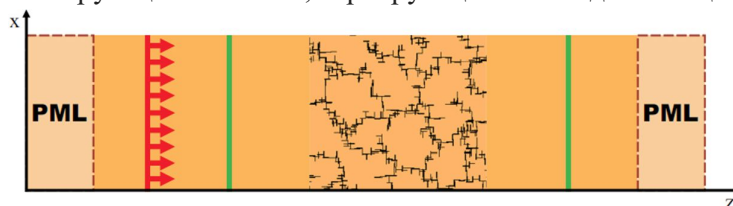




Рис 2. Схематическое изображение расчетной области. Красная линия – линия источников, зеленые линии – линии приемников.

Для исследования влияния связности трещин на распространение сейсмической волны, в частности, ее частотно-зависимое затухание был проведен ряд численных экспериментов по распространению плоской быстрой Р-волны трещиноватой среде. Первая группа численных экспериментов проведена для проницаемой вмещающей породы, что позволяет возникать потокам флюида в ней. Проницаемость вмещающей породы составляет  $10^{-13} \text{ м}^2$ , материала в трещинах -  $10^{-9} \text{ м}^2$ . Остальные свойства материалов вмещающей породы, трещин, а также флюида представлены в работе [Novikov et al., 2017]. Результирующие волновые поля давления флюида представлены на Рис. 3. Видно, что связность трещин существенно влияет на дисперсию волны и затухание. Распределение давления в окрестности трещин свидетельствует об интенсивных потоках флюида между вмещающей средой и материалом трещин. Системы трещин с высокой степенью связности трещин приводят к сильному затуханию волны.

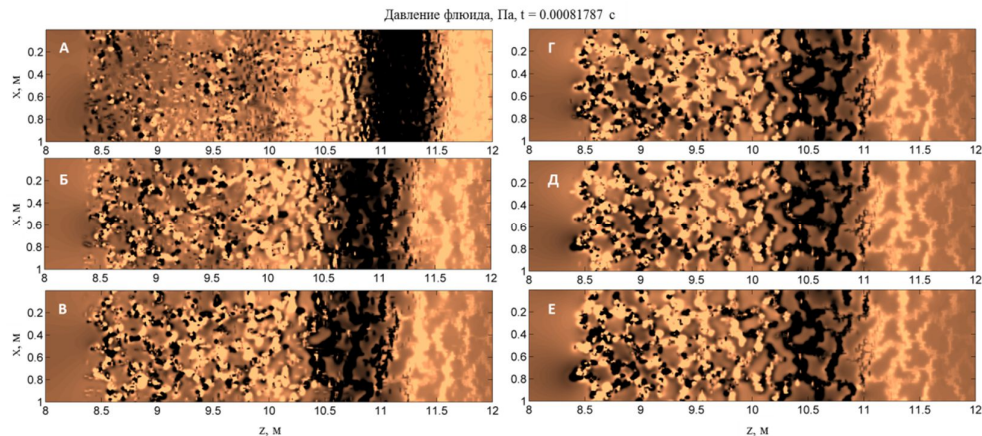


Рис 3. Поля давления во флюиде для моделей с разной степенью связности трещин (проницаемая вмещающая среда) при центральной частоте исходного сигнала 3кГц. Степень связности трещин растет от А к Е.

Сейсмотрассы, зарегистрированные на линиях приемников перед и за трещиноватым участком, были использованы для оценки частотно-зависимого затухания волны в трещиноватой среде методом деконволюции сигналов. Полученные оценки затухания для каждой реализации, а также оценки, осредненные по реализациям для каждой степени связности трещин изображены на Рис 5. а). На Рис 5. а) также изображены теоретические оценки затухания, вызванные рассеянием [Rytov et al., 1988]. Полученные оценки свидетельствуют о том, что увеличение связности трещин усиливает затухание волны. Основным механизмом затухания, однако, выступает именно переток флюида между вмещающей породой и материалом трещин. Независимость положения пиков затухания вблизи 3 кГц от степени связности трещин свидетельствует о локальности потоков флюида в трещинах и их зависимости только от размеров пересекающихся трещин и свойств заполняющего их материала.

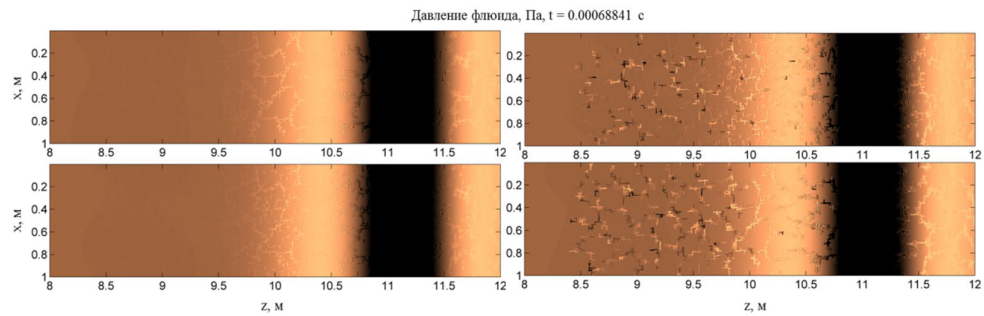


Рис 4. Поля давления флюида для трещиноватых моделей до (слева) и после (справа) насыщения CO<sub>2</sub>. Верхние моментальные снимки соответствуют моделям со слабой связностью трещин, нижние моментальные снимки соответствуют моделям с высокой связностью трещин.

Для подтверждения данного предположения был проведен еще один ряд численных экспериментов, в которых вмещающая порода имеет чрезвычайно низкую проницаемость  $10^{-15} \text{ м}^2$ , что не дает возможности возникновению флюидопотоков в ней. В качестве материала трещин были рассмотрены две модели, отражающие влияние закачки в пласт углекислоты, вызвавшей частичное растворение материала трещин. Первая модель соответствует материалу трещин до насыщения CO<sub>2</sub>, вторая модель – материалу после насыщения CO<sub>2</sub>. Влияние углекислоты в основном заключается в существенном росте пористости и проницаемости во второй модели по сравнению с первой. На моментальных снимках полей давления флюида (Рис 4.) видно, что контраст давления флюида возникает только внутри трещин, т.е. низкая проницаемость вмещающей породы действительно исключила переток флюида в нее из трещин. В сравнении с моделью материала трещин до насыщения CO<sub>2</sub>, частично растворенный материал показывает более интенсивные флюидопотоки между трещинами, однако оценки затухания на Рис 5. б) показывают, что в обоих случаях затухание чрезвычайно низкое и его влиянием на волновой процесс можно пренебречь. Кроме того, в обоих случаях практически нет зависимости затухания от мезомасштабной структуры трещин, т.е. от глобальной их связности. Таким образом, можно заключить, что глобального перетока флюида между трещинами не возникает, поток флюида между трещинами определяется исключительно локальной связностью трещин.

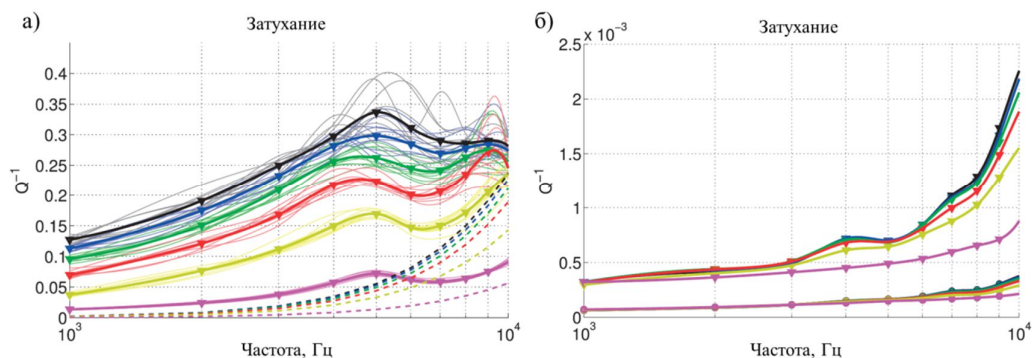


Рис 5. Оценки затухания для случая (а) высокопроницаемой вмещающей породы, (б) случая насыщения CO<sub>2</sub>. Цвета соответствуют стадиям связности в порядке убывания длины перколяции: черный, синий, зеленый, красный, желтый, розовый. Жирные сплошные линии с треугольниками показывают осредненные по реализациям оценки, тонкие линии

соответствуют результатам для отдельной реализации, пунктирные линии – теоретические оценки затухания, вызванного рассеянием.

### **Заключение**

В ходе работы методом имитации отжига были построены трещиноватые модели двухмасштабной структуры с высокой связностью трещин. С использованием полученных трещиноватых моделей было проведено численное моделирование распространение сейсмической волны в трещиноватой среде с последующей численной оценкой частотно-зависимого затухания волны на системе трещин. Результаты показывают, что рост связности трещин, а именно образование мезомасштабных кластеров трещин приводит к более интенсивным флюидопотокам между материалом трещин и вмещающей средой. С другой стороны, переток флюида в связанных трещинах лишь локален, определяется свойствами материала трещин и их локальной связности и не зависит от изменений мезомасштабной структуры трещиноватой среды.

Работа выполнена при поддержке РФФИ гранты № 16-05-00800, 18-05-00031, 18-01-00579, 19-01-00426

### **Список литературы**

*Biot, M. A.* Theory of propagation of elastic waves in fluid-saturated porous solid. I. low-frequency range // Journal of the Acoustical Society of America. - 1956. - V. 28. - pp. 168-178.

*Masson, Y. J. et al.* Finite difference modeling of Biot's poroelastic equations at seismic frequencies // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. - 2006. - V. 111. - N. B10. pp. 305.

*Novikov M., et al.* (2017), Numerical study of fracture connectivity response in seismic wavefields, in SEG Technical Program Expanded Abstracts 2017, edited, pp. 3786-3790.

*Rubino J. G., et al.* Seismoacoustic signatures of fracture connectivity // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. - 2014. - V. 119. - N. 3. - pp. 2252-2271.

*Rytov S. M., Kravtsov Y. A., and Tatarskii. V. I.* Principles of Statistical Radiophysics 2. Correlation Theory of Random Processes. - Springer-Verlag Berlin Heidelberg. - 1988. - 234 p.

## **Fracture connectivity effect on seismic energy absorption in fractured porous media.**

**Novikov M.A.<sup>1</sup>, Lisitsa V.V.<sup>1</sup>, Kolyukhin D.R.<sup>1</sup>, Reshetova G.V.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS*

<sup>2</sup> *The Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS*

One of the most interesting phenomena affecting the seismic attenuation is so-called wave-induced fluid flow (WIFF). In fractured porous media this fluid flow appears between the background rock and the fracture-filling material as well as within interconnected fractures. While the first type of the flow is more intensive at low frequencies depends mostly on contrast of physical properties between the background and fracture-filling material, the second type flow is more active at the high frequency range and depends mostly on fracture connectivity. To investigate the effect of the fracture connectivity on the seismic response we first developed and implemented the algorithm for discrete fracture generation with prescribed percolation length based on the simulated annealing approach. Next we performed statistical geometry analysis to investigate the obtained mesoscale structure of fracture systems. Generated fractured media models with different connectivity degree and thus percolation length were used in numerical modeling of the wave propagation in porous fluid-saturated media including fractured layer using the finite difference approximation of the dynamic Biot equations. Fracture-filling material had bigger permeability and porosity than the background rock in all cases. Resulting traces recorded at the receiver lines before and after the fractured layer were used in the signals deconvolution procedure to obtain the numerical estimations of the frequency-dependent attenuation. Two sets of the numerical experiments were performed to investigate the influence of the fracture connectivity on the seismic wave attenuation. In first case we used the highly permeable background allowing fluid to flow between the background and the fractures. Results showed the significant increase of the attenuation with connectivity increase due the fracture-to-background fluid flow. To investigate the fracture-to-fracture fluid flow influence on the total attenuation, in the second case we avoided the fracture-to-background flow appearance by lowering the permeability of the background. Numerical estimations of the attenuation demonstrated that fracture-to-fracture wave-induced fluid flows appear locally near fractures intersection points. Thus, these flows and seismic attenuation caused by these flows are insensitive to the geometry of the cluster, but characterize the local connectivity of the fracture systems.

# Особенности компьютерного сейсмического моделирования геологических структур с контрастными неоднородностями в условиях вечной мерзлоты

Левченко Татьяна Викторовна<sup>1</sup>, Рок Владимир Ефимович<sup>1</sup>, Левченко Вадим Дмитриевич<sup>2</sup>, Перепёлкина Анастасия Юрьевна<sup>2</sup>, Земпо Ясунари<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ФГБУ «ВНИГНИ» отделение «Геоинформатики. ВНИИГеосистем»

<sup>2</sup>ИПМ им. М.В. Келдыша РАН

<sup>3</sup>Институт Хосей, Токио, Япония

## Введение

При выполнении сейморазведочных работ на нефть и газ в районах с условиями многолетней мерзлоты существенную роль могут играть участки незамерзающей породы – талики. Их присутствие приводит к образованию контрастных помех на сейсмограммах.

Математическое 3D полноволновое сейсмическое моделирование позволяет получать синтетические сейсмограммы для моделей сейсмической среды с включением талика с предполагаемым расположением и глубиной. Анализ подобных сейсмограмм позволяет выделять помехи, обусловленные таликом, и вносить корректировку в процесс обработки результатов сейморазведки.

С вычислительной точки зрения сложность компьютерного моделирования определяется тем, что районы таликов – это низкоскоростные области, требующие сгущения расчетных сеток. Требования качества синтетических сейсмограмм указывают, что шаг моделирования должен быть в несколько раз меньше минимальной длины волны. Для моделирования в области ~10 км, с включением со скоростями  $v_p \sim 2400$  м/с,  $v_s \sim 1550$  м/с, объём данных моделирования составляет 50 Гб. Количество требуемых расчётов, для всех вариантов расположения источников, достигает 1000.

Это приводит к необходимости использования кодов моделирования на основе эффективных алгоритмов, и современных технических средств. Для расчетов синтетических сейсмограмм применен высокопроизводительный программный комплекс DiamondSeism [1] (DT/Geo4) с использованием графических ускорителей GPU, разработанный во ВНИГНИ (отделение «Геоинформатика. ВНИИГеосистем») и ИПМ им. М.В. Келдыша РАН.

При помощи программного комплекса DiamondSeism получен набор синтетических сейсмограмм для региона плато Путорана с включением низкоскоростной зоны талика. Расчеты проводились на гибридном суперкомпьютере TSUBAME3.0 [2].

## Данные и методы

Математическая модель распространения упругих волн в среде в приближении малых деформаций состоит из закона Гука и уравнения движения упругих сред [3]. Модель описывает временную эволюцию вектора скорости деформации среды и тензора деформаций. Используемая разностная численная схема имеет четвёртый порядок аппроксимации по пространству и второй по времени [4]. На границах, в том числе и на дневной поверхности использованы слои PML (Perfectly Matched Layer) для моделирования волн, уходящих из области, без отражений. Источник задан при помощи метода TF/SF (Total

Field/Scattered Field). В качестве испускаемого сигнала подставляется решение для сферического источника продольных колебаний в однородной среде.

Модель среды, в случае отсутствия анизотропии, описывается зависимостью трёх параметров - скорости продольных волн  $v_p$ , скорости поперечных волн  $v_s$ , плотности среды  $\rho$  - от координаты. В случае сейсмических сред удобно использовать описание среды в виде набора слоёв. Рассматриваемая модель задана плоской (без вариации параметров среды по поперечной координате). Тем не менее, моделирование остаётся трёхмерным.

Слои модели пронумерованы индексами 1-6 и их параметры представлены на рис. 1. Низкоскоростное включение присутствует в слое 1 в координатах от 141200 м до 144925 м.

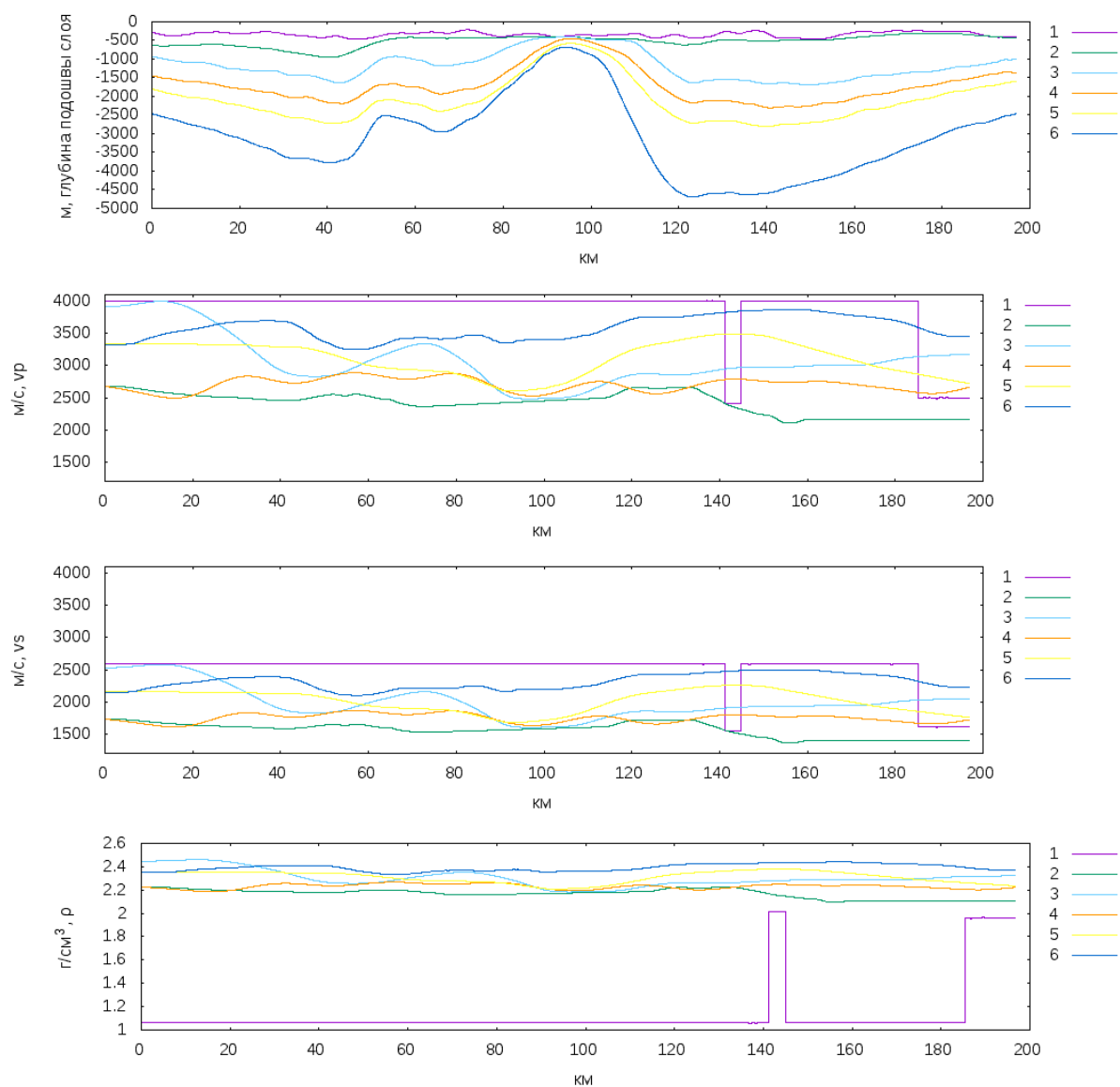


Рис. 1. Параметры использованной в расчётах модели среды

Основная отличительная особенность используемого программного кода – использование LRnLA алгоритмов. Поставленная цель – максимальный темп вычислений для выбранной численной схемы на графическом ускорителе – достигается за счёт преодоления стены локальности и снижения нагрузки на пропускную способность памяти. С учётом особенностей графических ускорителей, а именно, большого регистрового файла,

большого числа параллельных потоков и требования выровненности доступа к данным, построен алгоритм DiamondTorre [5]. Параллельность между несколькими видеокартами на вычислительном узле и параллельность между узлами кластера с алгоритмами LRnLA реализуется естественно и имеет хорошее шкалирование [6].

### Результаты

Моделирование проводилось на кластере TSUBAME 3.0. На одном узле установлено 4 видеокарты NVIDIA Tesla P100.

В промежутке от 134925 м до 151200 м расположено 325 источников с шагом 50 м. и 650 пунктов приёма с шагом 25 м. Моделирование производится в области размером 10 км вдоль профиля, 5 км в глубину. Число ячеек по этим осям составляет 1200 и 600 соответственно. Число ячеек поперёк профиля задано равным 128. Учитывая, что в это число входит толщина слоя PML, оно достаточно, чтобы учитывать сферическое расширение волны. Данные расчёта занимают около 7 Гб. Таким образом, 4 расчёта запускаются независимо на узле.

Шаг по времени составляет  $2/3$  секунды, всего выполняется 15 тысяч шагов. Производительность вычислений составила 1.4 миллиарда обновлений ячеек в секунду. Получение сейсмограммы занимает менее 15 минут.

Пример результата показан на рис. 2. В районе 141 км и 145 км наблюдаются отражения от границ талика.

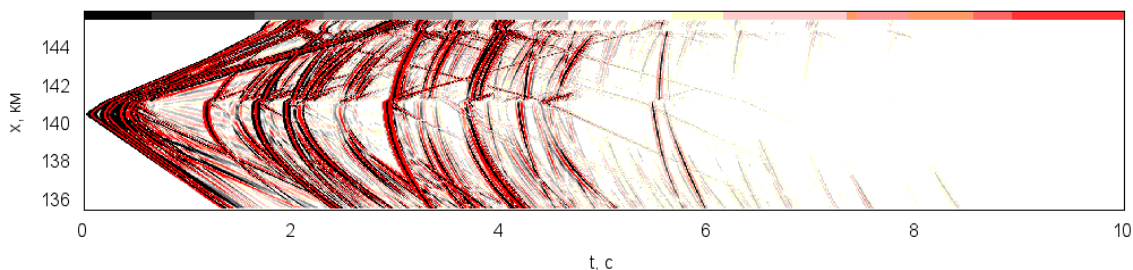


Рис. 2. Пример сейсмограммы ОПВ, компонента Vz в осях t-x

### Заключение

С использованием хорошо зарекомендованного в среде геофизического моделирования кода DiamondSeism произведены расчеты синтетических сейсмограмм для модели района плато Путорана с включением талика.

При том, что низкоскоростное включение приводит к усложнению расчета введением жесткого ограничения на пространственный шаг сетки, и, следовательно, на шаг дискретизации по времени, выполнение расчета занимает около 3 часов на видеокарту.

### Список литературы

- [1] Закиров, А. В., Левченко, В. Д., Иванов, А. В., Перепелкина, А. Ю., Левченко, Т. В., & Рок, В. Е. (2017). Высокопроизводительное 3D моделирование полноволнового сейсмического поля для задач сейсморазведки. Геоинформатика, (3), 34-45.
- [2] TSUBAME3.0 <https://www.t3.gsic.titech.ac.jp/en>
- [3] Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология: теория и методы : в 2 т. – М. : Мир, 1983. – Т. 1. – 520 с.
- [4] Levander Alan R. Fourth-order finite-difference P-W seismograms // Geophysics. – 1988. – V. 53, No. 11. – P. 1425-1436.

[5] Levchenko V., Perepelkina A., Zakirov A. DiamondTorre Algorithm for High-Performance Wave Modeling // Computation. – 2016. – V. 4, No. 3. – P. 29. – URL: <http://www.mdpi.com/2079-3197/4/3/29>

[6] Zakirov, A., Levchenko, V., Perepelkina, A., & Zempo, Y. (2016, October). High performance FDTD algorithm for GPGPU supercomputers. In Journal of Physics: Conference Series (Vol. 759, No. 1, p. 012100). IOP Publishing.



## **Special aspects of computer seismic simulation of geological structures with inhomogeneity with sharp boundaries under permafrost conditions**

**Tatiana Levchenko, Vladimir Rok, Vadim Levchenko, Anastasia Perepelkina, Yasunari Zempo**

*VNIGNI (Geoinformatics, VNIIGeoSystem), Moscow*

*Keldysh Institute of Applied Mathematics, Moscow*

*Hosei University, Tokyo, Japan*

When carrying out seismic surveys for oil and gas in areas with permafrost an important role can be played by areas of non-freezing rocks - taliks. Their presence leads to the production of contrasting noises on the seismograms. An example of a region with a similar geological situation is the Putorana Plateau.

From the computational point of view, the complexity of computer modeling is determined by the fact that the regions of the taliks are low-speed areas requiring more dense grids in the computational domain. Computer 3D full wave seismic modeling makes it possible to isolate these disturbances and correct the seismic processing results.

The high-performance software complex "DiamondSeism" (DT/Geo4) using graphics accelerators was developed in VNIGNI (Geoinformatics, VNIIGeoSystem) and M.V. Keldysh Institute of Applied Mathematics for computations of synthetic seismograms. Calculations were carried out on a hybrid supercomputer TSUBAME3.0.

# Матричный метод расчета поля точечного источника в кусочно-однородной многослойной среде.

Никитина Маргарита Александровна<sup>1</sup>, Вальков Алексей Юрьевич<sup>2,3</sup>

<sup>1</sup> Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский Политехнический Университет

<sup>3</sup> Санкт-Петербургский Государственный Университет

## Введение

Существует множество приложений в геофизике для сред с кусочно-постоянными свойствами. Другими словами для сред, представляющих из себя набор горизонтальных однородных изотропных слоев произвольной толщины. Каждый из слоев описывается своими упругими постоянными: модулем всестороннего сжатия  $K_p$  и модулем сдвига  $\mu_p$ , а так же скоростями продольных и поперечных упругих волн  $c_{lp}$  и  $c_{tp}$  соответственно, где  $p$  — это номер слоя. Также стоит отметить, что этот случай представляет отдельный интерес в виду того, что для него можно получить аналитические формулы для собственных мод  $u^j(z)$ , где  $j$  — это номер моды и проходит значения от 1 до 6.

С физической точки зрения функция Грина - это поле точечного источника. Метод функции Грина применяется для решения неоднородных дифференциальных уравнений с граничными условиями и широко используется в теории распространения волн и в ряде других задач математической физики. Также стоит отметить, что ФГ используют в различных Фурье представлениях, в том числе и в смешанном, когда по поперечным переменным производится Фурье преобразование [Val'kov et al.,2012]. В дальнейших расчетах мы будем пользоваться последним представлением в виду удобства вычислений.

## Описание метода

Рассмотрим слоистую среду, занимающую полупространство  $z \geq z_0$ , которое состоит из  $N$  горизонтальных пространственно однородных слоев:  $z_{p-1} \leq z \leq z_p$ ,  $p = 1 - N, z_N = +\infty$ . Мы будем искать ФГ в смешанном представлении  $\mathbf{G}(\mathbf{q}_\perp, z, \omega)$ , для этого запишем интегральные правила перехода:

$$\iint \mathbf{G}(\mathbf{q}_\perp, z, \omega) e^{i\mathbf{q}_\perp \mathbf{r}_\perp} \frac{d\mathbf{r}_\perp}{2\pi} = \mathbf{G}(\mathbf{r}_\perp, z, \omega),$$

$$\int \mathbf{G}(\mathbf{r}_\perp, z, \omega) e^{-i\omega t} dt = \mathbf{G}(\mathbf{r}_\perp, z, t).$$

Здесь  $\omega$  - это круговая частота,  $\mathbf{q}$  - волновой трехмерный вектор, а  $\mathbf{q}_\perp$  и  $\mathbf{r}_\perp$  - это двумерная поперечная часть волнового вектора  $\mathbf{q}$  и вектора  $\mathbf{r}$  соответственно. Запишем волновое уравнение на компоненты функции Грина [Val'kov et al.,2015]:

$$\left( \mathbf{K}_{2p} \frac{\partial^2}{\partial z^2} + \mathbf{K}_{1p} \frac{\partial}{\partial z} + \mathbf{K}_{0p} \right) \mathbf{G}(\mathbf{q}_\perp; z; z') = \mathbf{I} \delta(z - z'),$$

где матрицы  $\mathbf{K}_{0p}$ ,  $\mathbf{K}_{1p}$  и  $\mathbf{K}_{2p}$  записываются в виде:

$$(\mathbf{K}_{0p})_{\alpha\beta} = (\omega^2 - c_{tp}^2 q_\perp^2) \delta_{\alpha\beta} - (c_{lp}^2 - c_{tp}^2) Q_\alpha Q_\beta,$$

$$(\mathbf{K}_{1p})_{\alpha\beta} = (c_{lp}^2 - c_{tp}^2) (Q_\alpha n_\beta + n_\alpha Q_\beta),$$

$$(\mathbf{K}_{2p})_{\alpha\beta} = c_{tp}^2 \delta_{\alpha\beta} + (c_{lp}^2 - c_{tp}^2) n_\alpha n_\beta.$$

Вектор  $\mathbf{Q}$  - это трехмерный составной вектор  $\mathbf{Q} = \{\mathbf{q}_\perp, 0\}$ , а  $\mathbf{n}$  - это вектор нормали. Также нам потребуются граничные условия для свободных поверхностей  $z = z_j, j = 0, N$ .

$$\left( \mathbf{B}_{1p}(z_j) \frac{\partial u}{\partial z} + i \mathbf{B}_{0p}(z_j) u \right) \Big|_{z=z_j} = 0, j = 0, N.$$

Матрицы  $\mathbf{B}_{1p}, \mathbf{B}_{2p}$  записываются в виде:

$$\begin{aligned} (B_{1p})_{\alpha\beta} &= \mu_p \delta_{\alpha\beta} + \left( K_p + \frac{1}{3} \mu_p \right) n_\alpha n_\beta \\ (B_{0p})_{\alpha\beta} &= i \mu_p Q_\alpha n_\beta + i \left( K_p - \frac{2}{3} \mu_p \right) n_\alpha Q_\beta \end{aligned}$$

Решение данной системы мы будем искать методом Штурма-Лиувилля. Внутри каждого слоя среда является однородной, а это значит, что любое решение однородного уравнения движения в  $p$ -ом слое может быть выражено через линейную комбинацию шести стандартных нормальных решений для однородной среды. Для самих решений могут быть записаны аналитические выражения:

$$\mathbf{u}_{jp}^\pm(\mathbf{q}_\perp, z) = \mathbf{e}_{jp}^\pm(\mathbf{q}_\perp) e^{\pm i \lambda_{jp}(\mathbf{q}_\perp) z},$$

где  $j$  обозначает номер моды и пробегает значения от 1 до 3. Индексы  $\pm$  обозначают направление волны: волны идущие вверх в направлении  $z \rightarrow +\infty$  обозначаются знаком  $+$ , а волны идущие в обратном направлении обозначаются знаком  $-$ . Единичные вектора  $\mathbf{e}_{jp}^\pm(\mathbf{q}_\perp)$  показывают направления распространения волны, а  $\lambda_{1,2p} = \lambda_{tp}, \lambda_{3p} = \lambda_{lp}$  - это собственные значения. Ниже приведем выражения для них в  $p$ -ом слое:

$$\begin{aligned} \mathbf{e}_{1p}^\pm(\mathbf{q}_\perp) &= \mathbf{q}_\perp \times \frac{\mathbf{n}}{q_\perp}; \quad \mathbf{e}_{2p}^\pm(\mathbf{q}_\perp) = \left( \pm \lambda_{tp}(\mathbf{q}_\perp) \frac{\mathbf{q}_\perp}{q_\perp} - \mathbf{q}_\perp \mathbf{n} \right) (q_\perp^2 + |\lambda_{tp}|^2)^{-\frac{1}{2}}; \\ \mathbf{e}_{3p}^\pm(\mathbf{q}_\perp) &= \mathbf{q}_{lp}^\pm (q_\perp^2 + |\lambda_{lp}|^2)^{-\frac{1}{2}}; \quad \lambda_{tp,lp}(\mathbf{q}_\perp) = \sqrt{k_{tp,lp}^2 - q_\perp^2}. \end{aligned}$$

Решения однородного волнового уравнения в  $p$ -ом слое (матрица  $\mathbf{V}_p$ ) записывается в виде линейной комбинации из шести полученных независимых решений  $\mathbf{u}_{jp}^\pm(\mathbf{q}_\perp, z), j = 1, 2, 3$ . Используем условия сшивания для соседних слоев для полученных матриц  $\mathbf{V}_p$  от 1 до  $N$ -го слоя. После всех преобразований мы получим правило пересчета коэффициентов из 1 слоя в  $N$ -ый и обратно. Первое представление мы будем использовать для волн идущих от первого слоя до слоя с номером  $p$ , запишем их в матрицу  $\mathbf{V}_<(z)$ , а второе в  $\mathbf{V}_>(z)$ . Таким образом мы получим итоговое выражения для ФГ через матрицы  $\mathbf{V}_>$  и  $\mathbf{V}_<$ , а также аналог матричного вронскиана для данной системы  $\mathbf{W}$ :

$$\begin{aligned} \mathbf{G}(\mathbf{q}_\perp; z; z') &= \begin{cases} \mathbf{V}_>(z) \mathbf{V}_>^{-1}(z') \mathbf{W}^{-1}(z'), & z \geq z'; \\ \mathbf{V}_<(z) \mathbf{V}_<^{-1}(z') \mathbf{W}^{-1}(z'), & z < z', \end{cases} \\ \mathbf{W}(z) &= K_2(z) (\mathbf{V}'_<(z) \mathbf{V}_<^{-1}(z) - \mathbf{V}'_>(z) \mathbf{V}_>^{-1}(z)). \end{aligned}$$

Для получения ФГ в  $(r, t)$ -представлении нужно воспользоваться интегральными формулами перехода, указанными в начале работы. Так же стоит отметить, что сама по себе ФГ в смешанном представлении удобна для задач однократного и многократного рассеяния [Val'kov et al., 2015].

### Заключение

На основании результатов расчетов можно сделать вывод, что в полученном решении для ФГ существуют вклады, отвечающие за различные типы волн. Их можно разделить на 4 типа: вклад ближней зоны, дальней зоны; волны, возникающие на границе раздела сред и на границе между средой и вакуумом:

- На границе среда-вакуум и межслоевых границах могут образовываться волны, бегущие вдоль границы - головные волны. Их возникновение связано с обращением в знаменателе  $\lambda_p$  в ноль, когда  $q_{\perp} = k_{tp}$  или  $q_{\perp} = k_{lp}$ .

- Также на границах возникают различные типы поверхностных волн. На границе среда-вакуум образуются волны Релея. Однако если существует хотя бы один приграничный слой, то возникает волна Лява. На межслоевых границах образуются волны типа Стоунли. Эти вклады соответствуют полюсам ФГ на действительной оси, когда определители матриц  $M_p$  (входящих в состав матриц  $V_{>}$  и  $V_{<}$ ) обращаются в ноль.

- Дальняя зона соответствует малым значениям  $q_{\perp}, q_{\parallel} \ll \min(k_{tp}, k_{lp})$ . В данном случае можно применять геометроакустический подход для учета многократно отраженных и преломленных объемных продольных и поперечных сферических волн. Полученный интеграл берется методом стационарной фазы. Основной вклад в полученный интеграл вносит узкая окрестность стационарной точки.

- В случае ближней зоны, основной вклад в функцию Грина вносит область больших значений  $q_{\perp}, q_{\parallel} \gg (k_{tp}, k_{lp})$ . Асимптотика ближней зоны фактически соответствует статическому пределу  $\omega \rightarrow 0$ . Исходя из этого можно выделить три решения в зависимости от расположения точек  $r$  и  $r'$ :

1. Если точки  $r$  и  $r'$  расположены близко друг к другу, но далеко от границ слоев и свободной границы с вакуумом, то полученное решение определяется формулой Кельвина [Аки и др., 1983] с параметрами  $c_{tp}$  и  $c_{lp}$  относящимися к данному слою  $p$ .

2. Когда  $r$  и  $r'$  находятся близко друг к другу и к одной из границ слоя, мы получаем волны типа Стоунли.

3. Если же они расположены близко к границе с вакуумом, то в главном порядке ФГ соответствует формулам Бусенеска-Церугги или Миндлина [Аки и др., 1983].

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант № 18-35-00335).

#### **Список литературы**

*Val'kov A. Yu., Kuzmin V., Romanov V., Nikitina M., Kozhevnikov S., Meglinski I.* Field of a point source in a semi-infinite elastic medium// *Waves in random and complex media.* -2012. - Vol. 22. - P. 423-434.

*Val'kov A. Yu., Kuzmin V.L., Romanov V.R., Nikitina M.A.* Boundary effect on multiple scattering of elastic waves in a half-space// *NANOSYSTEMS: PHYSICS, CHEMISTRY, MATHEMATICS.* - 2015. - Vol. 6. -P. 524-536.

*Аки К, Ричардс П.* Количественная сейсмология. Теория и методы. Том. 1. Москва: Мир. - 1983.

## **A matrix approach for the field of a point source in piecewise homogeneous multilayered medium.**

**M. A. Nikitina<sup>1</sup>, A. Yu. Val'kov<sup>2,3</sup>**

<sup>1</sup> *Institute of Earthquake Prediction Theory and Mathematical Geophysics RAS*

<sup>2</sup> *Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University*

<sup>3</sup> *St. Petersburg State University*

The field of a point source (the Green function) in a piecewise-homogeneous layered medium is investigated. In other words we use a set of horizontal homogeneous isotropic layers with random thickness. Each of these layers is described by its elastic constants: bulk modulus and shear modulus, and longitudinal and transverse elastic wave velocities and respectively, where  $p$  is the layer number. The specialty of method proposed in this paper is the search for GF in the mixed representation (the Fourier transform is carried out using transverse variables). This form allows you to solve problems of single and multiple scattering. The solution for the Green function (GF) was obtained using the Sturm-Liouville method. Inside each layer the medium is homogeneous, which means that any solution of the homogeneous equation of motion in the  $p$ -th layer can be expressed in terms of a linear combination of six standard normal solutions for a homogeneous medium. It should be noted that solutions for normal modes in each layer can be found analytically. Using the boundary conditions for we will get the rule for converting the coefficients from layer to layer. After that it necessary to compare the matrix  $V_{>}$  for the waves going from first layer to layer  $p$ , and the matrix  $V_{<}$  for going back waves.

The final expressions for GF can be written with the matrices  $V_{>}$  and  $V_{<}$  as well as an analogue of the matrix Wronskian for this system. Thus, the GF contains information about all normal modes of each homogeneous layer. Also in the framework of such a unified approach, it is possible to take into account not only the bulk longitudinal and transverse waves, but also Rayleigh and Love waves. These contributions correspond to the GF poles on the real axis, when the determinants of the matrices  $M_p$  vanish. In addition Stoneley waves are getting at the boundary of the layers.

## Параметры модели афтершоков землетрясения 08 сентября 2017 М8.2

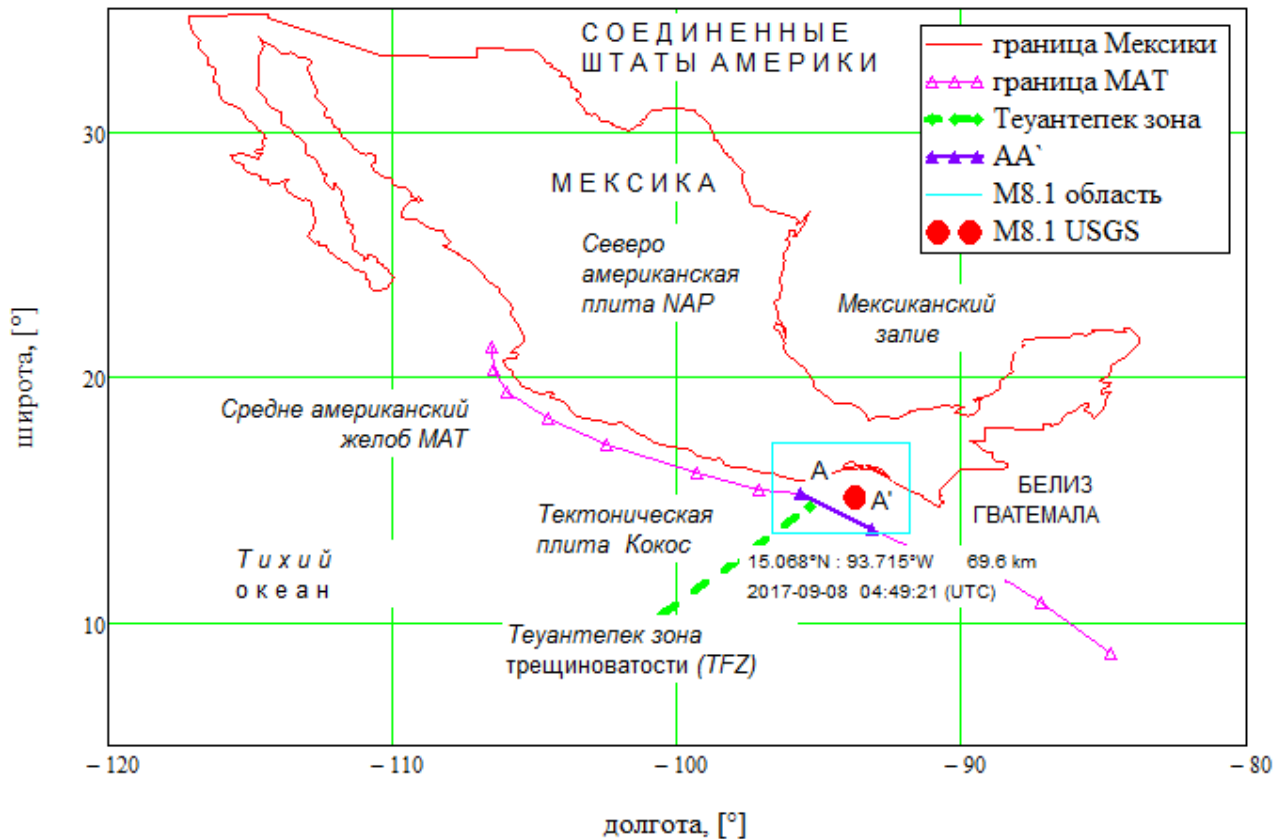
**Зырянов Вадим Борисович<sup>1</sup>, Бегарь Анна Вадимовна<sup>2</sup>, Gara Elena<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> ранее ФГУП ВНИИГеосистем, Москва, <sup>2</sup> ранее Московский государственный университет, физический факультет, Москва, <sup>3</sup> ранее Schlumberger, Gatwick, UK

### **Введение**

Почти каждое сильное землетрясение с многочисленными длительными афтершоками в зоне субдукции даёт информацию для уточнения моделей механизма субдукции в области сильного землетрясения. Землетрясение 08 сентября 2017 по UTC (местная дата 07 сентября) , магнитудой М8.1 Чьяпас (наименование от USGS – Геологической службы USA) таковым является. Это землетрясение самое сильное за 100 лет в Мексике и самое сильное на Земле в 2017.

Существующие центры по предупреждению населения о землетрясениях по-разному автоматически в реальном времени именуют события, привязывая имена к ближайшим населенным пунктам или географическим объектам и оценивают магнитуду по разным данным. В дальнейшем эти оценки могут меняться. За год это событие разными авторами публикаций именовалось по-разному в силу использования данных разных центров: по местоположению Chiapas (Чьяпас – провинция в Мексике) или Tehuantepec (Теуантепек – тихоокеанский залив); по вычисленной магнитуде М8.1 или М8.2. Предлагается использовать название землетрясения согласно публикации большого коллектива авторов [Diego Melgar и др., 2018]



### Основные допущения и методы

Сейсмологические материалы M8.2 Tehuantepec землетрясения в области  $\Omega$  размером  $\sim 350 \times 350$  км с координатами (17.33°N:91.82°E)-(13.63°N:96.66°E) в диапазоне глубин 0-400 км. взаимодействия тектонической плиты Cocos и Северо Американской плиты (NAP) в непосредственной близости от трещиноватой зоны Tehuantepec (TFZ) открытой в рамках проекта глубокого бурения Glomar Challenger позволяют уточнить роль TFZ [Зырянов и др., 2018]. С одной стороны, эта зона явно прослеживается на плите Cocos и позволяет некоторым специалистам разделять плиту Cocos на северную и южную части, с другой стороны часть исследователей не считает TFZ разломом, а некоторой зоной трансформных разломов. На USGS картах [<http://earthquake.usgs.gov/earthquakes/map/>] TFZ на плите Cocos не обозначен как разлом и, тем более, не продлевается в сторону NAP через центрально американский глубоководный желоб (Middle America trench, MAT). В работах [Manea at all. 2005, 2013] TFZ присутствует в модели зоны субдукции в качестве элемента плиты Cocos.

В зоне субдукции тектонических плит в частности за счет их относительного движения идет непрерывно накопление напряжений в областях соприкосновения и периодически возникают сильные землетрясения с серией афтершоков или без них, которые снимают накопленные напряжения через излучение сейсмических волн, т.е. осуществляется выравнивание напряжений в существенно неоднородной области геологической среды. Процессы выравнивания обычно описывают диффузионными дифференциальными уравнениями с зависимостью  $1/\sqrt{r}$ , где  $r$  – расстояние.

Накопление и релаксация энергии в локальных зонах происходит не только механически, но и от изменения температуры и фазового состояния пород, что сопровождается

интрузиями и вулканизмом т.е. относительным движением масс горных пород, которые в свою очередь сопровождаются землетрясениями. Это механизмы возникновения землетрясений второго порядка.

Предполагается что в зонах субдукции т.е. зонах относительного движения плит сильные землетрясения с магнитудой  $M5+$  [Graizer and Kalkan, 2016] в силу связей первого порядка обусловлены исключительно движением. Доля излучения энергии через слабые зарегистрированные землетрясения может превышать 50%. В данной работе использовались параметры землетрясений  $M4+$  USGS.

Предполагается что слабые землетрясения в исследуемом объекте уносят не более 40%-50% выделяемой в ходе релаксации энергии, в том числе не более половины от этой доли от процессов не механической природы.

### **Заключение**

Оценка параметров диффузионной релаксационной модели для пространственных кластеров очагов афтершоков: 1) квазигоризонтальная зона выше границы Мохо на глубинах 10-23 км; 2) квазивертикальная зона левого борта зоны субдукции; 3) правый борт зоны субдукции; 4) прочие очаги на языке падающей океанической плиты между бортами. Для каждого временного кластера (Т-модель) оценены времена начала процесса. Выполнены построения 3D модели зоны афтершоков. Высказано предположение, что активный период закончился и он не превысил 1 года.

Средняя дистанция между  $M4.5$  смежными по времени землетрясениями  $105 \pm 10$  км при минимальной дистанции 60 км. Характерное время подключения новых процессов во временной области 5 дней в диапазоне времен больших 50 часов от основного события.

Наблюдается корреляция по форме зон с разницей глубин порядка 25-30 км, что соответствует мощности опускающейся океанической плиты при оценке современного угла падения зоны Беньофа в области залива Tehuantepec по геологическим данным в последние 0.2-0.5 млн. лет в  $39 \pm 5$  градусов, а также скорости субдукции  $7 \pm 1$  см/год. В целом в рамках поставленной задачи существует ли трещиноватая зона TFZ на той части тектонической плиты Cocos что погружалась последние 15 млн. лет под Северо Американскую континентальную плиту NAP, или TFZ отражает начавшийся относительно недавно (0.2-0.5 млн. лет) раскол плиты Cocos вдоль TFZ. Анализ сейсмологических данных события  $M8.2$  Tehuantepec позволяют утверждать, что погруженная под континентальную кору NAP зона TFZ на тектонической плите Cocos продвигается более 2-3 млн. лет и обуславливает направление распространения фронта деформаций

### **Список литературы**

*Зырянов В.Б., Бегарь А.В., Гара Е.* Опыт on-line анализа параметров афтершоков землетрясения 08 сентября 2017  $M8.1$  Tehuantepec по данным сайта USGS для выделения 4D кластеров в зоне Беньофа по скорости движения фронта деформаций в диффузионном приближении // Труды Международной геолого - геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии» [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», - 2018. - С.181-183. <http://www.geese.moscow>

*Зырянов В.Б.* Карта расположения района  $M8.1$  //



[http://drive.google.com/open?id=1IGYkMDxueSUUAKPIGsZeGYz\\_JnrXu57JFFZj7LTH1Fc-2016](http://drive.google.com/open?id=1IGYkMDxueSUUAKPIGsZeGYz_JnrXu57JFFZj7LTH1Fc-2016).

*Graizer V., Kalkan E.* Summary of the GK15 Ground-Motion Prediction Equation for Horizontal PGA and 5% Damped PSA from Shallow Crustal Continental Earthquakes. // Bulletin of the Seismological Society of America. – 2016. V. 106. N. 2. P. 687-707.

[https://earthquake.usgs.gov/static/ifs/software/GMPE-2016\\_Graizer\\_Kalkan\\_BSSA.pdf](https://earthquake.usgs.gov/static/ifs/software/GMPE-2016_Graizer_Kalkan_BSSA.pdf)

Обновляемые данные о землетрясениях на сайте USGS:

<http://earthquake.usgs.gov/earthquakes/map/>

*Manea M., Manea V.C., Ferrari L., Kostoglodov V., Bandy W. L.* Tectonic evolution of the Tehuantepec Ridge. // Earth and Planetary Science Letters. - 2005. -V. 238. N. 1–2. P. 64-77.

*Manea V.C., Manea M., Ferrari L.* A geodynamical perspective on the subduction of Cocos and Rivera plates beneath Mexico and Central America. // Tectonophysics. - 2013. -V. 609. P. 56-81.

*Diego Melgar, Angel Ruiz-Angulo, Emmanuel Soliman Garcia, Marina Manea, Vlad. C. Manea, Xiaohua Xu, M. Teresa Ramirez-Herrera, Jorge Zavala-Hidalgo, Jianghui Geng, Nestor Corona, Xyoli Prez-Campos, Enrique Cabral-Cano & Leonardo Ramirez-Guzman* Deep embrittlement and complete rupture of the lithosphere during the M8.2 Tehuantepec earthquake // Nature Geoscience volume 11, pages 955–960 (2018) <https://www.nature.com/ngeo/volumes/11>

*Lingling Ye, Thorne Lay, Yefei Bai, Kwok Fai Cheung, Hiroo Kanamori* The 2017 MW8.2 Chiapas, Mexico Earthquake: Energetic Slab Detachment // Confidential manuscript submitted to Geophysical Research Letters (2018)

Paper Subject: Modelled aftershock parameters from the earthquake of 08 September 2017 M8.2.

Authors: Zyryanov Vadim Borisovich, Begar Anna Vadimovna, Gara Elena

CSEM Карта сейсмичности [https://drive.google.com/open?id=1k65SJ3eFHf4c3UxKlaJfwN-bOQQGp\\_Nt](https://drive.google.com/open?id=1k65SJ3eFHf4c3UxKlaJfwN-bOQQGp_Nt)

[http://drive.google.com/open?id=1k65SJ3eFHf4c3UxKlaJfwN-bOQQGp\\_Nt](http://drive.google.com/open?id=1k65SJ3eFHf4c3UxKlaJfwN-bOQQGp_Nt)

Mexico\_DDD\_rotate\_01.avi

<https://drive.google.com/open?id=0BwoC94Weq5ybX19SVEtCM3I3dWFFQnJwWXVjaWhQWW1iaVRN>

*Manea* Цветные модели

[https://drive.google.com/file/d/1Y6dT\\_2guSh1wEaCMMWsfAdOs9bXHNzok/view](https://drive.google.com/file/d/1Y6dT_2guSh1wEaCMMWsfAdOs9bXHNzok/view)

0 4 125 197 234 264 290 320 333 nr

Перевод выполнен в GOOGLE. В ранних работах использовалась иная транслитерация фамилии Зырянов – Zyrianov.

### **The model parameters of aftershocks of the earthquake 08 Sep 2017 M8.2**

**Zyryanov Vadim Boribsovich, Begar Anna Vadimovna, Gara Elena**

#### **ABSTRACT**

Earthquake on September 08, 2017 with magnitude M8.1 Chiapas (name from USGS – USA Geological survey) is strong. This earthquake is the strongest in 100 years in Mexico and the strongest on Earth in 2017.

Existing centers for warning the population about earthquakes in different ways automatically in real time call events, tethering the name of the nearest settlements or geographical features and assess the magnitude according to different sources. These estimates may change in the future. For the year this event is by different authors publications was called differently in the different data centers by location Chiapas or Tehuantepec; by magnitude M8.1 or M8.2. It is proposed to use the name of the earthquake **M8.2 Tehuantepec** according to the publication of a large group of authors

*Diego Melgar, Angel Ruiz-Angulo, Emmanuel Soliman Garcia, Marina Manea, Vlad. C. Manea, Xiaohua Xu, MT. Teresa Ramirez-Herrera, Jorge-Zavala-Hidalgo, Jianghui Geng, Nestor Corona, Xyoli Prez-Campos, Enrique Cabral-Cano & Leonardo Ramirez-Guzman* Deep embrittlement and complete rupture of the lithosphere during the **M8.2 Tehuantepec** earthquake // Nature Geoscience volume 11, pages 955–960 (2018)

(<https://www.nature.com/ngeo/volumes/11> )

On USGS maps [<http://earthquake.usgs.gov/earthquakes/map/>] the Tehuantepec fractured zone TFZ on the Cocos plate is not marked as a fault and is not extended towards North American plate NAP via the Central American deepwater trench (Middle America trench, MAT). In the works [Manea at all. 2005, 2013] TFZ is present in the subduction zone model as an element of the Cocos plate. According to M8.2 Tehuantepec the direction of the front region of the aftershocks associated with the correlation direction of the TFZ.

In the zone of subduction of tectonic plates there is a continuous accumulation of stresses in the areas of contact and periodically earthquakes, i.e. there is an equalization of stresses in a significantly heterogeneous region of the geological environment.

The alignment processes are often described by diffusion differential equations with dependence  $1 / \sqrt{r}$ , where  $r$  is the distance from the plane source.

Energy accumulation and relaxation in local zones occurs not only mechanically, but also from changes in temperature and phase state of rocks, which is accompanied by intrusions and volcanism, i.e. relative movement of rock masses, which in turn are accompanied by earthquakes. These are mechanisms of the second order of occurrence of earthquakes.

Data analysis M8.2 Tehuantepec allow to assert, that submerged under the NAP, TFZ the tectonic plates Cocos affects the direction of propagation of deformations.

# Моделирование квазиортогональных сигналов для одновременного использования нескольких виброисточников

Тарасов Алексей Викторович<sup>1</sup>, Шувалов Андрей Анатольевич<sup>1</sup>, Игнатьев Владимир Иванович<sup>2</sup>, Коньков Андрей Игоревич<sup>1</sup>, Ошкин Александр Николаевич<sup>3,4</sup>, Каштан Борис Маркович<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург

<sup>2</sup>ООО "Геодавайс", Санкт-Петербург

<sup>3</sup>Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва

<sup>4</sup>ООО "Неоген", Москва

## Введение

В последнее время для повышения эффективности сейсморазведочных работ возрастает интерес к одновременному использованию нескольких сейсмических источников. Суть данного метода заключается в использовании нескольких источников, расположенных на произвольном удалении от системы наблюдения и регистрируемых одновременно в рамках цикла записи.

Вибросейсмический метод, в отличие от импульсного метода, позволяет разделять данные от нескольких источников на этапе корреляционной обработки виброграмм. Для этого необходимо, чтобы сигналы от нескольких источников имели низкий уровень взаимной корреляции. Для этих целей во многом используются так называемые псевдослучайные сигналы и псевдослучайные последовательности. Псевдослучайные сигналы так же обладают повышенной помехоустойчивостью и формой автокорреляционной функции лучшей, чем у классического свипа с линейной частотной модуляцией [Sallas и др., 2008].

Для построения квазиортогональных сигналов предлагается метод, основанный на решении оптимизационной задачи. Построенные таким образом сигналы обладают низким уровнем взаимной корреляции и могут использоваться при одновременной работе нескольких виброисточников.

## Фазоманипулированные сигналы

Фазоманипулированные сигналы (ФМн) широко используются в системах передачи информации [Pratov, 2005] с многопользовательским доступом (например, CDMA - Code Division Multiple Access). Изменение фазы сигнала на  $180^\circ$  эквивалентно изменению знака несущей внутри одного прямоугольного импульса  $S(t)$ . Длительность прямоугольного импульса  $T=1/f_0$ , где  $f_0$  – частота несущей. Используя управляющую последовательность  $\vec{a}$ , элементы которой принимают значения  $+1$  или  $-1$ , сигнал можно записать в виде:

$$W(t) = \sum_{k=0}^{N-1} a_k S(t - kT) \sin 2\pi f_0 t$$

На рисунке 1а представлен отрезок фазоманипулированного сигнала (красным цветом выделена огибающая сигнала) и его амплитудный спектр на рисунке 1б. Частота сигнала

$f_0=75$  Гц, количество элементов последовательности  $N=1023$ , длительность сигнала равна  $N \cdot T \approx 13.6$  с.

Для одновременного использования нескольких источников необходимо, чтобы сигналы имели низкий уровень взаимной корреляции. Взаимная корреляция двух ФМн сигналов ( $W(t)$  и  $V(t)$ ), построенных с использованием разных последовательностей ( $\vec{a}$  и  $\vec{b}$ , соответственно) равна:

$$R_{wv}(t) = \sum_{m=-\infty}^{\infty} R_{ab}(m)R_s(t - mT)$$

$$R_{ab}(m) = \sum_{l=0}^{N-1} a_l b_{l-m}$$

Здесь  $R_s$  – автокорреляция одного периода несущей, а  $R_{ab}$  – взаимная корреляция двух последовательностей. Для расчета автокорреляции сигнала необходимо подставить одну и ту же последовательность. На рисунке 2а представлен пример автокорреляционной функции ФМн сигнала и пример взаимной корреляции двух ФМн сигналов с разными управляющими последовательностями на рисунке 2б.

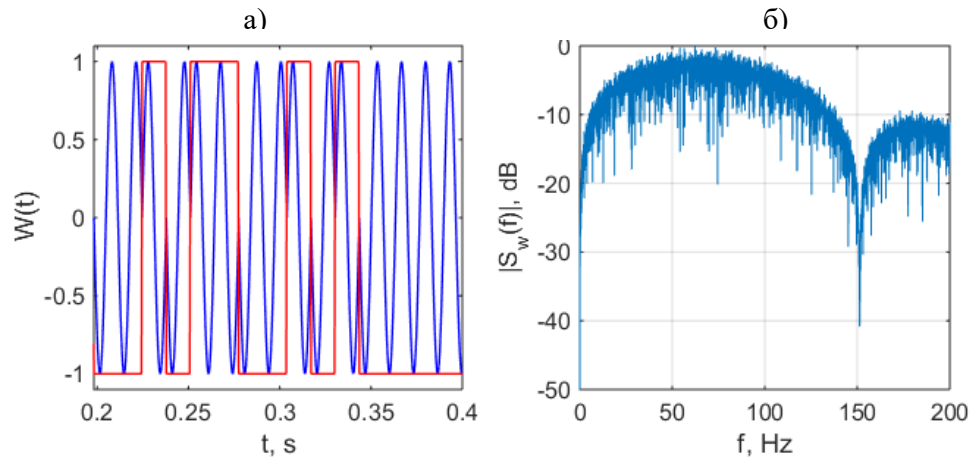


Рисунок 1. а) Сегмент ФМн сигнала длительностью 13.6 с и несущей частотой 75 Гц, б) Амплитудный спектр ФМн сигнала.

а)

б)

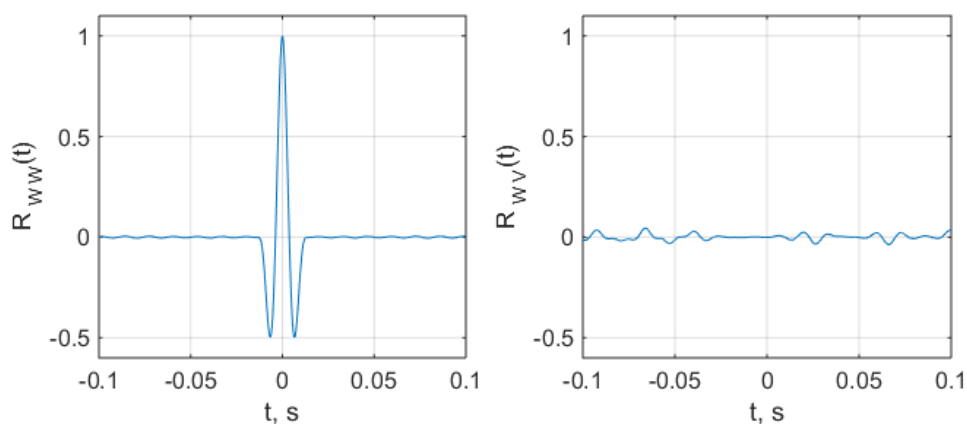


Рисунок 2. а) Автокорреляционная функция сигнала на рисунке 1а,  
 б) Взаимкорреляционная функция двух ФМн сигналов, управляемых разными последовательностями.

Таким образом, для построения некоррелирующих сигналов с хорошими свойствами автокорреляционных функций необходимо задействовать для манипуляции последовательности, обладающие такими же свойствами.

Существует и разработано множество последовательностей, такие как  $m$ -последовательности [Wong, 2013], коды Баркера, коды Голда, коды Касами и т.д., которые имеют полезные корреляционные свойства в случае расчета периодических корреляционных функций. Однако, для целей сейсморазведки необходимо рассчитывать аperiodические корреляционные функции в связи с чем данные последовательности могут быть не оптимальными. Более того, данные последовательности определяются не для произвольной длины последовательности, а их усечение приводит к неблагоприятным результатам. Поэтому, возникает задача построения некоррелирующих последовательностей с минимальным шумом автокорреляции.

### Построение некоррелирующих бинарных последовательностей

Последовательность, элементы которой могут принимать два значения, называется бинарной. Сигналы, построенные на основе бинарной последовательности, представляют большой интерес, поскольку их энергии равны. Это особенно важно в сейсмических работах, так как в этом случае источники эквивалентны и сейсмограммы получаются с одинаковым динамическим диапазоном. Для построения оптимальных последовательностей была поставлена задача оптимизации. В качестве управляющих параметров функционала были задействованы integrated sidelobe level двух последовательностей и integrated cross-correlation level, определяемые как:

$$ISL(\vec{a}) = \sum_{k=1}^{N-1} |R_a(k)|^2, \quad ISL(\vec{b}) = \sum_{k=1}^{N-1} |R_b(k)|^2$$

$$ICCL(\vec{a}, \vec{b}) = \sum_{k=1}^{N-1} |R_{ab}(k)|^2$$

Поскольку невозможно минимизировать одновременно шумы автокорреляционных и взаимокорреляционной функций, то для построения оптимальных бинарных последовательностей использовался функционал следующего вида:

$$F_{\theta}(\vec{a}, \vec{b}) = \theta[ISL(\vec{a}) + ISL(\vec{b})] + (1 - \theta)ICCL(\vec{a}, \vec{b})$$

Данный функционал минимизировался методом генетического алгоритма с дополнительными ограничениями на значения элементов последовательности. Особи  $\vec{x}$  строились как совокупность последовательностей  $\vec{x} = [\vec{a}^T \vec{b}^T]^T$ . Оптимальное значение управляющего параметра  $\theta = 0.55$ .

### Заключение

Построенный сигнал был протестирован для построения модельной сейсмограммы. На рисунке 3 представлено сравнение двух ФМн сигналов после разделения (слева) и одного линейно частотно модулированного сигнала (справа). Сигналы имеют схожие параметры.

ФМн сигналы:

- 2 сигнала, построенных с использованием некоррелирующих последовательностей;
- Несущая частота 75 Гц;
- Длительность сигнала 13.6 с.

ЛЧМ сигнал:

- Минимальная частота 10 Гц, максимальная частота 140 Гц;
- Длительность 14 с;
- Усечение 10%.

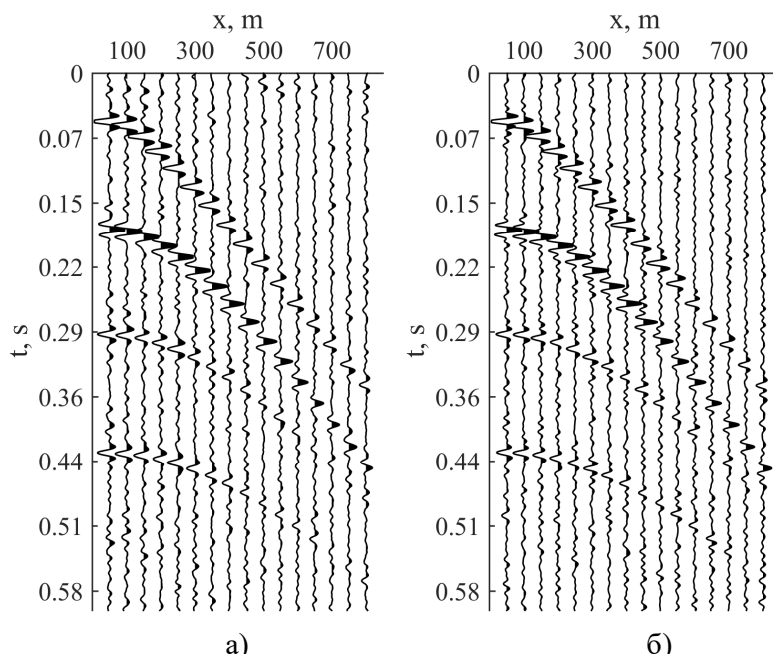


Рисунок 3. Сравнение сейсмограмм: а) Данные после разделения с использованием двух ФМн сигналов, б) ЛЧМ сигнал.

Видно, что сейсмограммы имеют аналогичные значения сигнал/шум. ФМн сигналы имеют низкий уровень взаимной корреляции, сопоставимый с уровнем шума автокорреляции.

### **Благодарность**

Работа поддержана грантом РФФ № 17-77-10165.

### **Список литературы**

*Ipatov V.* Spread Spectrum and CDMA: Principles and Applications // 2005. ISBN: 9780470091784.

*Sallas J., Gibson J., Lin F., Winter O., Montgomery B., and Nagarajappa P.* Broadband vibroseis using simultaneous pseudorandom sweeps // 78th Annual International Meeting. SEG. – 2008. Expanded Abstracts, –P. 100–104.

*Wong J.* Multiple simultaneous vibrators controlled by m-sequences // 83rd Annual International Meeting. SEG. – 2013. Expanded Abstracts. –P. 109-113.

## **Modeling of quasiorthogonal signals for simultaneous vibrational sources**

**Aleksei Tarasov<sup>1</sup>, Andrei Shuvalov<sup>1</sup>, Vladimir Ignatev<sup>2</sup>, Andrey Konkov<sup>1</sup>, Alexander Oshkin<sup>3,4</sup>, Boris Kashtan<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Saint Petersburg State University, Saint Petersburg*

<sup>2</sup>*Geodevice LLC, Saint Petersburg*

<sup>3</sup>*Moscow State University, Moscow*

<sup>4</sup>*Neogen LLC, Moscow*

Currently, one can observe an increasing interest in simultaneous acquisition techniques for improvement of the effectiveness of seismic operations. The principle of this method is to use several sources located at an arbitrary distance from the observation system and recorded simultaneously within the write cycle. Vibroseismic method, in contrast to the pulse method, allows separating data from several sources at the stage of correlative processing of vibrograms. To achieve this, it becomes necessary that signals from several sources have a low level of cross-correlation. For this purpose, so-called pseudorandom signals and pseudorandom sequences are used in many ways. Furthermore, pseudorandom signals are characterized by improved noise immunity and by form of autocorrelation function that is better than for classical chirp sweep.

In order to construct quasiorthogonal signals, we propose a method based on the solution of the optimization problem. The signals thus constructed have a low level of cross-correlation and can be used for simultaneous operation of several vibration sources.



# МОРСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

# Проект специальной системы геофизических исследований в Арктике

Могилатов Владимир Сергеевич

<sup>1</sup> Новосибирский государственный университет

<sup>2</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск

## Введение

Исследования геологии дна Арктического бассейна сталкиваются с проблемой, которая состоит в том, что объект покрыт довольно глубоким морем (до 5 км) всюду и, на значительной части, еще и многолетними льдами. Такая «двойная» упаковка сразу исключает длинный ряд наземных технологий, дистанционные исследования с летательных аппаратов и спутников, но также и многие наработки морской геофизики. Стандартные методы сейсморазведки в этих условиях невероятно дороги и проблематичны. Гравиметрические и магнитометрические исследования малоэффективны. Электромагнитные зондирования с использованием естественных полей могут сохранить свое значение. Но они не обладают необходимой детальностью. Нужны активные методы. Однако традиционные методы электромагнитных зондирований с искусственными источниками становятся неэффективными при наличии такого мощного проводящего экрана как слой морской воды. Льды также делают невозможным применение некоторых морских технологий (таких как CSEM), которые все же претендуют на некоторую эффективность в море. Наш подход состоит в том, чтобы, отказавшись от стандартных методик, пожертвовав их мобильностью в пользу сложного, но эффективного устройства эксперимента, обеспечить их долговременное перемещение над изучаемой средой за счет известного полярного дрейфа льда. Проект развивается уже некоторое время, менялся его состав. В плане реализации большую поддержку (в принципе) в последнее время оказал другой проект в виде ледостойкой самодвижущейся платформы (ЛСП), на базе которой в будущем предполагаются новые дрейфующие станции СП.

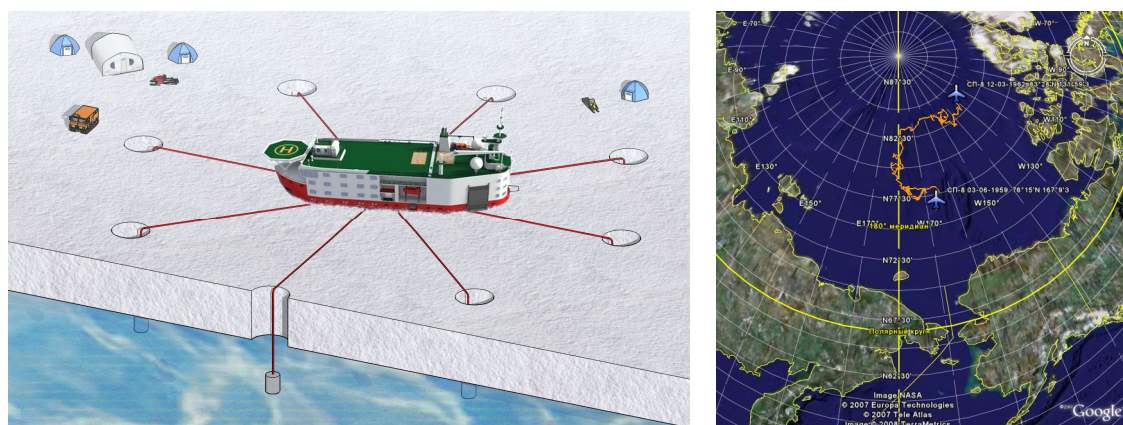


Рис. 1 Общий вид электрической питающей установки на арктическом льду при использовании ЛСП и возможная область исследований (дрейф станции СП-8)

## Электроразведка с контролируемым источником

Собственно, проект начинался с предложения использовать совершенно особую технологию электромагнитных зондирований, основанную на возбуждении определенной

(ТМ) поляризации электромагнитного поля, что с технической стороны обеспечивается применение особого же источника поля (круговой электрический диполь – КЭД). Эта технология (зондирования вертикальными токами – ЗВТ) позволяет фиксировать тонкие аномальные эффекты в отклике за счет глубокой компенсации на физическом уровне общего проводящего фона геоэлектрического разреза, в том числе и слоя морской воды. Технология уже достаточно широко опробована в наземном варианте на различных объектах, прежде всего, на углеводородных залежах, и показала высокую эффективность. Детальность, например, позволяет говорить об оконтуривании залежей и о рекомендациях для бурения внутри контура месторождения. Теоретические аспекты нового метода и практические результаты имеют уже обширную публикацию.

Характерной особенностью ЗВТ является используемый, весьма сложный с традиционной точки зрения, источник поля. Эта логичная плата за высокую эффективность обычно указывается как недостаток, учитывая необходимость перемещать источник. Но в рамках проекта этот вопрос разрешается самым удовлетворительным образом – мы используем для перемещения дрейф льдов. В рамках проекта мы предлагаем обосновать следующую методику электромагнитных зондирований придонной геологической среды глубиной до нескольких километров с целью определения распределения удельного сопротивления, а также других геоэлектрических параметров, что выявит различные региональные и локальные геологические объекты при перемещении всей экспериментальной установки в пределах арктического бассейна.

На льду располагается (один раз и очень тщательно) питаемая в импульсном режиме установка кругового электрического диполя (рис. 1). Установка заземляется в центре и по концам радиальных питающих линий через отверстия во льду. Радиус КЭД (длина радиальной линии) может достигать 5-10 км. Система наблюдения складывается из электрических приемников в виде фиксированных, заземленных в воде, горизонтальных и вертикальных линий. Здесь намечается альтернатива – делать ли непрерывные измерения (что едва ли возможно), или же проводить цикл измерений, привязывать его к определенной

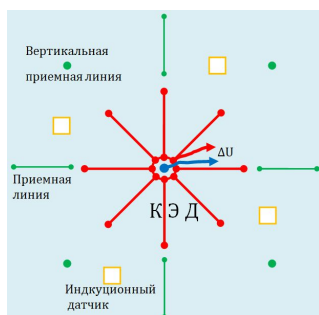


Рис. 2. Схему измерений в ЗС можно использовать в МТЗ

точке, и повторять его через некоторое время (сутки – это 5-7 км дрейфа). Этот вопрос предстоит изучить. Так или иначе, исходя из опыта работ методом ЗВТ, измерениями может быть охвачена полоса вдоль траектории источника шириной в десять радиусов

Следует еще заметить, что именно описанный электромагнитный метод в применении на дрейфующем льду уже некоторое время обсуждается в геофизическом сообществе, а также подвергался некоторым исследованиям, и уже сделаны первые русско- и англоязычные публикации [Могилатов и Злобинский, 2016], [Mogilatov et al., 2016]. Определены многие параметры такого геоэлектромагнитного эксперимента в Арктике. Однако, есть необходимость в дальнейшей разработке, теперь проект переходит на новый уровень, как применение

комплекса методов. Это дает новое качество и требует более сложной подготовки и обоснования.

## Магнитотеллурические исследования

Довольно очевидным и логичным выглядит дополнение электромагнитных зондирований становлением (ЗС) магнитотеллурическими зондированиями. Это авторитетный и независимый метод, и есть дополнительные соображения в пользу его применения в предлагаемом комплексе. МТ зондирования – более глубинные и прекрасно дополняют данные зондирований становлением (ЗС), которые обеспечивают большее разрешение в верхах разреза. К тому же, использование магнитотеллурического метода, использующего природные поля, практически совсем не утяжеляет серьезную проблему с энергоресурсами. Разумным было бы дополнить МТЗ магнитовариационным методом.

Есть вопрос с размещением системы измерений. Теория и практика морских МТЗ утверждает, что оптимально измерения производить вблизи дна. Однако в нашем случае необходимо размещать измерительную систему на льду. Математическое моделирование показывает, что в этом случае эффективность снижается, но остается достаточной [Коротаев и др., 2010]. Надо рассмотреть использование для МТЗ подготовленную для ЗС масштабную систему приемных горизонтальных и вертикальных линий. Мы, однако, предлагаем еще более радикальное решение проблемы. Совершенно новым инструментом может стать КЭД как измерительная установка для МТЗ (рис. 2). Измерения с помощью КЭД эквивалентны измерениям вертикальной приемной линией, помещенной в среду на большую глубину. Для оценки возможностей применения КЭД в МТЗ нами проведены численные расчеты электромагнитного поля в трехмерно неоднородной среде по методу Треффца [Плоткин, Губин, 2014]. Результаты показаны на рис. 3 и означают высокую чувствительность таких измерений с поверхности моря к глубинным неоднородностям.

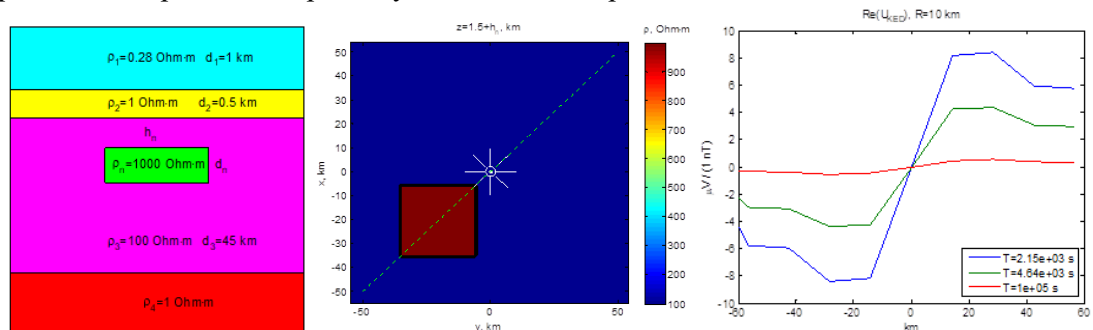


Рис.3. Глубинный разрез, план и разность потенциалов с КЭД на трех временных периодах вдоль профиля над неоднородностью

### Пассивная сейсмика и сейстотомография

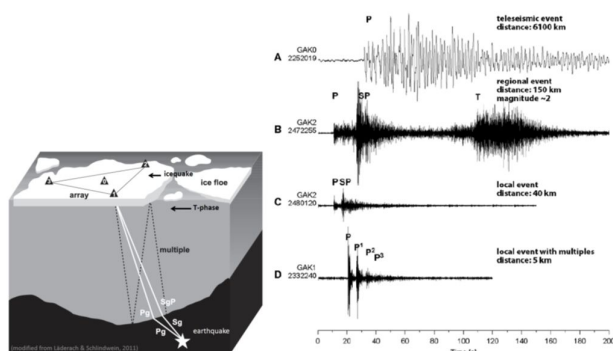


Рис. 4. Схема прихода сейсмических лучей на станции, установленные на льду. Справа: примеры сейсмограмм, записанных станцией на дрейфующей льдине, от локального, регионального и телесеismicкого событий. Показаны также кратные волны, отраженные от дна и льда

Проведение стандартных сейсморазведочных работ в условиях Арктики требует расчистки акватории ото льда с помощью ледокола, что приводит к многократному увеличению стоимости исследований (например, [Казанин и др., 2015]). Тем не менее, сейсмика является основным геофизическим методом на суше и на море. Поэтому мы включаем сейсмический метод в наш комплекс, подразумевая идею использовать

плавучие льды для установки сейсмологических сетей, которая возникла относительно недавно. Эксперименты такого рода были проведены силами немецкого Института арктических исследований в Бремерхафене (AWI Bremerhaven), начиная с 2007 [Schlindwein et al., 2007]. По ходу регистрации было записано достаточно много локальных событий из зоны спрединга, несколько региональных и телесеismicических событий, примеры регистрации которых показаны на рис. 4, взятый из работы [Läderach and Schlindwein, 2011]. Можно видеть, что помимо четкой Р волны, можно достаточно надежно выделить обменную SgP волну, которую можно легко пересчитать в S волну. На рис. 5 показаны траектории миграции станций одной из сетей, установленных на плавающих льдах, в районе хребта Гаккеля, а также показана томографическая интерпретация наблюдений. Таким образом, этот эксперимент показал, что сети, установленные на льду, вполне способны дать полноценные записи приходящих Р и S волн, что позволяет использовать их, например, для задачи сейсмической томографии. Несмотря на столь обнадеживающие результаты специалистов из AWI, нам неизвестны аналогичные работы в этом направлении, выполненные другими организациями. Несомненно, такого рода практику необходимо развивать и в Российской части Арктики, и настоящий проект нацелен именно на то, чтобы сделать реализацию этого предложения возможным. Поскольку данные работы являются лишь первыми попытками такого рода, многие научные вопросы пока еще не изучены. Например, пока не ясно, могут ли такого рода сети регистрировать поверхностные волны от землетрясений и можно ли выделить полезные волны путем кросс-корреляции микросейсмического шума.

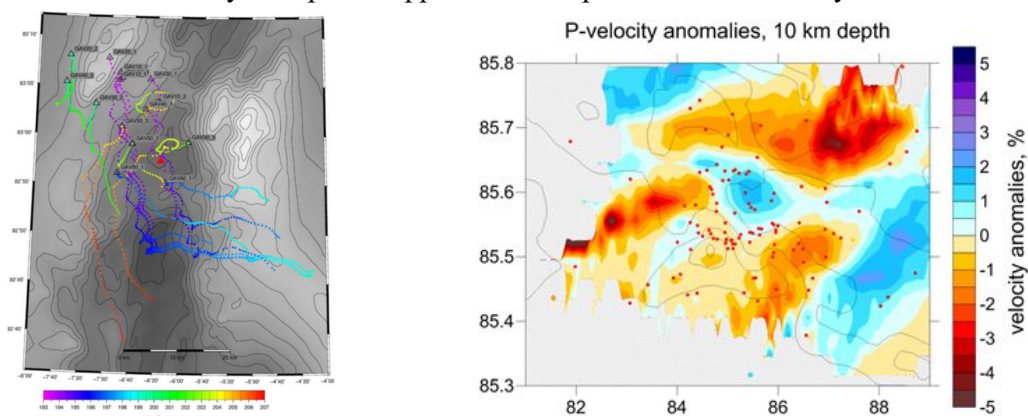


Рис. 5. Начальное положение мигрирующих станций показано треугольниками; время их функционирования отмечено цветом. Установка в районе хребта Гаккеля. Справа томография (А.Яковлев и И.Кулаков, ИНГГ СО РАН) данных этой сети AWI-Bremerhaven

### Заключение

Мы здесь рассматривали и предлагали не выполнение собственно геофизического проекта, а его научно-техническое проектирование и текущее состояние. Мы получили поддержку РФ и имеем план исследований по проекту. В том числе, эксперименты с выходом на лед. В зимний период 2018/2019 будет произведены зондирования с установкой КЭД на льду Обского водохранилища, а также установка на льду сейсмостанций в районе Тикси. Авторы уверены в эффективности предлагаемых нетрадиционных геофизических исследований. Такой научно-обоснованный, подготовленный к реализации проект касается национальных интересов и имеет большое народно-хозяйственное значение, позволяя планировать, оценивать перспективы и рассматривать альтернативы.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 18-17-00095).



### Список литературы

*Казанин Г.С. и др.* Экспедиция «Арктика-2014»: комплексные геофизические исследования в районе Северного полюса // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2015. – № 2(22). С.– 92–97.

*Коротаев С.М. и др.* Изучение возможности магнитотеллурического зондирования в Северном ледовитом океане с помощью численного моделирования // Физика Земли. –2010. – № 9. – С. 35–47.

*Могилатов В.С., Злобинский А.В.* Геоэлектрический эксперимент в Арктике (проект) // Геофизика. – 2016. – № 1. –С. 75-80.

*Плоткин В.В., Губин Д.И.* Учет приповерхностных неоднородностей над горизонтально слоистым разрезом при магнитотеллурическом зондировании // Геология и геофизика. – 2015. – Т.56(7). – С. 1381-1390.

*Mogilatov V., Goldman M., Persova M., Soloveichik Yu., Koshkina Yu., Trubacheva O. and Zlobinskiy A.* Application of the marine circular electric dipole method in high latitude Arctic regions sing drifting ice floes // Journal of Applied Geophysics. – 2016. – No 135. – P. 17–31.

*Läderach, C. and Schlindwein, V.,* 2011. Seismic arrays on drifting ice floes: experiences from four deployments in the Arctic Ocean // Seismological Research Letters. – 2011. – No 82(4). – P. 494-503.

*Schlindwein, V., Müller, C. and Jokat, W.* Microseismicity of the ultraslow-spreading Gakkel ridge, Arctic Ocean: a pilot study // Geophysical Journal International. – 2007. – No 169(1). – P. 100-112.

## **Project of a special system of geophysical research in the Arctic**

**Vladimir S. Mogilatov**

<sup>1</sup> *Novosibirsk State University*

<sup>2</sup> *Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS, Novosibirsk, Russia*

### **Abstract**

The Project aims at developing a geophysical observation system on drifting ice floes with the purpose of studying the lithosphere structure in the Arctic Regions. Exploration of the Arctic region is actual task that affects political and economic interests of several countries. The knowledge of the lithosphere deep structure beneath the Arctic Ocean is necessary to reconstruct the stages of the regional geological evolution, which, in turn, provides important information for exploration of new mineral deposits and to understand their origin. Although the Arctic attracts much attention, the scientific investigations there advance quite slowly. The harsh climatic conditions and large expenses slow down realization of the fieldwork in high latitude areas. Therefore, scientists from over the world looks for new technologies, which could optimize and reduce the costs of the fieldworks that aimed at investigation of the geological structure beneath the Arctic Ocean. The main task of the Project is to develop the methodology of long-term multidisciplinary geophysical observations that are meant to study structure of the crust and offshore seismicity in the Polar Regions. To this proposes, the observation systems have to be adopted to the conditions of the deep sea covered by paleocrystic floes and should take into account drift of the ice floes. In the framework of the Project, the prototypes of such observation systems will be developed and tested in the natural conditions on ice of the Arctic Ocean and in other water reservoirs. Here, instead of standard methods, we propose performing complicated, but more efficient experiments with deployment of various geophysical equipment of the ice floes. The drift of the ice floes will provide the movement of the instruments above study area and thus will improve data coverage. The observation systems of the passive seismological and magnetotelluric sounding methods supplemented by the electromagnetic sounding method with innovative controlled source will be designed for installation on top of the drifted ice floes. The practical implementation of this set of the methods will be significantly less expensive than currently used technologies of active seismic survey, for example.



# *Строение осадочного чехла на пресноводных озерах вблизи Беломорской биологической станции (ББС) МГУ по данным георадиолокации и бурения*

**Старовойтов Анатолий Васильевич<sup>1</sup>, Ошкин Александр Николаевич<sup>1</sup>, Валиуллина Ксения Зиннуровна<sup>1</sup>, Пятилова Анна Михайловна<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

## **Введение**

На полуострове Киндо Кандалакшского залива Белого моря, где расположена Беломорская биологическая станция (ББС) МГУ, есть несколько пресноводных озер, на двух из которых была выполнена георадиолокационная съемка. Были обследованы озера Верхнее и Водопроводное, последнее является единственным источником водоснабжения для станции. Эти озера расположены на расстоянии 300 м друг от друга на высотах соответственно 87,2 и 73 м над уровнем моря и имеют площадь 1 и 0,6 га (Путешествия ..., 2008, рис.1). Целью исследований было изучение рельефа дна, структуры осадочного чехла озер и выяснение основных особенностей геологического развития этого района. Одной из задач было также изучение возможности использования коэффициента поглощения при фациальном картировании. Георадиолокационные наблюдения выполнялись с резиновых лодок с экранированной антенной 300 МГц («Radar Inc.», г. Рига, Латвия), привязка осуществлялась с помощью GPS. Для привязки выделенных комплексов использовались данные скважин глубиной 5 м, пробуренных рядом с озерами

## **Аппаратура и методика**

Георадиолокационное профилирование выполнялось по системе профилей с использованием георадара «Зонд 12е» с антенным блоком 300 МГц производства фирмы «Radar Inc.», г. Рига, Латвия. Запись по профилям велась с переменным шагом, так как скорость движения лодки была непостоянной. Для дальнейшей обработки данных была выполнена интерполяция с шагом 0.02 м (среднее расстояние между трассами). Стандартная обработка данных георадарных наблюдений осуществлялась в программах MATLAB, RadExPro и RadExplorer. На всех профилях присутствует большое количество гиперболических дифрагированных волн, особенно в верхней части разреза, что в первую очередь значительно затрудняет определение рельефа дна. Объектами дифракции скорее всего являются стволы деревьев, погруженные в озерные отложения. По гиперболам оценивалась скорость распространения электромагнитных волн (Владов и др., 2010). По результатам нескольких десятков измерений в различных точках озер для пересчета из временного в глубинный масштаб для обоих озер была взята средняя скорость 3,7 см/нс. Схемы расположения георадиолокационных профилей и скважин показаны на рис. 1 и 2.

## **Результаты.**

*Озеро Водопроводное.* В плане озеро Водопроводное вытянуто по длинной оси в северо-западном направлении (рис. 1). Дно на большей части озера субгоризонтальное, глубины, как правило, не превышают 2,5 м. Осадочный разрез был изучен на всю глубину. На всех георадарных профилях было выделено 4 основных отражающих горизонта (ОГ), которые

делят его на 4 георадиолокационных комплекса (далее просто комплекс). Типичный георадиолокационный профиль представлен на рис. 4. Кровля самого нижнего комплекса залегает на глубинах в среднем от 340 до 480 нс (6,3 – 8,9 м). Ниже этой границы осей синфазности отраженных волн не отмечается. Исходя из опыта георадиолокационных работ на суше и на других озерах полуострова этот рефлектор был принят за кровлю фундамента, сложенного архейскими гнейсами (рис. 4, ОГ 1; Старовойтов и др., 2018). В центральной части озера глубина кровли максимальная, постепенно уменьшаясь по направлению к его берегам. Выше с несогласием залегает георадарный комплекс 2, который характеризуется отчетливо выраженной слоистостью. Его кровлей является отражающий горизонт ОГ 2 с повышенной амплитудой. Он постепенно погружается в юго-восточном направлении до 5,0-5,5 м. Мощность слоистого комплекса меняется в среднем от 100 до 180 нс (1,8 – 3,3 м), причем наибольшие значения наблюдаются в западной части озера. На нем с несогласием лежит комплекс 3 с почти «прозрачной» волновой картиной. Его кровлей является рефлектор ОГ 3. Мощность «прозрачного» комплекса меньше, чем у нижележащего комплекса 2, и в целом довольно выдержана – в среднем около 60 нс (1,1 м), лишь на отдельных участках увеличиваясь до 1,25-1,5 м. Максимальная глубина залегания ОГ 3 наблюдается в восточной части озера, где она достигает 4,0 м, редко больше. Самый молодой комплекс 4, кровлей которого является дно (ОГ 4), имеет очень сложную волновую картину (рис. 3). В центральной части озера, где дно имеет субгоризонтальную форму, в этом комплексе прослеживаются оси синфазности и на некоторых участках его волновая картина напоминает волновую картину комплекса 2, т.е. слоистую (рис. 3). В прибрежной, особенно восточной части озера, тип записи резко меняется, и волновая картина становится хаотической с многочисленными осями синфазности дифрагированных волн (правая часть профиля на рис. 3), что, по-видимому, связано с постепенным зарастанием озера. Вероятно, многочисленные дифракционные эффекты обусловлены наличием затонувших стволов деревьев. Мощность комплекса в прибрежных частях также существенно увеличивается – от 1,0-1,5 м в западной половине озера до 3,0 м в восточной. Следует подчеркнуть, что форма изолиний рельефа дна и изолиний равной мощности комплекса 4 в восточной половине озера значительно усложняется.

*Озеро Верхнее.* Озеро Верхнее расположено в 300 м к юго-востоку от озера Водопроводное и в плане слегка вытянуто в северо-западном направлении. В его северной и южной частях в дне выделяются две ложбины, глубины в которых могут достигать 2,5-3,0 м. Они разделены поднятием субширотного направления с глубинами менее 2 м. Осадочный разрез разделяется 7-ю основными рефлекторами на 7 комплексов. Самый нижний рефлектор ОГ 1, ниже которого, как и на данных по озеру Водопроводное, осей синфазности отраженных волн не прослеживается, был интерпретирован как кровля архейского фундамента. Для подтверждения этого вывода профиль № 2 по озеру был дополнен профилем с той же антенной 300 МГц на суше до коренного выхода архейских гнейсов, что позволило проследить ОГ 1 непосредственно до этого обнажения пород фундамента (Старовойтов и др., 2018). В 6 придонном комплексе обнаружено множество дифрагирующих объектов, которые, как и на озере Водопроводное, по-видимому, являются стволами затонувших деревьев.

В кровле фундамента выделяются две впадины субширотного простирания, которые в центральной части озера разделяются поднятием. Во впадинах кровля опускается на некоторых участках до 8,0-8,5 м. Осадочный чехол на озере Верхнее устроен более сложно

по сравнению с разрезом озера Водопроводное. Отражающий горизонт ОГ 3 по динамическим характеристикам аналогичен ОГ 2 на профилях, полученных на озере Водопроводное. Он также является кровлей слоистого комплекса и залегает на фундаменте. Глубина его кровли на отдельных опущенных участках составляет 7,0-7,5 м. Учитывая близость расположения озер можно предположить, что комплексы 2 на обоих озерах являются возрастными аналогами, однако, следует отметить, что мощность комплекса 2 на озере Верхнее значительно меньше, чем мощность его предполагаемого аналога на озере Водопроводное. Комплекс 2 развит во впадинах, на разделяющем их поднятии он отсутствует.

В результате интерпретации по каждому из озер были построены структурные карты по всем отражающим горизонтам и карты изопахит для каждого осадочного комплекса.

*Определение коэффициента поглощения и проводимости в комплексе 6 на озере Верхнее.* Исследования проводились между границей, соответствующей отражению от дна ОГ 7 и первой поддонной границей ОГ 6. При этом предполагается, что скорость внутри слоя не меняется, а скорость в водной толще взята равной 3,3 см/нс. Анализируется латеральная изменчивость проводимости внутри слоя для заданной частоты антенны, а не абсолютные значения. Независимые определения проводимости  $\sigma$  отсутствуют. Причинами изменения проводимости  $\sigma$  могут быть латеральные изменения глинистости внутри слоя.

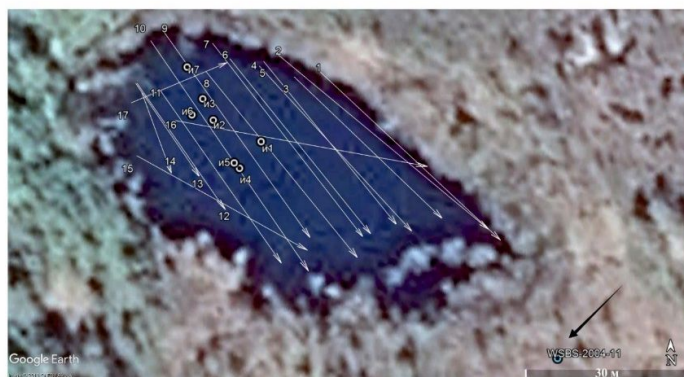


Рис. 1. Схема расположения профилей и скважины WSBS-2004-11 на озере Водопроводное (показана стрелкой).



Рис. 2. Схема расположения профилей и скважины WSBS-2004-12 на озере Верхнее (показана стрелкой).

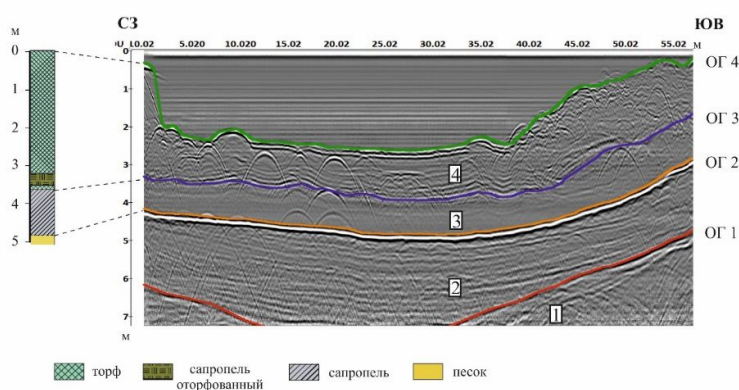


Рис. 3. Георадиолокационный профиль по озеру Водопроводное с интерпретацией. Слева от профиля дан разрез скважины WSBS-2004-11. ОГ 1-ОГ 4 – отражающие горизонты: ОГ 1 – кровля фундамента; ОГ 2 – кровля песков; ОГ 3 – кровля сапронеля; ОГ 4 – дно.

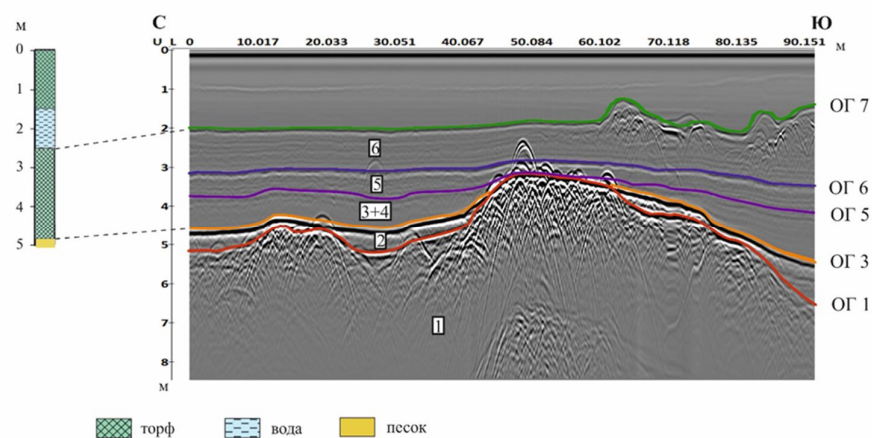


Рис. 4. Георадиолокационный профиль по озеру Верхнее с интерпретацией. Слева от профиля дан разрез скважины WSBS-2004-12. 1, 2, 3+4, 5, 6 – георадиолокационные

комплексы. ОГ 1 – кровля фундамента; ОГ 3, 5-7 – отражающие горизонты; ОГ 7 - дно). Слева дана шкала глубин в м (при  $V=3,7$  см/нс).

Для верхнего (6) комплекса были построены карты коэффициента поглощения и удельного электрического сопротивления и проведено их сопоставление с волновой картиной данного комплекса.

### **Заключение**

На основании проведенных исследований можно сделать следующие основные выводы:

1. Проведено расчленение осадочного чехла на озерах Водопроводное и Верхнее на осадочные комплексы.

2. Выяснена морфология кровли архейского фундамента.

3. Выдержанный отражающий горизонт повышенной амплитуды на изученных озерах сопоставлен с кровлей солонатоводных песков, которые предположительно отнесены к прибрежно-морским отложениям. Залегающая выше с угловым несогласием толща сапропеля имеет возраст около 8000 лет и представляет собой преимущественно озерные отложения.

4. По всем отражающим горизонтам построены структурные карты, по выделенным комплексам – карты изопахит.

5. Проведен расчет коэффициента поглощения на заданной частоте антенны, а также выполнен расчет проводимости и УЭС в верхнем осадочном комплексе. По полученным данным построены карты.

6. Коэффициент поглощения и УЭС в самом молодом комплексе меняются в среднем в 10 раз.

7. Сопоставление карты коэффициента поглощения, вычисленного в верхнем комплексе с волновой картиной в этом же комплексе по всем георадиолокационным профилям, показало, что участки с повышенными значениями коэффициента в целом хорошо коррелируются с типом записи. Волновая картина на этих участках имеет преимущественно хаотический тип. Для выяснения причин этого соответствия необходима заверка бурением.

8. Изменения значений УЭС возможно связаны с изменением глинистости в придонных осадках.

9. В данных расчетах не учитывалось влияние вышележащей толщи воды (т.е. ее проводимости)

### **Благодарность**

Авторы благодарят директора ББС МГУ профессора Цетлина Александра Борисовича за предоставленную возможность провести георадиолокационные наблюдения на озерах и вед. н. сотр. Токарева Михаила Юрьевича за помощь в проведении работ.

Работа выполнена в рамках темы «Разработка программно-аппаратных комплексов для поиска, разведки, геофизического и геохимического мониторинга разработки месторождений углеводородов, в т.ч. в труднодоступных регионах и сложных природно-климатических условиях» при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской

Федерации». СОГЛАШЕНИЕ № 14.607.21.0187 О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ СУБСИДИИ от 26 сентября 2017. Уникальный идентификатор соглашения RFMEFI60717X0187.

### **Список литературы**

1. *Владов М. Л., Пятилова А. М., Калашиников А. Ю.* Экспериментальное изучение линейных объектов методом георадиолокации // *Геофизика*. 2010. № 2. С. 65–70.
2. *Путешествия по Киндо-мысу*. 2008. Тула: Гриф и К, с. 144.
3. *Старовойтов А.В., Токарев М.Ю., Терехина Я.Е.* Атлас по интерпретации геофизических данных для морской практики на Белом море. 2018, М.: «КДУ», «Университетская книга», с. 110.

**The structure of the sedimentary cover on freshwater lakes near the White sea biological station (WSBS) of Moscow state University according to the GPR and drilling**

**Anatoly Starovoytov<sup>1</sup>, Oshkin Alexander<sup>1</sup>, Valiullina Ksenia<sup>1</sup>, Pyatilova Anna<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Moscow state University M. V. Lomonosov

**Abstract**

GPR study with 300 MHz antenna was carried on the Verkhneye and Vodoprovodnoye lakes. The latter is considered to be the only source of water supply for the White Sea Biological Station. The sedimentary section is studied to the depths of up to 8.5 m. The Archean basement and several sedimentary sequences were delineated. As a result of the borehole section analysis these sequences were attributed to coastal-marine and continental deposits. The velocity analysis was executed using the diffraction hyperbolas. The results of the analysis were used to construct structural diagrams for all the principal reflecting horizons and isopach maps of all the delineated sequences. The conclusions were made on the post-deglaciation history of the area. The absorption coefficient at a given frequency was calculated for the youngest sequence 6 in the section of the lake Verkhneye, and a map for the entire water area was compiled. The values of the absorption coefficient in plan view vary up to 10 times. The values of the absorption coefficient are compared with the types of the wave pattern and the possibility of its application in facies analysis is discussed.

# *Предварительные результаты сейсмоакустического профилирования дна Таманского залива с целью определения его очертаний в период греческой колонизации*

**Ольховский Сергей Валерьевич<sup>1</sup>, Шматков Алексей Алексеевич<sup>2</sup>,  
Шматкова Анна Александровна<sup>3</sup>, Гайдаленок Ольга Владимировна<sup>4</sup>**

*<sup>1</sup> Институт Археологии РАН, <sup>2</sup> Marine Geo Service, <sup>3</sup> МГРИ-РГГРУ, <sup>4</sup> Геологический институт РАН*

## **Аннотация**

Фанагория, один из крупнейших античных городов на современной территории России, основана греческими колонистами на побережье Таманского залива в VI в. до н.э. Колонизация этой местности произошла в период регрессии уровня Черного моря, связанной с сеймотектоническими подвижками в Босфоре. К концу I тыс. до н.э. регрессия уровня моря сменилась т.н. «нимфейской» трансгрессией, в результате которой существенно изменились очертания Таманского архипелага [2]. Для достоверной палеогеографической реконструкции Таманского залива в период регрессии необходимы фактические данные о периоде и высоте подъема уровня моря, которые можно собрать в ходе археологических и геофизических исследований. Оптимальной площадкой для сбора этой информации является затопленная часть Фанагории, так как здесь сохранилась не только затопленная городская застройка, но и портовые сооружения разного времени. С 2011 г. для локализации портовой инфраструктуры и отдельных объектов, находящихся ниже уровня дна, систематически проводятся гидромагнитная съемка и сейсмоакустическое профилирование донных отложений. В результате этих работ был выявлен и исследован целый ряд археологических объектов [3].

В 2018 году были проведены сейсмоакустические исследования по методике НСП, в том числе с использованием параметрического профилографа. Предварительный анализ полученных данных показал наличие в осадках высокоамплитудных аномальных зон, которые могли быть образованы в результате трансгрессии Черного моря, что в дальнейшем позволит восстановить палеогеографическую обстановку во времена колонизации Фанагории.

## **Методика сейсмоакустической съемки**

Сейсмоакустические наблюдения в акватории Таманского залива проводились с борта алюминиевого катера длиной 6 метров. Во время работ выдерживалась минимально возможная скорость движения для обеспечения высокой пространственной разрешающей способности. Сейсмоакустическое оборудование буксировалось с левого борта на выстреле длиной 2 метра. Для позиционирования судна использовался дифференциальный ГНСС-приемник и курсоуказатель Trimble SPS461. Базовая станция RTK располагалась на расстоянии не более 10 км от района работ, что обеспечило субдециметровую точность определения положения судна.

На первом этапе была выполнена съемка по методике непрерывного сейсмоакустического профилирования (НСП). В качестве источника упругих колебаний использовался излучатель типа "бумер". Во время опытно-методических работ была выбрана энергия 200 Дж и интервал возбуждения 500 мс. Для приема и регистрации отраженных волн



использовалась одноканальная сейсмическая коса (Applied Acoustic Engineering) и 16-разрядная сейсмическая станция, которая буксировалась за источником упругих колебаний таким образом, что центр группы располагался на расстоянии 3 метров от центра излучателя. С учетом небольшой глубины акватории (не более 4 метров) это позволило обеспечить регистрацию отраженных волн без интерференции с прямой волной. С помощью данного метода было получено 15 профилей, наибольшая длина профиля составила 5 км. На рисунке (Рис. 1) представлен пример профиля сейсмоакустических данных после обработки.

### Предварительный анализ данных

Обработка данных проводилась с использованием ПО RadExPro Professional 2018.2. Граф обработки включал следующие процедуры: загрузка полевых данных, контроль качества и отбраковка непродуктивных фрагментов, присвоение геометрии, мьютинг прямой волны, полосовая фильтрация, амплитудная коррекция за сферическое расхождение, временная миграция Столта.

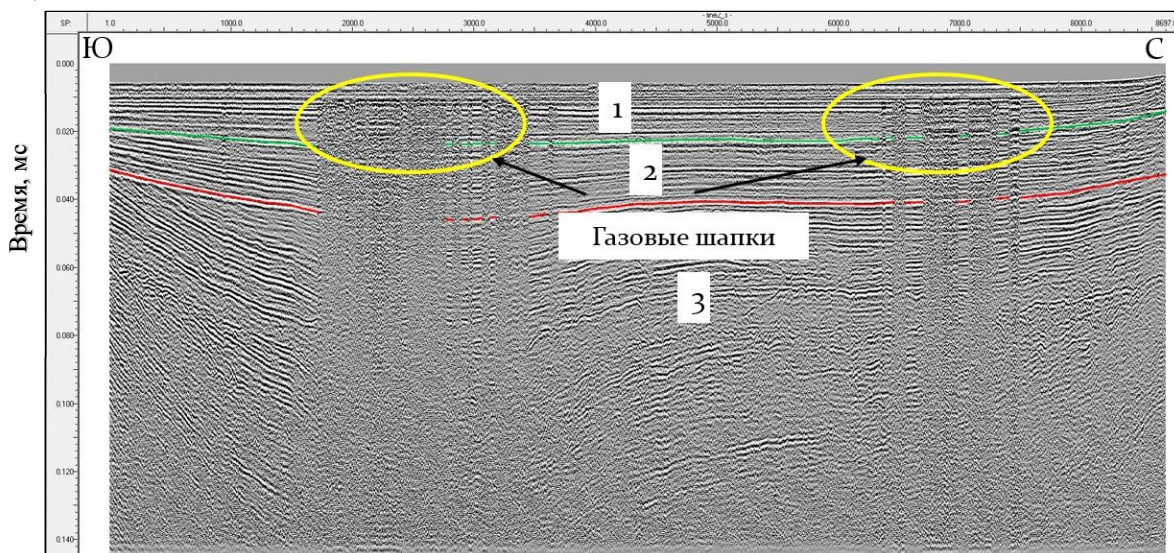


Рис 1. Пример профиля НСП после предварительной обработки (желтым цветом выделены области скопления газонасыщенных осадков; 1, 2, 3 – сейсмоакустические комплексы)

На втором этапе съемка проводилась с использованием параметрического профилографа EdgeTech SB-216S, который буксировался за катером на расстоянии 2 метров. Периодичность излучение упругих колебаний составляла около 10 раз в секунду. С помощью этого метода было получено 5 профилей, длины наиболее протяженного профиля составила 4.5 км. На рисунке ниже (Рис. 2) представлен пример данных профилографа.

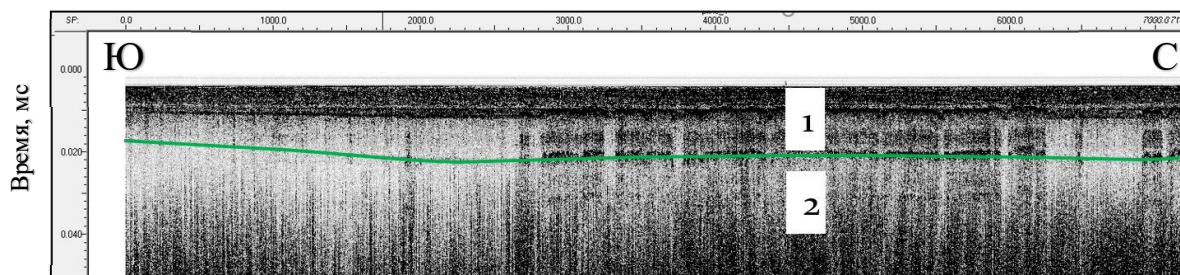


Рис 2. Пример данных, полученных с использованием параметрического профилографа (1, 2 – сейсмоакустические комплексы)

### **Геологическое строение Керченского пролива и интерпретация сейсмического профиля**

Керченский и Таманский полуострова сложены осадками неогенового возраста. Эти отложения в акватории являются фундаментом, на котором залегают четвертичные отложения. Сами неогеновые отложения смяты в складки и залегают на майкопском структурном этаже. Ограниченная площадь акватории обуславливает систематическое развитие структур типа суша – море, сложенных неогеновыми породами. Тектонических нарушений в акватории высокой амплитуды не обнаружено. Таманские структуры неогенового возраста характеризуются наличием широких и глубоких синклинальных прогибов мощностью до 2-х километров, разделенных узкими антиклинальными зонами [1, 2]. Подобные складчатые структуры были обнаружены на данных сейсмоакустического профилирования, проведенного в полевом сезоне 2018 года.

Особенностью строения четвертичного структурного этажа является его несогласное залегание на структурном этаже неогенового возраста. Четвертичные отложения лежат горизонтально или полого наклонены, не образуя складок. Поверхность дочетвертичных отложений прорезана палео-Доном и осложнена разломами. Тело четвертичных отложений вложено в ложбину размыва дочетвертичных образований. Мощность четвертичных отложений в Таманском заливе составляет порядка 40-50 метров. В районе работ четвертичные отложения представлены лагунно-лиманными глинами, песками, алевритами [2].

По данным НСП, проведенном в восточной части Таманского залива, были выделены 3 сейсмоакустических комплекса (см.рис.1). Подошва комплексов 1 и 2 выделяется по несогласию, их мощность составляет около 20 мс. Подошва комплекса 1 также выделяется по данным профилографа (см. рис. 2). Внутри комплексов выделяются устойчивые плоские отражения. Кровля комплекса 3 является акустическим фундаментом, ниже которого не удалось уверенно выделить еще какие-либо горизонты.

На сейсмоакустических данных отчетливо выделяются зоны потери когерентности сигнала, которые мы связываем с областями скопления газа (см. рис. 1). При этом верхняя толща осадков представляет собой флюидоупорный горизонт. Вдоль вертикальных зон проникновения газа на некоторых участках наблюдаются прерывистый характер осей синфазности, что позволяет выделить предположительные тектонические нарушения (рис. 3, а). Также, в некоторых местах вдоль одних и тех же рефлекторов наблюдаются яркие пятна, что можно интерпретировать как проникновение флюида в межслойное пространство (рис. 3, б).

Области скопления газа были выделены на глубине 7–10 метров. Подобные области могут быть связаны с органическими осадками, связанными с конусом выноса палео-Кубани. Подобная теория помогла бы восстановить береговую линию в районе работ. Другие представления о генезисе газовых шапок связаны с процессом глиняного диапиризма [4].

В связи с нерегулярностью сети наблюдений, проведенных в 2018 году, выделение областей распространения газонасыщенных осадков затруднительно и потребует в дальнейшем уплотнения сети профилей. На данном этапе можно утверждать, что области газонасыщенных осадков встречаются Таманском заливе повсеместно, но наибольшая концентрация достигается в южной части акватории в районе Фанагории.

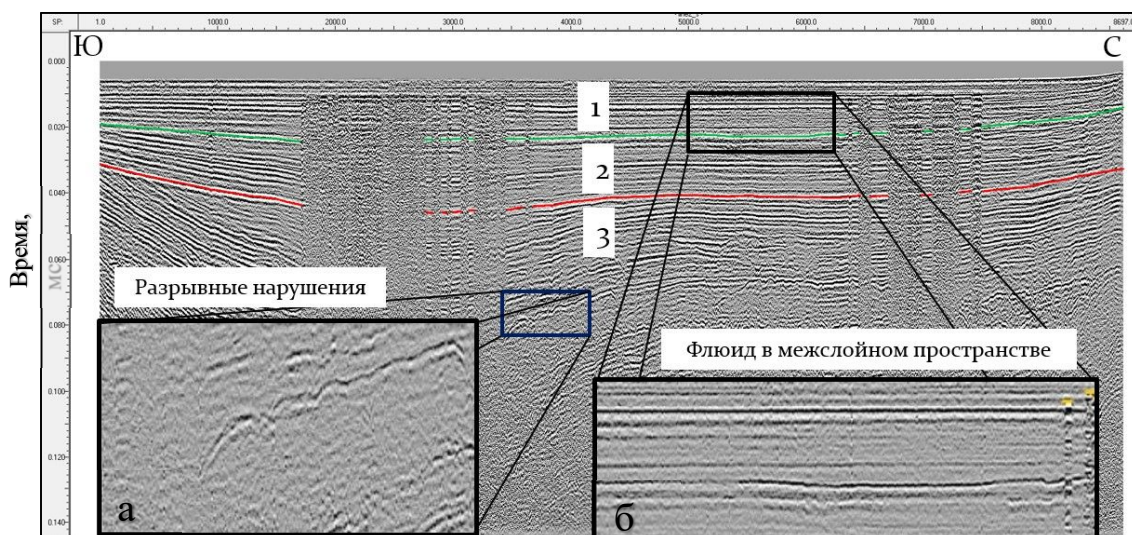


Рис. 3. Разрывные нарушения (а) и области проникновения флюида в межслойное пространство (б) как результат интерпретации профиля НСП

### Заключение

В результате интерпретации данных сейсмоакустического профилирования были выделены области распространения газонасыщенных осадков. Подобные области могут быть связаны с органическими осадками, связанными с конусом выноса реки Кубань, что в дальнейшем позволит восстановить контур береговой линии времен греческой колонии. О генезисе газонасыщенных осадков нельзя сказать однозначно. Работа требует дополнительных исследований, увеличения площади покрытия сейсмоакустических профилей, проведения проботбора или бурения.

### Список литературы

1. Геология шельфа УССР. Керченский пролив / Шнюков Е.Ф., Аленкин В.М., Путь А.Л. и др. – Киев: Наук. Думка, 1981. – 160 с.
2. Трифонов, В.Г. Происхождение и экологические последствия фанаторийской регрессии Черного моря / В.Г. Трифонов, Р.В. Трифонов // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2006. - №6. - С. 509-521.
3. Шматков, А.А. Трехмерная съемка параметрическим профилографом при изучении Фанатории / А.А. Шматков, С.В. Ольховский, А.А. Верхняцкий // Труды Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии» [сборник]. - 2018. - С. 766-769.
4. Шнюков Е.Ф. и др. Грязевые вулканы Керченско-Таманской области. Атлас, Киев: Наукова думка, 1986. – 152 с.

**Preliminary results of UHR seismic survey offshore the Taman Bay for the purpose of determination its outlines during the period of Greek colonization.**

**Olkhovskiy Sergey <sup>1</sup>, Shmatkov Alex <sup>2</sup>, Shmatkova Anna <sup>3</sup>, Gaydalenok Olga <sup>4</sup>**

*<sup>1</sup> IA RAS, <sup>2</sup> Marine Geo Service, <sup>3</sup> MGRI-RSGPU, <sup>4</sup> GIN RAS*

**Annotation**

Phanagoria was the largest ancient Greek city within the territory of Russia. The city was founded by Greek colonists onshore of the Taman Bay coast in the VI BC. There was a regression period of the Black Sea level associated with seismotectonic movements in the Bosphorus at this time. In the 1st century AD the port and the coastal part of Phanagoria were flooded by transgression of the Black Sea. As a result, the outlines of the Taman archipelago were changed. Information about the sea level during these period is necessary for reliable paleogeographic reconstruction of Taman Bay. These data can be collected during archaeological and geophysical surveys. Since 2011 magnetic and UHR seismic surveys have been conducted near the site of Phanagoria and number of interesting features were discovered.

In the summer of 2018 single-channel UHR seismic survey and sub-bottom profiling (SBP) studies were carried out. Preliminary data analysis showed the presence in the sediments of high-amplitude anomalous zones that could have been formed as a result of the Black Sea transgression, which in future will restore the paleogeographic situation during the colonization of Phanagoria.



# О возможностях сейсмоакустического профилирования при исследованиях отдельных геологических объектов – некоторые удачные примеры

Гайнанов В.Г.

МГУ им. М.В.Ломоносова, [gainan@yandex.ru](mailto:gainan@yandex.ru)

## Реферат

Рассматриваются возможности применения одноканального и многоканального сейсмоакустического профилирования на акваториях на примерах региональных и инженерно-геологических исследований.

**Ключевые слова:** газогидраты, границы оледенения, грязевые вулканы, карбонатные горки, ледниковые отложения, сейсмоакустические исследования, скопления газа.

Разработку метода сейсмоакустического профилирования на акваториях лаборатория сейсмоакустики МГУ начала еще в середине 60-х годов. Работы проводились на акваториях Черного и Каспийского морей, на реках. В Черном море на разрезах отображалась мощная слоистая толща осадков (до 1,5 – 2 км).

### Исследования грязевых вулканов Черного и Средиземного морей.

В глубоководной котловине Черного моря грязевые вулканы часто хорошо выделяются в рельефе дна конусообразными поднятиями с диаметром 300–2000 м и высотой ~100 м (Рис. 1, а), хотя встречаются и такие, у которых конус практически отсутствует (Рис. 1, б). Их питающие каналы хорошо видны на сейсмических временных разрезах, как зоны отсутствия регулярной записи, и уходят вглубь, за пределы записи (>1 с). По данным сейсморазведки МОГТ они прослеживаются до глубины 7–9 км, до майкопских глин (Иванов и др., 1989).

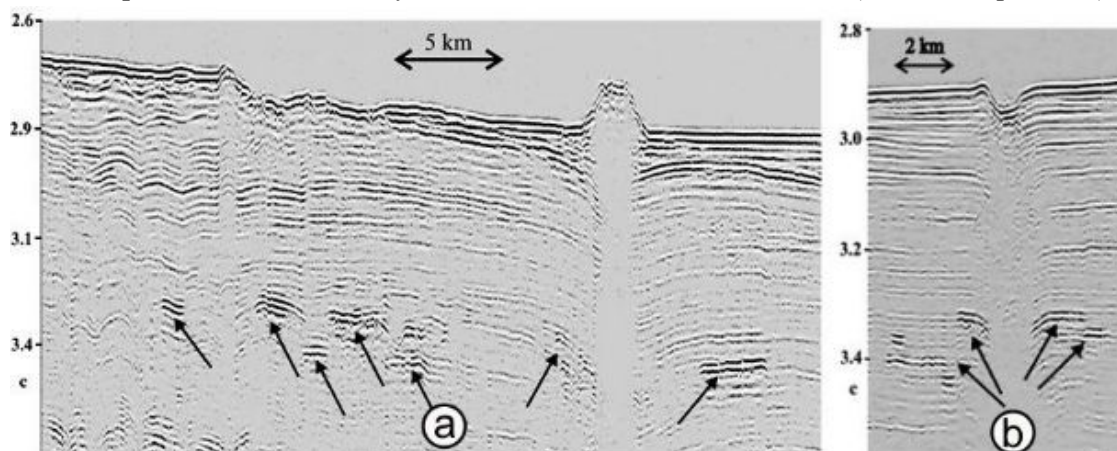


Рис. 1. Фрагменты сейсмоакустических временных разрезов с «яркими пятнами» вблизи жерла грязевых вулканов в глубоководной части Черного моря: а) фрагмент временного разреза по профилю через вулкан «Тредмар»; б) тот же фрагмент – разрез мгновенных амплитуд; в) разрез полярности отражений; г) фрагмент временного разреза по профилю через вулкан «МГУ» (Gainanov et al, 1998).

В Средиземном море грязевые вулканы не так хорошо выделяются на сейсмических разрезах, однако иногда на них регистрируются загадочные «яркие пятна» (Cifci et al, 1997), природу которых при детальном анализе разрезов удалось объяснить (Рис. 2).

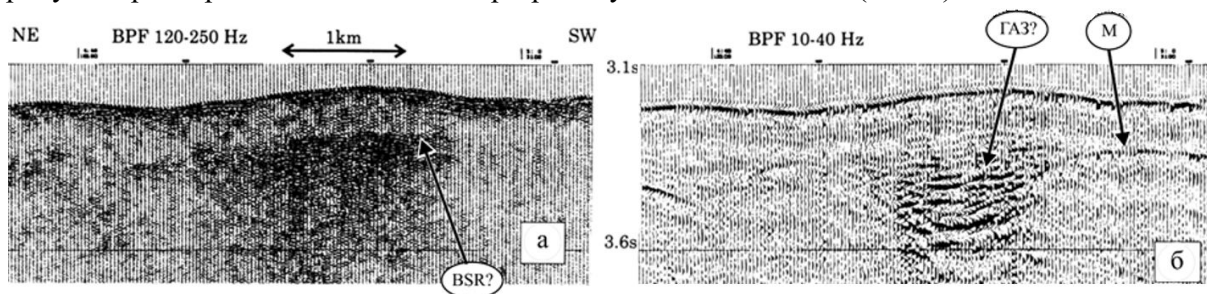


Рис. 2. Одно из загадочных «ярких пятен» на сейсмоакустических разрезах в центральной части Средиземноморского вала: а – разрез при высокочастотной фильтрации (120–250 Гц); б – низкочастотная фильтрация (10–40 Гц). Пятно разделяется на верхнюю - высокочастотную часть (BSR?) и нижнюю – низкочастотную (газ?). М - граница мессинских эвапаритов.

### Исследование карбонатных горок в северной части Атлантического океана.

Карбонатные горки выделяются и на батиметрических и на сейсмических профилях, как куполообразные (наподобие стогов сена) поднятия на дне моря с поперечными размерами от нескольких сотен метров до нескольких километров и высотой до 100 м и более. Есть отдельно стоящие горки, но встречаются и как бы сросшиеся горные массивы с многочисленными вершинами, или целые горные хребты. Исследуемый район расположен в холодных водах Северной Атлантики, здесь не живут кораллы, образующие традиционные коралловые постройки, как в южных частях Тихого Океана. Однако эти горки большей частью сложены материалом скелета живущих на этих горках холодноводных кораллов (Ivanov et al, 1998). Происхождение этих карбонатных горок, условия существования здесь кораллов, их возможная связь с миграцией углеводородов из глубин Земли вызывает большой интерес у геологов и нефтяников. В задачу экспедиции входило, в том числе, попытаться ответить на эти вопросы путем детального геолого-геофизического изучения строения карбонатных горок и окружающих осадочных отложений.

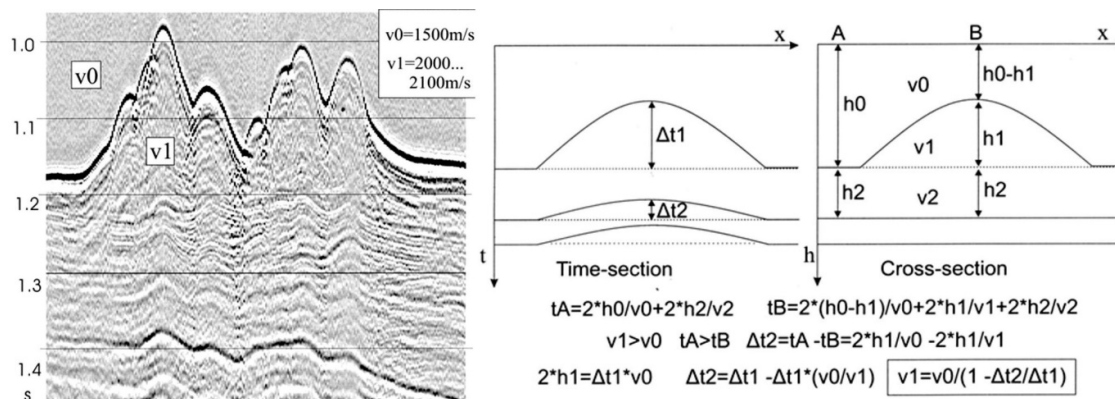


Рис. 3. Характерный сейсмоакустический временной разрез через отдельно стоящую карбонатную горку в бассейне Поркупайн. Под самой горкой наблюдается положительная

скоростная аномалия, под ямой рядом с горкой – отрицательная. По этим аномалиям были определены скорости продольных волн в теле горок ( $V_c$ ) и в окружающих осадках ( $V_s$ ).

### Исследование ледниковых отложений в Белом, Баренцевом и Карском морях.

Сейсмоакустические исследования в Белом и Баренцевом морях начались еще в 70-е годы, когда ВСЕГЕИ начал там работы по геологическому картированию.

В Белом море глубинность исследований оказывалась несравненно малой по сравнению с глубинностью в Черном море, несмотря на все технические ухищрения. Практически всюду на поверхности древнего фундамента залегали, сначала совершенно непонятного типа, небольшой мощности (первые десятки метров), сильно неоднородные отложения (рис. 4, а).

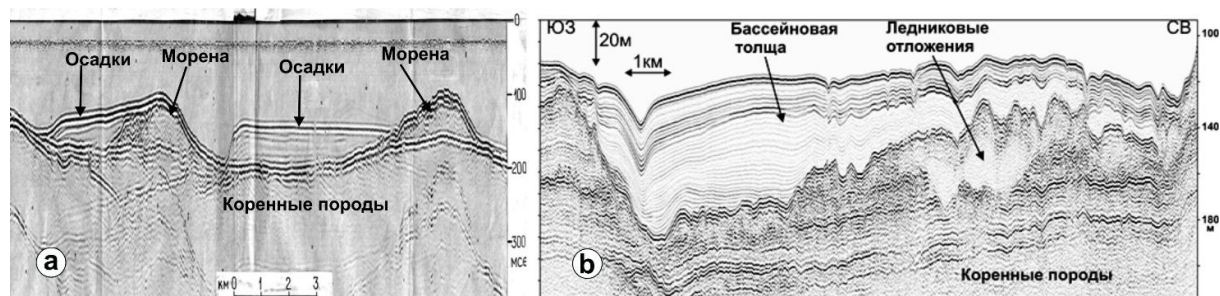


Рис. 4. Пример сейсмоакустического разреза 70-х годов на электрохимической бумаге (а) и пример современного разреза (после цифровой обработки) (b).

Только набрав достаточное количество материала, и с помощью геологов, пришли к пониманию, что толща с хаотическими отражениями – это морена. Следует заметить, что тогда в нашей стране, пожалуй, никто еще не проводил сейсмоакустическое профилирование, сейсмические временные разрезы были редкостью.

В 2000-е годы сейсмоакустические исследования в арктических морях были продолжены с применением современной цифровой аппаратуры (рис. 4, b). На разрезах хорошо выделяются ледниковые отложения, по характеру их залегания удалось проследить границы последнего большого оледенения в Карском море (*Polyak et al, 2002*).

### Сейсмоакустические исследования при инженерных изысканиях под строительство трубопроводных переходов и мостов через реки.

Одноканальное сейсмоакустическое профилирование наряду с преимуществами имеет и ряд недостатков: по этим данным нельзя определять скорости сейсмических волн в отложениях, одноканальный прием ограничивает возможности борьбы с целым рядом помех, что существенно ограничивает глубинность исследований. Решение этих проблем возможно только при многоканальном приеме и регистрации сейсмоакустических колебаний и последующей цифровой обработке данных.

Начиная с 2005 года такая, технология реализуется нами с применением специально разработанной 16 канальной сейсмоакустической косы и цифровой регистрирующей системы (*Гайнанов, Токарев, 2018*). Как и ожидалось, многоканальные наблюдения во всех случаях позволили получить более качественные временные разрезы (рис. 5). Практически во всех случаях удавалось достаточно точно определять скорости сейсмических волн в осадках и строить глубинные разрезы даже в отсутствии скважин на исследуемых площадках.

Например, имея отражения от границ внутри известняков удалось определить скорости сейсмических волн в них (рис. 5). Следует заметить, что, хотя известняки отличаются от аллювиальных отложений более высокими значениями сейсмических скоростей, но эти значения очень низкие для известняков. Это свидетельствует о разрушенности и рыхлости известняков, так что их несущая способность должна быть низкой.

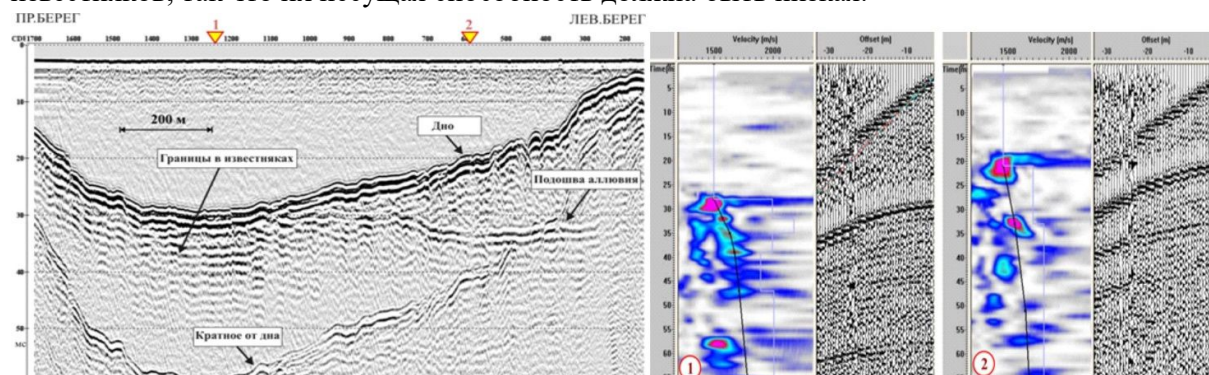


Рис.5. Сейсмоакустический разрез через русло реки. Источник – бумер. Суммирование по ОГТ 10 каналов. Приведены результаты скоростного анализа для точки 1, где на дне залегают известняки и для точки 2, где на дне аллювиальные отложения. Известняки выделяются более высокими значениями пластовых скоростей (2000 - 2200 м/с), в то время как пластовая скорость для аллювиальных отложений – 1600 – 1700 м/с (Гайнанов и др., 2008).

*Работа выполнена в рамках темы «Разработка программно-аппаратных комплексов для поиска, разведки, геофизического и геохимического мониторинга разработки месторождений углеводородов, в т.ч. в труднодоступных регионах и сложных природно-климатических условиях» при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации» с использованием оборудования приобретенного по Программе развития МГУ имени М.В. Ломоносова. Соглашение № 14.607.21.0187 о предоставлении субсидии от 26 сентября 2017. Уникальный идентификатор соглашения RFMEF160717X0187.*

#### Список литературы.

- Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю. Сейсмоакустические исследования при инженерных изысканиях на акваториях // Геофизика. 2018. № 3. С. 10 - 16.
- Гайнанов В.Г., Старовойтов А.В., Баскакова Г.В. Сейсмоакустические методы при инженерно-геологических изысканиях на реках // Разведка и охрана недр. № 12, 2008.
- Иванов М.К., Конюхов А.И., Кульницкий Л.М., Мусатов А.А. Грязевые вулканы в глубоководной части Черного моря // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геол. 1989. № 3. С. 48– 54.
- Cifci G., Limonov A., Dimitrov L., Gainanov V. Mud volcanoes and dome-like structures at the Eastern Mediterranean Ridge // Mar. Geophys. Res. 1997. Vol. 19. P. 421–438.
- Gainanov V., Bouriak S., Ivanov M. Seismic evidence for gas accumulation related to the area of mud volcanism in the deep Black Sea // Geo-Marine Letters, 18, 1998, pp. 139-145.
- Ivanov, M., Kenyon N., Henriot J.-P. et al. Carbonate mud mounds and cold water corals in the Porcupine Seabight and Rockall Bank: are they methane related? // Carbonate mud mounds and cold water reefs. TTR-7 Post Cruise Conference, Gent, Belgium, 7–11 Febr. 1998. Abstr. P. 37.
- Polyak L., Gataullin V., Gainanov V. et al. Kara Sea expedition yields insight into LGM ice sheet extent // Eos. 2002. 83, No. 46, p. 525, 529.





## **Very high resolution marine seismic survey – application examples**

**Gainanov V.G.**

*Lomonosov Moscow State University, [gainan@yandex.ru](mailto:gainan@yandex.ru)*

### **Abstract**

This work describes the application examples of the single channel and the multichannel very high resolution seismic survey in regional geological investigations and for engineering purposes.

**Key Words:** carbonate mounds, gas accumulations, gashydrates, glacial sediments, glaciations margins, mud volcanoes, very high resolution seismic.

## *Особенности инженерно-геологических работ на шельфе Арктических морей.*

**Марченко Иван Алексеевич** (ОАО «МАГЭ»), **Парамонов Николай Васильевич** (ОАО «МАГЭ»), **Черников Дмитрий Игоревич** (ОАО «МАГЭ»)  
ОАО «МАГЭ», г. Москва

### **Введение**

В последние годы одним из наиболее перспективных и динамично развивающихся направлений освоения морских месторождений являются нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения арктического шельфа Российской Федерации. В настоящее время активно ведутся инженерно-геологические изыскания на месторождениях Карского и Баренцева морей. За последний год был выполнен широкий спектр работ на площадках проектируемых точек бурения и постановки буровых платформ.

Производству бурения разведочных и поисково-оценочных скважин в обязательном порядке предшествуют комплексные инженерные изыскания. Инженерно-геологические работы, призванные установить физико-механические свойства грунтов, и обеспечить необходимыми данными для надежной постановки буровых платформ, являются необходимой составляющей комплексных инженерных изысканий. Результатом работы по пробоотбору является представление исчерпывающей информации о самой верхней части грунтового разреза, что чрезвычайно важно, так как это та часть (за исключением водной толщи), с которой приходится непосредственно взаимодействовать инженерному сооружению, будь то буровая платформа, трубопровод, подводный добычный комплекс или иное гидротехническое сооружение.

В данном докладе рассказывается об опыте выполнения объема работ по пробоотбору с использованием легких технических средств и применением различных методов, проведенных и опробованных главным образом для получения максимального выхода керна с минимальным нарушением естественного сложения донных грунтов. Рассматривается ряд факторов, влияющих на выход керна и оперативные решения, принятые для увеличения данного параметра.

### **Данные и методы**

Работы по пробоотбору в Арктических морях имеют ряд особенностей по сравнению с аналогичными работами в южных регионах. При планировании и подготовке к работам в море, специалисты ОАО «МАГЭ» обращали внимание на следующие моменты:

1. Короткий навигационный период: в зависимости от конкретного моря навигационный период ограничивается достаточно сжатыми рамками, в Карском море – с второй половины июля – начала августа по конец октября, в Баренцевом море погодное окно шире, однако рабочий период сильно сокращается из-за частых штормов. Специалистам необходимо начинать подготовку судна и оборудования заранее;

2. Удаленность от ближайшего порта снабжения: при осуществлении работ в российских Арктических морях, наиболее развитым портом выступает г. Мурманск. В зависимости от проекта удаленность от порта г. Мурманск может составлять от составлять до 600-700 км в Баренцевом море и более 1500 км в Карском море. Специалистам необходимо рассчитывать необходимый запас оборудования, ЗИП, упаковочный материал для образцов, а также, в случае пробоотбора – пластиковые лайнеры, кернорватели и прочие

необходимые детали. Зачастую, при возникновении трудностей и неполадок оборудования либо принятия решения о смене метода пробоотбора участники полевой партии должны быть готовы решить проблему оперативно с использованием материалов, находящихся на борту.

В ходе подготовки к работам в Арктических морях в сезоне 2018 г специалистами компании ОАО «МАГЭ» был проведен спектр мероприятий по подготовке и модернизации научно исследовательских судов, спускоподъемного, геотехнического и геологического оборудования.

Так как планировалось провести пробоотбор в районах с распространением грунтов высокой плотности и прослоев песка, для отбора грунтов предполагалось использовать пробоотборники гравитационного и вибрационного типа, находящиеся в собственности ОАО «МАГЭ».

Для осуществления спускоподъемных операций с гравитационным пробоотборником на борту судна была оборудована специальная конструкция, позволяющая перемещать пробоотборник по палубе и выводить за борт.

Указанная задача была осуществлена следующим образом:

1. На корме судна была смонтирована конструкция типа «ласточкин хвост» из деревянных брусьев и закреплена к корме металлическими пластинами и болтами;

2. На палубе была оборудованы рельсы из металлических швеллеров, закрепленных болтами к точечному фундаменту. Для перемещения пробоотборника по рельсам были задействованы металлические тележки: одна – для размещения оголовка и стабилизатора пробоотборника, и 1 или 2 – для керноприёмной трубы (в зависимости от её длины). Тележки перемещаются по рельсам с помощью колёс из полиуретана.

В ходе рейса были проведены необходимые модернизации и усиления данной конструкции, после чего процедура вывода и заведения пробоотборника на борт была оптимизирована и стала занимать около 1-2 минут, что существенно ускорило работу.

В ходе работ были использованы как пробоотборники зарубежного производства, так и современные отечественные аналоги.

Задействованный пробоотборник, произведенный в г. Екатеринбург имел ряд преимуществ перед зарубежным аналогом. Пробоотборник выполнен из более прочного металла, что существенно увеличивало его вес, а также препятствовало повреждению и изгибам керноприемной трубы в ходе использования.

В ходе работ с гравитационным пробоотборником специалисты компании ОАО «МАГЭ» часто сталкивались с недостаточным выходом керна, по причине присутствия в районе работ плотных грунтов, а также прослоев песка и гравия.

Однако, если при встрече пробоотборника с прослоем песка или гравия вне зависимости от применяемого метода, повреждается башмак и кернорватель, а выход керна увеличивается не существенно, и правильным решением становится переход на использование вибрационного пробоотборника, то при плотных грунтах возможно использование нескольких методик спуска пробоотборника:

1. Спуск пробоотборника на стандартном максимальном ходу лебедки – на повышенной передаче.

2. Спуск пробоотборника на свободном ходу лебедки: разъединяется муфта барабана лебедки и барабан приходит в свободное вращение под воздействием силы тяжести (применимо в зависимости от модификации задействованной лебедки).

Разъединять муфту можно с различных глубин – как правило, 15, 20, 30 м от уровня дна.

3. Использование сбрасывателя. Величина обводного троса выбирается, как правило, 10-15 м.

Во время применения гравитационного пробоотборника в Арктических морях, где шторма и непогода не являются редкостью, следует обращать внимание на определение условных рамок погодных условий для конкретного задействованного судна. Данный момент имеет существенное значение, так как при существенной волне 1,5-2 м, в момент касания пробоотборника с дном, судно может подниматься (подбрасывать) на волне, в следствие чего скорость движения пробоотборника замедлится, а керноприемная труба погрузится только частично.

Отличительной особенностью работ с гравитационным пробоотборником на плотных глинистых грунтах является возникновение так называемого «свайного эффекта». Заполнение керноприемной трубы грунтом происходит до тех пор, пока прочность подстилающего пласта больше прогрессивно нарастающего трения трубы о колонку грунта. Заполнение прекращается с того момента, когда давление колонки на пласт, которое можно считать равным трению трубы о колонку превышает несущую способность пласта. Труба начинает двигаться вместе с колонкой как одно целое (как свая), продавливая исследуемый пласт без отбора пробы. Подобные трудности могут решаться изменением конструкции пробоотборника, и преимущественно его башмака.

Специалистами ОАО «МАГЭ» в целях экономии времени сначала был произведен пробоотбор гравитационным пробоотборником на всех точках, где выход керна составлял требуемое Техническим заданием значение. Далее был выделен участок района работ, где грунты слишком плотные, либо в башмаке пробоотборника был обнаружен песок или гравий с галькой, произведено своего рода «картирование», после чего, гравитационный пробоотборник был приведен в транзитное положение и убран с кормы судна. Спускоподъемная конструкция, включая «ласточкин хвост» была демонтирована, и участники проекта оперативно провели сборку вибрационного пробоотборника.

Работа с вибрационным пробоотборником имеет ряд особенностей. Погодное окно с одной стороны должно быть уже, так как в конструкции пробоотборника присутствуют сложные моторизированные элементы, которые проще повредить. Однако при грамотно отработанной процедуре спуска и подъема, погодные рамки могут практически не изменяться.

При касании основания вибрационного пробоотборника морского дна, трос продолжает вытравливаться на необходимый запас, после чего, на вибрационный пробоотборник и керноприемную трубу не оказывает прямого влияния качка судна.

Далее электромотор приводится в действие и производится бурение.

Необходимо тщательно отслеживать показания силы работы мотора в Амперах. Так как при попадании в гальку или валун, мотор будет продолжать работу и может сгореть.

Следует отметить, что при присутствии в верхней части разреза чрезвычайно мягких грунтов, текучих илов, опорные лапы основания могут начать погружаться в грунт, и автоматической остановки мотора может не произойти, однако керноприемная труба будет заполнена.

Ряд методических особенностей присутствует и в процедурах испытаний и обработки отобранных грунтов. В Арктических морях имеют распространение охлажденные грунты. Для получения достоверных свойств необходимо приступать к тестированию грунтов сразу

после подъема пробоотборника на борт, а также проводить измерения температуры и исследования теплофизических свойств грунтов.

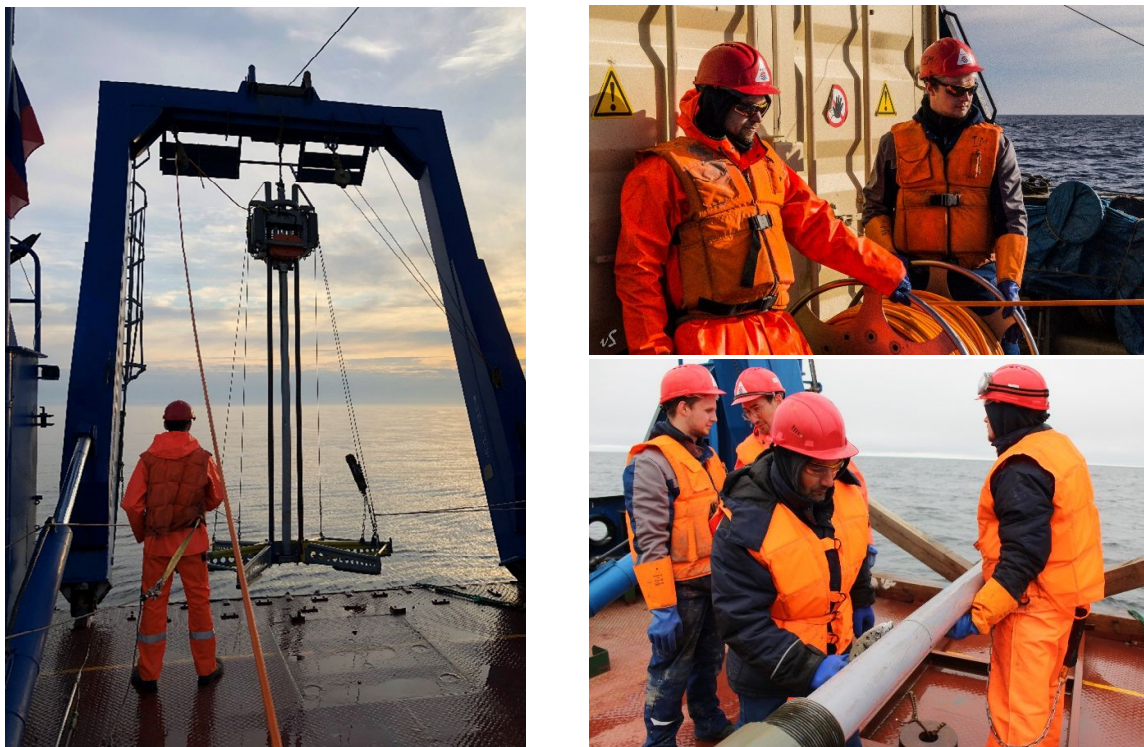


Рисунок 1. Иллюстрация процесса работы с вибрационным и гравитационным пробоотборниками

### **Заключение**

Проведенные модернизации судового, спускоподъемного и геотехнического оборудования позволили провести необходимый отбор керна минимально нарушенного сложения в кратчайшие сроки, а специалистами компании ОАО «МАГЭ» на полученном опыте был проработан ряд методических особенностей отбора грунтов различными техническими средствами, а также планирования и подготовки к работам в условиях Арктических морей.

### **Список литературы**

1. ГОСТ 25100-2011 «Грунты. Классификация»;
2. ГОСТ 12071-2014. «Отбор, упаковка, транспортирование и хранение образцов»;
3. СП 11-114-2004 «Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений»;
4. РД 34 15.073-91 «Руководство по геотехническому контролю за подготовкой оснований и возведением грунтовых сооружений в энергетическом строительстве».
5. Гаранько Ю.Л., «Техника отбора проб грунта с морского дна», Геленджик, ГНЦ «Южморгеология», 2007.

### **Контактная информация**

И.А. Марченко, Tel.: +7 495 66-555-66 (ext.346), [ivan.marchenko@mage.ru](mailto:ivan.marchenko@mage.ru)

## **Geotechnical works performance features on the shelf of the Arctic seas**

**Ivan Marchenko (JSC «MAGE»), Nikolay Paramonov (JSC «MAGE»), Dmitry Chernikov (JSC «MAGE»)**

### **Abstract**

In the recent years, one of the most upcoming direction in development of offshore oil and gas fields' development are oil, gas and gas condensate fields of Russian Federation Arctic shelf areas. At the present time complex engineering survey are actively performed on fields in Barents and Kara Sea. In the last year, a wide range of engineering works has been performed on prospecting and exploratory wells sites.

Prior to drilling of exploratory and prospecting wells the complex engineering survey are mandatory to be performed. Geotechnical survey executed to determine soil physical and mechanical properties and provide necessary data for safety positioning of drilling rigs, is an essential component of complex engineering survey. The bottom soil sampling performance result is reporting of fullest information about the upper part of geological profile. This is extremely important as this part is the one (excluding sea water layer) which comes in contact with an engineering structure whether it is a drilling rig, pipeline, subsea production system or any other hydraulic structure.

Geotechnical works in Arctic seas are specialized by a number of features in comparison with analogous works in southern regions. During the offshore works planning, the following moments have been taken into account:

1. Short navigation period: depending on the specific sea the navigation period are limited, the Kara sea – the second half of July – the end of October, in the Barents sea the time period with appropriate weather conditions is longer (due to mostly the absence of ice) however it is operated period is shortened by frequent storms. The surveyors should start planning the works well in advance;
2. Remoteness from the closest port – logistics base.
3. Lateral variability of soil properties;
4. Possibility of cooled soils presence.

During the preparation to the works in Arctic seas in the 2018 season research vessel development, laboratory, geotechnical, and lifting equipment preparation have been performed by JSC «MAGE» engineers.

The experience of soil sampling performance with the use of different corers and application of various methods involved in order to provide maximum core recovery and minimum disturbance of natural bottom soil conditions is presented in the current issue. A variety of factors impacting the core recovery and operational decisions performed in order to increase the stated parameter are also presented.

### **Contact information**

Ivan Marchenko, Tel.: +7 495 66-555-66 (ext.346), [ivan.marchenko@mage.ru](mailto:ivan.marchenko@mage.ru)



## *Поиск и картирование геологических опасностей на Западно-Ямальском шельфе.*

Демонов Александр Петрович<sup>1</sup>, Алёшкин Марк Витальевич<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (ОАО «МАГЭ»)*

### **Введение**

Юго-западная часть Карского моря (в частности, Западно-Ямальский шельф) в настоящий момент активно изучается в связи с обнаруженными крупными запасами углеводородов. Еще в Советское время там были открыты крупные газоконденсатные месторождения: Ленинградское, Русановское, Харасавэйское. Недавно в акватории Карского моря было открыто месторождение Победа, новые залежи на уже открытом Ленинградском месторождении.

В первую очередь планируются к освоению месторождения, расположенные наиболее близко к уже освоенным месторождениям на суше, и располагающиеся близко к берегу. Это Харасавэйское (начало добычи газа запланировано на 2023 год) и Крузенштернское месторождения [<http://www.gazprom.ru/projects/yamal/>]. Крупные Русановское и Ленинградское и другие месторождения пока только изучаются. Активность изучения месторождений на Шельфе Ямала только возрастает. В 2018 году было пробурено 2 скважины. В ближайшее время бурение глубоких скважин планируется продолжать.

Перед любым глубоким бурением необходимо производство инженерных изысканий, для определения условий в верхней части разреза и обнаружения процессов и явлений, которые могут негативно сказаться при бурении глубоких скважин.

### **Общераспространенные геологические опасности**

Наиболее распространенными геологическими опасностями на море, выделяемые по геофизическим данным, являются:

- гравитационные процессы (оползни, крип, турбидитные потоки и пр.)
- отложения с повышенным содержанием газа («газовые карманы») и газовые гидраты
- зоны аномально высокого пластового давления (АВПД)
- зоны фокусированной разгрузки флюидов (в том числе и грязевые вулканы), подводные каналы («газовые трубы»)
- сейсмические (землетрясения)
- разломы и разрывные нарушения
- литодинамические процессы
- палеоврезы

Зачастую, один тип опасностей порождает другой, либо делает его более опасным. Например, землетрясения провоцируют сход оползней; газовые гидраты часто приурочены к областям фокусированной разгрузки флюидов, по разломам и разрывам происходит вертикальная миграция газа, насыщая проницаемые слои и т.д.

### **Геологические опасности, обнаруженные на Ямальском шельфе**

На Ямальском шельфе, часть «обычных» геологических опасностей либо вовсе не встречается (например, зоны фокусированной разгрузки флюидов), либо имеют ограниченное распространение (например, гравитационные процессы). С другой стороны, в

описываемом районе к списку опасностей добавляются наличие многолетнемерзлых пород (ММП), ледовая экзарация. Пониженные температуры и деградация мерзлых пород приводят к тому, что даже «обычные» геологические опасности приобретают свои «особенности».

Наличие газа в морских осадках довольно типичное явление и давно описано многими исследователями. Присутствие газа в самой верхней части разреза не является угрозой для дальнейших работ, поскольку не приводит к образованию зон АВПД. Известно, что наличие газа в отложениях повышает поровое давление (что сказывается на свойствах грунта) и повышает коррозионную агрессивность грунтов. Но, что более важно для интерпретаторов, газонасыщенные отложения рассеивают и поглощают сейсмический сигнал. В результате, повышается риск пропустить геологические опасности, расположенные под данными отложениями.

Газ, образующийся в нижних частях разреза и мигрирующий наверх, накапливается в миниловушках: песчаных линзах и прослоях перекрытым сверху глинистыми отложениями. В случае наличия ММП, являющимися флюидоупорами, в данных минилоушках может образоваться зона аномально высокого пластового давления (АВПД). Бурение через подобную линзу приведет к фонтанированию и выбросу, что может привести к выходу оборудования из строя и создает угрозу для людей. Подобная ситуация произошла в Печорском море и описана во многих источниках (например, [Мельников В.П., Спесивцев В.И., 1995]). Также, в ММП не исключается наличие газовых гидратов. Вскрытие бурением даже небольшой залежи газовых гидратов может привести к выбросу бурового раствора (фонтанирование), повреждению бурового инструмента и представляет угрозу для оборудования и людей.

Деградация многолетнемерзлых пород и постепенное повышение температуры приводит к активизации разложения биогенного материала, что повышает загазованность верхней части разреза. Для Арктического шельфа в целом, и для Ямальского шельфа в частности, весьма характерно соседство газонасыщенных отложений и многолетнемерзлых пород. Рассеивание и поглощение сейсмического сигнала в газонасыщенных отложениях в верхней части разреза приводит к тому, что данные становятся неинформативными.

Картирование ММП по сейсмическим методам на Западно-Ямальском шельфе представляет собой непростую задачу. В последнее время появляются публикации, в которых описываются общие принципы выделения ММП по данным сейсморазведки высокого разрешения (например, [Росляков А.Г. и др., 2018], [Коллюбакин А.А. и др., 2016]). Стоит отметить, что для описываемого района еще слишком мало пробуренных скважин и геокриологических исследований, чтобы с уверенностью картировать области распространения ММП, опираясь на сейсмические признаки. Это является одной из причин, почему в публикациях и в отчетных материалах упоминается о предполагаемом наличии мерзлых пород в указанных областях. До настоящего момента есть достоверное подтверждение наличия ММП в относительно глубоководном районе только на Русановском ЛУ. Ледяные образования вскрыты в скважинах 253 и 254 на глубинах 10-32 м ниже уровня дна [Мельников В.П., Спесивцев В.И., 1995].

По данным инженерно-геологического бурения, ММП были обнаружены в основном на относительно мелководных участках (8-12 метров для Харасавэйского участка) и только на участках распространения абразионных берегов. На участках аккумулятивных и стабильных берегов ММП инженерно-геологическим бурением вскрыто не было [Мельников В.П., Спесивцев В.И., 1995].

Необходимо упомянуть, что инженерно-геологическое бурение приводит к растеплению пород. В случае, бурения в интервале, где породы находятся в мерзлом состоянии, но их температура близка к температуре начала замерзания/оттаивания, вероятнее всего, породы перейдут в оттаявшее состояние. Проведение СРТ с дополнительным измерением температуры не позволит полностью решить данную проблему, поскольку и в этом случае породы растепаются (как при внедрении зонда, так и при бурении). Проведение специальных геокриологических исследований (установка термометрических кос, измерение температуры начала замерзания грунтов) позволяет решить задачу обнаружения кровли ММП, но на текущий момент они проведены в очень ограниченном количестве скважин и преимущественно в относительно мелководных районах.

Еще одним общераспространенным типом геологических опасностей являются палеоврезы, которые уже многократно описаны в научной литературе. В пределах Карского шельфа достаточно давно была обнаружена и предварительно закартирована обширная сеть палеоврезов [Мусатов Е.Е., 1998]. Особенность палеоврезов на акваториях Арктических морей заключается в их специфическом криогенном режиме, отличном от вмещающих отложений. В общем случае, грунты, заполняющие и подстилающие врезы, относительно быстро протаивают в субаэральных и мелководных (прибрежных) обстановках. Впоследствии, когда они оказываются под глубокими водами с отрицательной температурой, может происходить их субаквальное промерзание, чему способствует низкая минерализация порового флюида и глинистый состав заполняющих осадков, препятствующий проникновению морских вод в поровое пространство. В результате, к палеоврезам могут быть приурочены линзы высокольдистых мерзлых грунтов. [Колюбакин А.А. и др., 2016].

Еще один фактор, осложняющий изучение строения верхней части разреза - криогенные и посткриогенные деформации. На сейсмических записях они проявляются как усложнение волновой картины, области складчатости и т.п. При этом, нижняя часть разреза остается горизонтально-слоистой.

Ледовая экзарация приводит к образованию борозд на морском дне с большими углами наклона. На небольших глубинах (первые десятки метров) данные борозды заполняются осадками в результате литодинамических процессов. Это может служить одной из причин неоднородного строения самой верхней части мощностью несколько метров, которая является осложняющим фактором, например, при постановке самоподъемных буровых установок (СПБУ). При строительстве постоянных сооружений и трубопроводов помимо неоднородности верхней части разреза у значительных углов наклона поверхности морского дна, существенную угрозу представляют и сами плавучие льды.

### **Заключение**

Основные геологические опасности на Западно-Ямальском шельфе связаны с наличием субмаринной криолитозоны - часть разреза с отрицательными температурами грунта. На данный момент имеется значительное количество геофизической информации по данному району (сейсмической, электроразведочной), но количество пробуренных инженерно-геологических скважин, в которых проведены геокриологические исследования, по-прежнему невелико. Сопоставление данных бурения с результатами специальных геокриологических исследований позволит более точно определять кровлю ММП и более достоверно выявлять наличие мерзлых пород по геофизическим данным.

Другие виды опасностей (разломы, наличие газа в осадках, литодинамические процессы, палеоврезы, ледовая экзарация) также широко представлены в описываемом регионе, и уже достаточно хорошо изучены и описаны в многочисленных публикациях.

### **Список литературы**

*Колобакин А.А. и др.* Применение комплекса геофизических методов для выявления опасных геологических процессов и явлений на шельфе моря Лаптевых. Инженерные изыскания. 10-11/2016. С. 38-50

*Мельников В.П., Спесивцев В.И.*, Инженерно-геологические условия шельфа Баренцева и Карского морей. - Новосибирск: Наука. Сибирская изд. фирма РАН, 1995, 198 с.

*Мусатов Е.Е.* Палеодолины Баренцево-Карского шельфа. Геоморфология. 1998. № 2.

*Росляков Александр Геннадьевич и др.*, Выявление геологических опасностей в Карском море по сейсмическим данным. Конференция «ГеоЕвразия-2018», Москва, 5-8 февраля 2018 ([https://sc-lmsu.com/?page\\_id=293](https://sc-lmsu.com/?page_id=293))

<http://www.gazprom.ru/projects/yamal/>

## **Search and countering of geological hazards on the West Yamal shelf.**

**Alexander Demonov<sup>1</sup>, Mark Aleshkin<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *JSC Marine Arctic Geological Expedition (JSC MAGE)*

### **Abstract**

The southwestern part of the Kara Sea (in particular, the West Yamal shelf) is currently being actively studied due to the discovery of large hydrocarbon reserves. Even in Soviet time, there were discovered large gas condensate fields: Leningradskoe, Rusanovskoe, Kharasaveyskoe. Recently, the Pobeda oilfield was discovered, new gas condensate reservoirs were discovered at the already discovered Leningradskoe field.

First of all, it is planned to develop the deposits located closest to the already developed onshore gas fields located close to the coast. These are the Kharasaveyskoye (the start of gas production is scheduled for 2023) and the Kruzenshternskoye field. The large Rusanovskoye and Leningradskoye and other fields are just being explored. The activity of studying deposits on the Yamal shelf is only increasing. In 2018, 2 wells were drilled. In the near future, drilling of deep wells is planned to continue.

Before drilling of exploration, prospecting and other wells, it is necessary to produce site surveys to determine the conditions at the top part of the section and to detect processes and phenomena that may have a negative impact on the deep wells drilling.

The most common geological hazards, according to geophysical data, are:

- gravitational processes (landslides, creep, turbidite flows, etc.)
- deposits with a high gas content ("gas pockets") and gas hydrates
- zones of abnormally high pore pressure
- zones of focused fluid discharge (including mud volcanoes) and supply channels
- seismic hazards (earthquakes)
- faults
- lithodynamic processes
- paleo-channels

Often, one type of hazard generates another, or makes it more dangerous. For example, earthquakes provoke landslides; gas hydrates are often confined to areas of focused fluid discharging, vertical gas migration occurs along fractures and ruptures, saturating permeable layers, etc.

In the described area together with general geological hazards, such as gas-saturated deposits, faults, paleo-channels, specific ones associated with freezing and thawing of deposits are also encountered. Moreover, even the "ordinary" geo-hazards due to the process of degradation of permafrost and the temperature regime in the studied area get peculiar properties.

## *Обнаружение зон сосредоточенной миграции и разгрузки газосодержащих флюидов по сейсмоакустическим данным.*

**Миронюк Сергей Григорьевич<sup>1</sup>, Галаев Владимир Евгеньевич <sup>2</sup>,  
Росляков Геннадий Александрович<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Центр анализа сейсмических данных МГУ им. М.В. Ломоносова», Москва

<sup>2</sup> Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук, Москва

<sup>3</sup> Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

### **Введение**

К поисковым, легко регистрируемым признакам, указывающим на возможное наличие залежей углеводородов в недрах морского дна следует отнести потоки газа, в основном, метана в виде непрерывно поднимающихся к поверхности воды струй пузырьков (факелов). Пузырьки могут поступать в водную толщу поодиночке или группами, образуя в водные толще устойчивые области их повышенной концентрации (т.н. звукорассеивающие объекты - ЗРО), которые хорошо регистрируются на эхограммах [Саломатин, Юсупов, 2011, Саломатин, Юсупов, Ли, 2007].

Сосредоточенная миграция газа осуществляется, как правило, через ослабленные зоны в приповерхностных осадочных горизонтах, разрывные нарушения, зоны повышенной трещиноватости вблизи грязевых вулканов, соляных диапиров и т. д.

В настоящее время для оценки потока метана из областей его разгрузки активно используются акустические методы [Диденкулов, Муякшин, Стромко и др., 2011, Колубакин, Миронюк, Росляков, 2016, Максимов, 2005, Муякшин, Заутер, 2010, Ткешешашвили, Егоров, Мествиришвили, 1997, Черных и др., 2013. Egorov et al. 2011, Granin et al., 2010].

Газовые выбросы со дна достаточно хорошо регистрируются с помощью эхолотов в силу того, что резонансное сечение рассеяния звука на газовом пузырьке на два порядка превосходит его геометрические размеры. На эхолотных записях газовые факелы наблюдаются в виде гидроакустических аномалий различных размеров и конфигураций, при этом диаметр некоторых глубоководных факелов достигал приблизительно 1000 м.

Дистанционные акустические наблюдения с помощью эхолота или гидролокатора бокового обзора (ГЛБО) позволяют обнаружить газовые факелы (ГФ), уточнить их размеры, определить скорости всплытия пузырьков, оценить потоки метана в водную толщу и атмосферу [Черных, 2014].

Таким образом, на сегодня основные методы выявления и идентификации газопроявлений на морском дне и в водной толще включают: многолучевое эхолотирование (МЛЭ) с помощью современных цифровых эхолотов типа Reson SeaBat T-20P, SIMRAD EK-500, Imagenex Delta-T и др. МЛЭ позволяет наблюдать и фиксировать в водной толще гидроакустические струйно-пузырьковые аномалии-ГФ и их поля [Соколов, Мороз, Абрамов и др., 2017, Фирсов, Иванов, Колосков, 2014], а также акустическое высокочастотное профилирование с помощью ГЛБО, позволяющая получить акустическое отображение (сонограммы) морского дна, в т. ч. числе форм рельефа, связанных с ГФ (активные покмарки, грифоны и т. д).

### **Гидролокационные наблюдения**

ГЛБО, первоначально разработанная для поиска затонувших военных объектов, успешно применяется в последнее время для изучения рельефа, в т. ч. созданного потоками флюидов, поиска полей железно-марганцевых конкреций, археологических объектов, контроля состояния подводных сооружений, обеспечения инженерно-геологических и инженерно-экологических изысканий и т. д.

Целью гидролокационной съемки в рамках инженерно-геологических изысканий является изучение состояния дна акватории, а именно:

- Выявление мест разгрузки флюидов;
- Изучение микрорельефа;
- Картографирование выходов коренных пород;
- Обнаружение техногенных следов и следов ледовой экзарации;
- Поиск потенциально опасных предметов.

Съемка, как правило, выполняется в сочетании с другими методами, такими как промеры глубин или сейсмоакустические исследования. Как и многолучевое эхолотирование, гидролокационное обследование методом бокового обзора выполняются в виде площадной съемки в двух режимах. Первоначально проводится обзорное обследование площадок и технических коридоров. Далее непосредственно в местах предполагаемого размещения гидротехнических сооружений и в местах обнаружения затопленных объектов выполняется детальное обследование. Сеть наблюдений должна обеспечивать полное покрытие междугалсового пространства с некоторым перекрытием (рекомендуемое перекрытие составляет 25 - 50 %). Материалы эхолотирования и гидролокационного обследования дна представляются в виде цифровых записей, а также в виде сводных планов в системе координат и масштабе отчетных карт (планов).

Для исследования субаквальных зон разгрузки углеводородов необходимо учитывать особенности рассеяния акустических волн на газовых облаках, состоящих из пузырьков газа в водной толще. Задача рассеяний звука на пузырьке размером много меньшим чем длина волны зондирующего акустического сигнала была решена в 1917 Лордом Реллеем [Rayleigh, 1917]. Предложенный подход не подходит для решения поставленной задачи, поскольку в нашем случае отношение длины волны к размеру пузырька лежит интервале от 0.1 до 10. Поэтому мы должны воспользоваться подходом, предложенным Густавом Ми, который заключается в решении уравнения Навье-Стокса в сферических координатах. В работе [Hahn, 2009] представлен результат расчёта эффективности экстинкции, для случая рассеяния электромагнитных волн с длиной волны  $\lambda$  на сферическом включении с коэффициентом отражения  $m$  в однородной и изотропной бесконечной среде исходя из подхода, предложенного Густавом Ми.

Поиск субаквальных зон разгрузки флюидов на морском дне не ограничивается только выявлением в водной толще ГФ. Потому при определении рабочей частоты необходимо учитывать возможность достоверного поиска покмарок, газовых и гидратных бугров, аутигенных карбонатных корок, которые приурочены к зонам выхода газа. Потому рекомендуется проводить гидроакустические исследования одновременно на нескольких рабочих частотах для получения зависимости интенсивности обратного рассеивания на шероховатостях морского дна от рабочей частоты. Съемка с помощью ГЛБО должна выполняться таким образом, чтобы обеспечить обнаружение объектов с линейным размером 0,5 и 1,0 м (каждого из ребер куба) на основе измерения длины тени.



Наилучший результат можно получить, в случае когда амплитуда отраженного сигнала отражает мелкомасштабные (локальные) неровности донной поверхности, выходы твердых пород или отдельно находящиеся объекты (глыбы, валуны, антропогенные объекты), например как это видно на Рис.1.

После подбора параметров составляется площадная мозаика. Далее изображение конвертируется в растровый формат Geo-TIFF и объединяется в среде AutoCAD с координатной сеткой, изобатами для последующего картирования. Контроль качества полученных данных оценивался по непрерывности и контрасту изображения достигнутой при слиянии отдельных профилей и общей мозаики по совмещению обособленных объектов с батиметрической картой.



Рис. 1. Фрагмент обработанного профиля ГЛБО по данным Klein System 3900.

#### **Интерпретация данных гидролокации бокового обзора**

Интерпретация данных ГЛБО для поисков субаквальных нефтегазопроявлений заключается в получении «акустической картины», отражающей распределение различных типов отложений, и поиска активных зон миграции углеводородов путём детектирования скоплений аномалий рассеяния акустических волн в водной толще на ГФ (**Error! Reference source not found.**2). Определение типа осадков необходимо для оценки перспективных областей нефтегазопроявления. Например, интенсивность обратного рассеяния акустических волн покмарок значительно ниже, чем интенсивность обратного рассеяния окружающего её осадка. Покмарки обычно имеют округлую форму. Для зон покрытых карбонатной коркой интенсивность обратного рассеяния будет велика по сравнению с интенсивностью окружающего эту зону осадка.

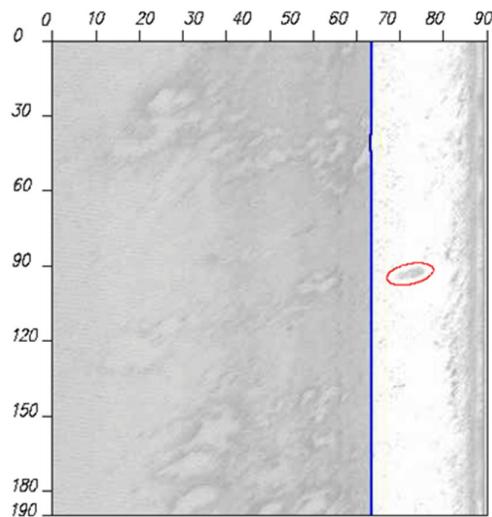


Рис. 2. Газовый факел (ГФ) в водной толще (красный овал).

### Многочувствительное эхолотирование

Основным преимуществом использования многочувствительных эхолотов при исследовании ГФ является гораздо более широкая полоса обзора. Это позволяет на одном галсе зарегистрировать газовый факел целиком от дна до его вершины.

Современные средства гидроакустики совместно с гидрографическим программным обеспечением позволяют получать качественно новую информацию о микрорельефе и объектах в водной толще, полезную для многих направлений морской деятельности, включая морскую геологию и геоморфологию. При выполнении площадной съемки с использованием современных многочувствительных эхолотов на акваториях целесообразно регистрировать информацию о газопроявлениях в водной толще.

Необходимо создавать базы данных, содержащие не только цифровые модели морского дна, но и информацию о различных видах газ проявлений (рис. 3) [Фирсов, Иванов, Колосков, 2014, Колубакин, Миронюк, Росляков, 2016].

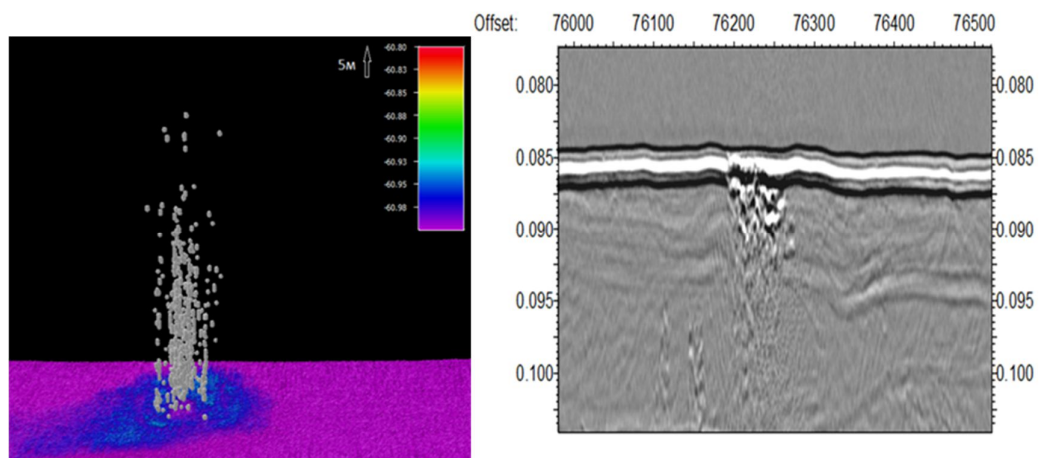


Рис.3. Пример ГФ, приуроченных к активным покмаркам (слева - данные съемки МЛЭ, справа- временной разрез по профилю, пересекающего неглубокую одиночную покмарку с признаками вертикальной миграции газа к поверхности дна – данные ССВР).

Учитывая специфические параметры морской среды на участках выхода газов (метана) в водную толщу целесообразно выполнять акустическую съемку донных газопроявлений в качестве обязательного отдельного вида биологических исследований, с использованием многолучевых комплексов и параметрических эхолотов-профилографов с последующей обработкой данных на основе применения пакетов программ трехмерной интерактивной визуализации.

Преимущества МЛЭ по сравнению с ГЛБО рассматриваются в работе зарубежных специалистов [Craig, Sameoto, Smith, 2012, Smith et al., 2015]. Присущая этому методу батиметрическая и обратного рассеяния информация позволяет получить очень точные батиметрические данные. Это привело к более широкому использованию многолучевой технологии по сравнению с ГЛБО для производства, наряду с использованием дополнительных данных (видео- и фотоизображений) карт местообитаний донных сообществ.

Однако широкое применение многолучевых эхолотов ограничивается более сложным алгоритмом обработки данных [Nikolovska, Sahling, Bohrman, 2008].

Тем не менее, во время выполнения ООО «Деко-Проект» региональных инженерно-геологических изысканий в море Лаптевых в 2015 году на всех профилях проводилась батиметрическая съемка для определения глубин, степени обратного рассеяния (ОР), получения изображений водной толщи и данных о морфологии морского дна с использованием МЛЭ.

Съемка выполнялась методом площадного обследования при помощи автоматизированного гидрографического комплекса (АГК) на базе многолучевого эхолота (МЛЭ) Reson SeaBat T-20P.

Помимо сведений о глубине и характере рельефа дна собиралась информация о наличии объектов в водной толще (Water Column), что в несколько раз увеличивало объем данных собираемых в интегрированном навигационно-гидрографическом пакете программ QINSy 8.1.

В результате проведенных опытно-методических работ (ОМР) были определены оптимальные параметры настройки многолучевого эхолота, так чтобы при сохранении достаточно высокой разрешающей способности и плотности данных снизить объем регистрируемой информации и как следствие уменьшить количество файлов и объем данных. В качестве основного режима работы эхолота был выбран режим «равных расстояний» (Equi-Distant), что подразумевает равные расстояния между отметками глубин на дне в секторе обзора. В качестве фильтра использовался адаптивный фильтр глубины (Adaptive gate) с функцией слежения за дном (Follow seafloor).

Конечная интерпретация данных водного столба осуществлялась в рабочем пространстве программы Fledermause путем импорта выделенных объектов. Предварительно в программу была загружена ЦМРД каждого профиля. В результате анализа были выделены два типа ЗРО в водной толще: локальные газовые факелы (рис. 4) и рассеянные в водной толще ЗРО.

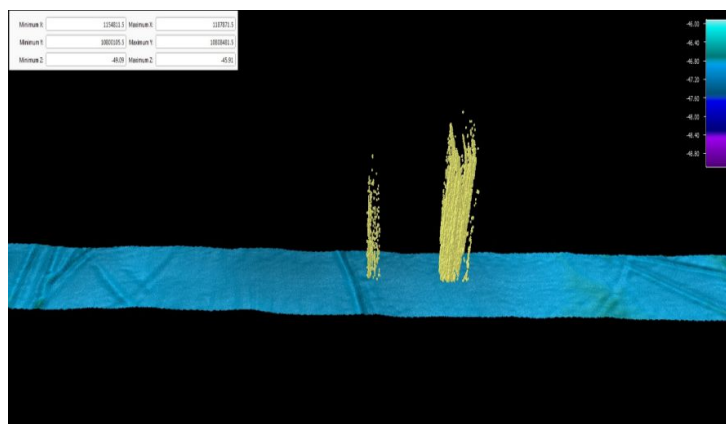


Рис. 4. Пример локальных газовых факелов в водной толще.

В большинстве случаев места выходов газа в водную толщу приурочены к покмаркам или другим формам микрорельефа, связанных с газонасыщенностью пород, и коррелируются с повышенным содержанием приповерхностного газа в разрезе (рис. 5). В свою очередь газонасыщенность отложений в верхней части осадочного чехла – прямой признак наличия углеводородных залежей на глубине [Жильцов, 2000].

Второй тип ЗРО представляет собой скопление точек повышенной амплитуды, равномерно распространенных в водной толще от дна к поверхности. Подобные области вероятно, связаны с областями площадной разгрузки (эмиссии) метана.

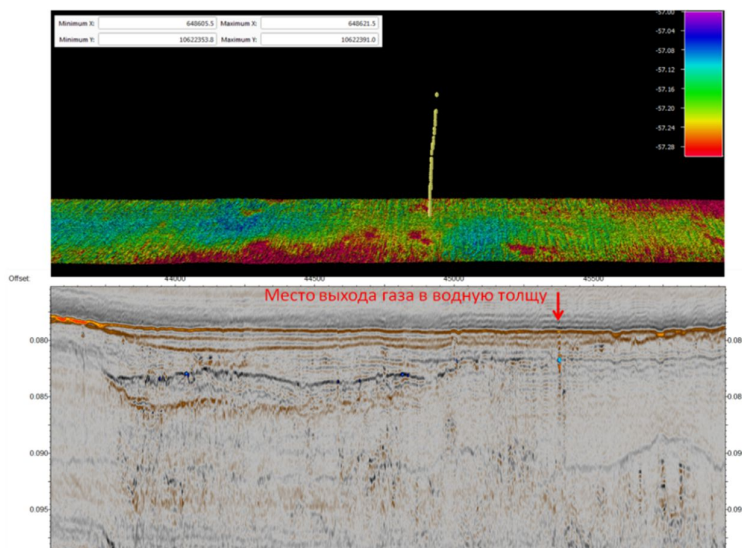


Рис. 5. Сопоставление данных водного столба и сейсморазведки сверхвысокого разрешения

### Заключение

Для изучения газопроявлений в осадках, рельефе дна и в водной толще (газонасыщенные грунты, покмарки, грифоны, газовые факелы и т. д.) и представления результатов исследований в виде трехмерных изображений рекомендуется использовать

совместно акустические параметрические профилографы, ГЛБО и многолучевые эхолоты. Наметилась тенденция использования при изучении зон сосредоточенной миграции и разгрузки газосодержащих флюидов высокоразрешающей съемке использование интегрированных систем (АНПА) оборудованных МЛЭ, и профилографом. АНПА целесообразно использовать при региональной средне-и мелкомасштабной съемке в глубоководных районах акваторий. Обработка данных МЛЭ, например, с помощью программного пакета Fledermause, позволяет создавать трехмерные цифровые модели рельефа. Применение МЛЭ в арктических условиях может быть затруднено в связи с ломкой льда и его перемещения вдоль корпуса судна.

Работа выполнена в рамках темы «Разработка программно-аппаратных комплексов для поиска, разведки, геофизического и геохимического мониторинга разработки месторождений углеводородов, в т.ч. в труднодоступных регионах и сложных природно-климатических условиях» при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации» с использованием оборудования приобретенного по Программе развития МГУ имени М.В. Ломоносова.

СОГЛАШЕНИЕ № 14.607.21.0187 О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ СУБСИДИИ от 26 сентября 2017. Уникальный идентификатор соглашения RFMEFI60717X0187.

### **Список литературы**

*Диденкулов И.Н., Муякишин С.И., Стромков А.А., Фикс Г.Е.* Определение эмиссии метана из донных осадков мелководных водоемов с помощью эхолота // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2011. – Т. 5. № 3. – С. 43-49.

*Жильцов А.М.* Зоны газонасыщения в верхней части осадочного чехла – прямой признак наличия углеводородных залежей на глубине// Стрoение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах северо-западной окраины Тихого океана: сб. статей/ Отв. Ред. Е. В. Кочергин, В. Н. Сеначин.- Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН. – 2000. – Т. 1. – С. 76 – 92.

*Колюбакин А.А., Миронюк С. Г., Росляков А.Г., Рыбалко А.Е. и др.* Применение комплекса геофизических методов для выявления опасных геологических процессов и явлений на шельфе моря Лаптевых//Инженерные изыскания. – 2016. – № 10-11. – С. 38-51.

*Максимов А.О.* Спектр шума "газового факела" // Акустически журнал. – 2005. –Т. 51. – № 4. – С. 511 – 519.

*Мелузов А.А., Семилетов И.П.* Количественная акустическая оценка потоков метана с припайного льда на мелководном Восточно-Сибирском шельфе // Вестник ДВО РАН. Россия. –2013. –№ 6. – С. 128 - 133.

*Муякишин С. И., Заутер Э.* Дистанционный акустический метод определения производительности подводного источника газовых пузырьков // Океанология. –2010. –Т. 50. – №. 6. –С. 1045-1051.

*Саломатин А.С., Юсупов В.И.* Акустические исследования газовых “факелов” Охотского моря // Океанология. –2011. –Т. 51. –№ 5. С. – 911-919.

*Саломатин А.С., Юсупов В.И., Ли Б.Я.* Дистанционные акустические исследования водной толщи и дна океана: аппаратура и методика //Дальневосточные моря России. Физические методы исследования. Москва. – 2007. – Кн. 4. –С. 87 - 110.

Соколов С. Ю., Мороз Е. А., А. С. Абрамов и др. Картирование звукорассеивающих объектов в северной части Баренцева моря и их геологическая интерпретация//Океанология. –2017. –Т. 57. –№4. – С. 655-662.

Ткешешавили Г.И., Егоров В.Н., Мествиришвили Ш.А. Метановые газовыделения со дна Черного моря в приустьевой зоне р. Супса у побережья Грузии // Геохимия. –1997. –№ 3. – С. 331 – 335.

Черных Д. В. Разработка методов и программных средств акустического зондирования водной толщи и дна океана в зонах разгрузки метана: дис. канд. тех. наук. М., 2014. 167 с.

Черных Д.В., Саломатин А.С., Юсупов В.И., Шахова Н.Е. и др. Количественная акустическая оценка потоков метана с припайного льда на мелководном Восточно-Сибирском шельфе // Вестник ДВО РАН. Россия. –2013. –№ 6. –С. 128 – 133.

Фирсов Ю. Г., Иванов М. В., Колосков Е. Н. Новый этап батиметрических исследований северных акваторий России на примере Карского моря// Вестник государственного университета морского и речного флота им. адмирала С.О. Макарова. – 2014. –№ 6 (28). –С. 115-124.

Craig Braun J., Sameoto Jessica A., Smith Stephen J. Multiple methods, maps, and management applications: Purpose made seafloor maps in support of ocean management//Journal of Sea Research. –72 (2012). – P.1–13.

Egorov, A. V., Nigmatulin, R. I., Sagalevich, A. M., Rozhkov, A. N. et al. Investigation of deep water gas hydrates with "Mir" submersibles during 2008–2010 expedition in Lake Baikal // In Proc 7th Int Conf Gas Hydrates. –2011. –P. 17 – 21.

Garrettson, G. A. Bubble transport theory with application to the upper ocean // Journal of Fluid Mechanics. –1973. –V. 59. – № 1. –P. 187 - 206.

Granin, N. G., Makarov, M. M., Kucher, K. M., & Gnatovsky, R. Y. Gas seeps in Lake Baikal—detection, distribution, and implications for water column mixing // Geo-marine letters. – 2010. –V.30. –№ 3. –P. 399-409.

Hahn D.W. Light scattering theory. 2009. Department of Mechanical and Aerospace Engineering University of Florida. <https://vdocuments.mx/documents/hahn-light-scattering-theory.html>

Nikolovska A., Sahling H., Bohrman G. Hydroacoustic methodology for detection, localization and quantification of gas bubbles rising from the seafloor at gas seeps from the eastern Black Sea // Geochem. Geophys. Geosyst. –P. 2008. –P. V. 9 –P. P. 1-10.

Rayleigh, Lord. On the pressure developed in a liquid during the collapse of a spherical cavity. Philosophical magazine Series 6, 34: 200. –1917. –P. 94-98.

Smith, J., O'Brien, P.E., Stark, J.S. et al. Integrating multibeam sonar and underwater video data to map benthic habitats in an East Antarctic nearshore environment, Estuarine, Coastal and Shelf Science (2015). DOI: 10.1016/j.ecss.2015.07.036.

## **Detection of gas chimney from seismic data**

**Mironyuk S. G (SDAC), Galaev V. Ye. (IFZ RAS), Roslyakov A. G. (LMSU)**

The detection of subaquatic zones of concentrated migration and unloading of gas-containing fluids represents an urgent task of marine geophysics. Data on fluid flows in the near-surface parts of sedimentary strata and the water mass are used in solving a number of advanced and scientific problems. In particular, for engineering surveys at sites for the construction of offshore structures, drilling operations, the presence of gas-bearing soils ("gas pockets") should be installed in the thickness of bottom sediments. Streams of gas in bottom sediments and the water column are a search sign indicating the possible presence of hydrocarbon deposits. Climatologists, environmentalists, specialists in the field of submarine landscape studies, etc. are interested in materials on gas manifestations in the seas. Currently, seismic acoustic methods are actively used to estimate the flow of methane from the depths to the areas of its unloading. The report will present data on various fluid-conducting structures, specific fluid-like bottom relief forms and authigenic minerals that are markers of hydrocarbon discharge on the seabed. It is shown that the best results in the detection of subaquatic zones of gas manifestations give the complexation of data from the SSS, MES and high-resolution CSP.

# Перспективы использования поверхностно-волновой томографии для решения инженерно-геологических задач

Пономаренко Андрей Валерьевич<sup>1,2</sup>, Половков Вячеслав Владимирович<sup>1,2</sup>, Попов Дмитрий Александрович<sup>1,2</sup>, Каштан Борис Маркович<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский Государственный Университет (СПбГУ)

<sup>2</sup>ООО «ЦКМИ СПбГУ»

## Введение

Применение поверхностных волн для решения инженерно-геологических задач получило распространение в 1980-х годах с развитием метода спектрального анализа поверхностных волн (SASW) [Nazarian et al., 1984]. Метод позволяет получать дисперсионную кривую фазовой скорости поверхностной волны из анализа фазовых спектров сигналов, зарегистрированных на двух станциях от одного источника. Для покрытия требуемого частотного интервала проводят многократные съёмки с использованием различных расстояний между источником и/или приёмниками. Несмотря на возможность получения дисперсионных кривых для дальнейшей инверсии, метод имеет ряд недостатков, которые могут быть устранены путём увеличения количества приёмников (многоканальные измерения).

Проведение многоканальных измерений способно значительно ускорить измерительный процесс и существенно повысить качество дисперсионных кривых. Ещё в 1980-х годах в ряде статей [Gabriels et al., 1987; McMechan et al., 1981] авторы рассматривали этот подход, однако широкое распространение они получили лишь в конце 1990-х годов. В настоящее время многоканальные измерения данных поверхностных волн, а также последующий анализ и инверсия именуется термином MASW – многоканальный анализ поверхностных волн. Аббревиатура «MASW» была введена в статье Ч. Парка и др. в 1999 году [Park et al., 1999].

Метод MASW позволяет выделять дисперсионные кривые поверхностных волн (дисперсионную кривую фундаментальной и высших мод) из сейсмограмм ОПВ (система «источник – набор последовательно расположенных приёмников») на поверхности среды, затем проводится обращение выделенных дисперсионных кривых для оценки параметров скоростного разреза. Решение обратной задачи рассматривается, как правило, в рамках одномерной горизонтально-однородной модели, состоящей из пачки напластованных друг на друга однородных и изотропных упругих слоев, ограниченных свободной поверхностью и однородным и изотропным упругим полупространством. Для такой модели среды можно получить аналитическое описание волновых полей и дисперсионное уравнение интерференционных волн при помощи матричного метода, предложенного в 1950-х гг. В. Томсоном и Н. Хаскеллом [Haskell, 1953; Thomson, 1950]. Данный метод позволяет рассчитывать теоретические дисперсионные кривые интерференционных волн путём поиска корней дисперсионного уравнения и приводит к простой процедуре обращения дисперсионных кривых, выделенных из экспериментальных данных. Процедура обращения дисперсионных кривых для восстановления скоростного строения среды сводится к минимизации функционала невязки между теоретическими и экспериментальными дисперсионными кривыми.



Данные, полученные от одной расстановки системы «источник – набор последовательно расположенных приёмников», позволяют получить один одномерный скоростной разрез (профиль скорости поперечной волны), который относится к центру используемого набора приёмников. Для получения горизонтально-неоднородной модели используют данные многократных и многократно-перекрывающихся съёмов; при этом существуют различные алгоритмы получения псевдо-двумерных разрезов [Bohlen et al., 2004; Socco et al., 2009], с наложением горизонтальных связей. Тем не менее, для получения 2D/3D распределений скоростей обычно используется простая интерполяция между полученными локальными одномерными разрезами.

Метод MASW применяется как при наземных, так и морских исследованиях. При наземных исследованиях регистрируются интерференционные волны Рэлея, а при морских исследованиях - интерференционные волны Шольте. Во втором случае приемники сейсмических колебаний помещаются непосредственно на дно [Половков и др., 2018; Roslov et al., 2014; Ryzhkov et al., 2015]. Схемы проведения наблюдений показаны на Рисунке 1. В настоящее время метод MASW – метод №1 по применению поверхностных волн для решения задач инженерной сейсморазведки.

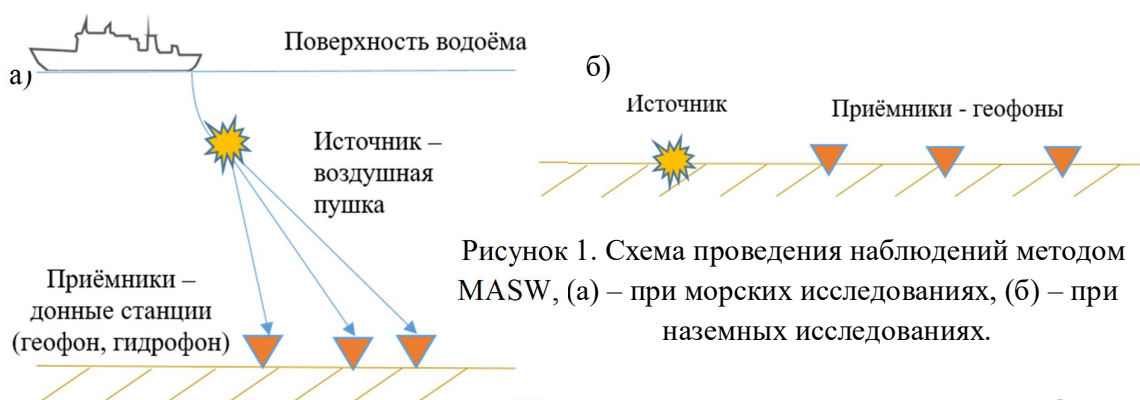


Рисунок 1. Схема проведения наблюдений методом MASW, (а) – при морских исследованиях, (б) – при наземных исследованиях.

### Метод поверхностно-волновой томографии

Альтернативным методом восстановления строения верхней части сейсмического разреза является метод поверхностно-волновой томографии. Этот метод широко применяется в сейсмологии для изучения строения коры и верхней мантии Земли [Дитмар и др., 2000; Яновская, 2015; Yanovskaya et al., 1990]. В качестве источников колебаний при этом используется сейсмический шум и возмущения от далёких землетрясений. Суть томографии состоит в оценке распределения скоростей сейсмических волн в среде по временам их пробега вдоль некоторых трасс, проходящих через исследуемую область (Рисунок 2). Решение заключается в определении поправок к некоторому выбранному начальному распределению скоростей [Яновская, 2015]. Это распределение определяет и выбор волновых трасс.

Поверхностные волны распространяются только в горизонтальных направлениях, поэтому распределения их скоростей в горизонтальной плоскости могут быть определены по данным двумерной томографии. При этом в начальном приближении скорость поверхностных волн выбирается постоянной, поэтому волновые трассы поверхностных волн являются прямыми линиями. Информацию об изменении скоростного разреза с глубиной можно получить за счёт обработки данных о скоростях поверхностных волн вдоль выбранных трасс для разных периодов (или разных частот).

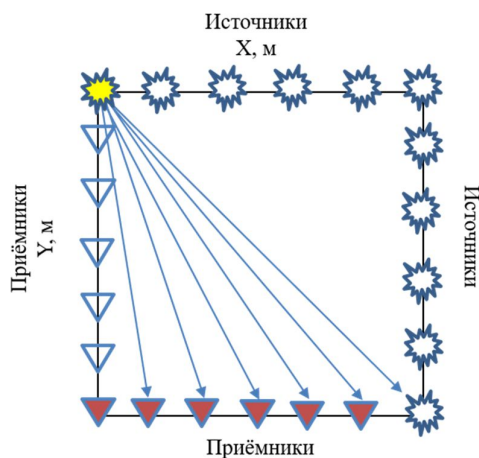


Рисунок 2. Схема расположения источников и приёмников, а также лучевых трасс в поверхностно-волновой томографии.

В предположении о слабой горизонтальной неоднородности среды поверхностные волны обладают важным свойством – их характеристики локально определяются такими же, как и в горизонтально-однородной среде [Бабич и др., 1976; Яновская, 2015]. Данное свойство позволяет разделить задачу определения скоростного строения трёхмерной среды на две части – двумерную томографию скоростей поверхностных волн в горизонтальной плоскости для разных периодов (или разных частот) и последующее решение одномерной обратной задачи восстановления зависимости значения скорости от глубины. Дисперсионные кривые поверхностных волн при этом определяются в выбранных точках сетки полученных двумерных распределений скоростей поверхностных волн в горизонтальной плоскости для разных значений периодов (или частот).

В зарубежной литературе с конца 1990-х годов появляются статьи по применению метода поверхностно-волновой томографии в инженерной сейсморазведке [Kugler et al., 2007; Long et al., 1999], в последнее время интерес к данной теме неуклонно растёт [Alyousuf et al., 2017; Ikeda et al., 2018; Socco et al., 2014].

В самом деле, возможность применения методов поверхностно-волновой томографии в инженерной сейсморазведке представляет большой практический интерес, так как позволяет получать полноценные 3D модели среды. Модель среды состоит из локальных одномерных моделей, но каждая из которых, в отличие получаемой с помощью метода MASW, содержит информацию из разных частей исследуемой области, а не только из области под локальной расстановкой системы наблюдений. Модель, полученная методом поверхностно-волновой томографии может обладать и лучшим пространственным разрешением, которое определяется в первую очередь длиной волны, а не линейными размерами системы наблюдений, как при использовании метода MASW. Метод поверхностно-волновой томографии также позволяет лучше определять положение резких границ контрастных включений (с резким отличием значения скорости поперечной волны от окружающей среды), а также величину контраста [Ikeda et al., 2018].

Важное преимущество использования поверхностно-волновой томографии заключается в отсутствии необходимости расстановки источников и приёмников непосредственно над исследуемой областью (2D MASW), а тем более необходимости плотного покрытия поверхности всей исследуемой области источниками и приёмниками (3D MASW): расстановка источников и приёмников происходит по краям исследуемой области. Таким

образом, метод поверхностно-волновой томографии даёт возможность удалённого изучения различных инженерных и геологических объектов в верхней части сейсмического разреза, что имеет огромные перспективы для наземной и морской сейсморазведки при исследовании фундаментов зданий, геологических сред под закрытыми или охраняемыми объектами, трубопроводами, буровыми платформами и т.д.

### **Заключение**

Важным преимуществом использования метода поверхностно-волновой томографии является возможность удалённого изучения различных инженерных и геологических объектов в верхней части сейсмического разреза, что имеет огромные перспективы для наземной и морской сейсморазведки.

В настоящее время ООО «ЦКМИ СПбГУ» участвует в проекте по созданию программного обеспечения для обработки многокомпонентных данных наземной и морской сейсморазведки. Учитывая преимущества метода поверхностно-волновой томографии, разрабатываемое ПО будет включать в себя и модуль по построению скоростной модели верхней части разреза на основе метода поверхностно-волновой томографии. Разрабатываются удобная реализация данного метода и оптимальные системы наблюдений под конкретные инженерно-геологические задачи на акваториях. Разработку планируется закончить в 2020 году. В рамках отечественной науки данная разработка должна стать пионерской в своей области.

### **Благодарность**

Данное исследование выполняется при поддержке Фонда содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере (регистрационный номер НИОКТР АААА-А18-118091490016-6 от 14/09/2018)

### **Список литературы**

*Бабич В. М., Чихачев Б. А., Яновская Т. Б.* Поверхностные волны в вертикально-неоднородном упругом полупространстве со слабой горизонтальной неоднородностью // Физика Земли. — 1976. — №4. — С. 24—31.

*Дитмар П.Г., Яновская Т.Б.* Обобщение метода Бэйкуса-Гильберта для оценки горизонтальных вариаций скорости поверхностных волн // Физика Земли. — 2000. — №2. — С. 25-33.

*Половков В.В., Никитин А.С., Попов Д.А., Маев П.А., Бiryюков Е.А., Токарев М.Ю.* Изучение газонасыщенных осадков в верхней части разреза при помощи автономных донных сейсмических станций // EAGE, Engineering and Mining Geophysics Ext. abs. – 2018. DOI: 10.3997/2214-4609.201800516, 23 April 2018, 4 p.

*Яновская Т.Б.* Поверхностно-волновая томография в сейсмологических исследованиях. СПб.: Наука, 2015. – 167 с.

*Alyousuf T., Rector J., Newman G. and Petrov P.* Surface wave tomography to resolve water table: Almond Orchard Case Study, Modesto, California // SEG Technical Program Expanded Abstracts. — 2017.

*Bohlen T., Kugler G., Klein G., Theilen F.* 1.5D Inversion of lateral variation of Scholte wave dispersion // Geophysics. — 2004. — Vol. 69, no. 1. — Pp. 330–334.

*Gabriels P., Snieder R., Nolet G. In situ measurements of shearwave velocity in sediments with higher-mode Rayleigh waves // Geophysical Prospecting, Vol. 35 – 1987. – pp. 187–196.*

*Haskell N. The dispersion of surface waves on multilayered media // Bulletin of the Seismological Society of America. — 1953. — Vol. 43. — Pp. 17–34.*

*Ikeda T., Tsuji T. Surface-wave tomography for near-surface characterization with continuous wavelet transform for two-station cross-correlation // SEG Technical Program Expanded Abstracts — 2018.*

*Kugler S., Bohlen T., Forbriger T., Bussat S., Klein G. Scholte-wave tomography for shallow-water marine sediments // Geophysical Journal International. – 2007 – Vol.168. – pp.551-570.*

*Long L.T., Kocaoglu A.H. Surface-Wave Group-Velocity Tomography for Shallow Structures/ JEEG. —1999. —6(2) — pp. 71-81. <https://doi.org/10.4133/JEEG6.2.71>*

*McMechan G. A., Yedlin M. J. Analysis of dispersive wave by wave field transformation // Geophysics. – 1981. – Vol.46. – pp. 869–874.*

*Nazarian S., Stokoe K. H. In situ shear wave velocities from spectral analysis of surface waves // 8th Conference on Earthquake Engineering. Vol. 3. — 1984. — Pp. 31–38*

*Park C., Miller R., Xia J. multichannel analysis of surface waves // Geophysics. — 1999. — Vol. 64, №3, – Pp. 800-808.*

*Roslov Y.V., Merezko A.A., Polovkov V.V., Popov D.A., Zhemchuzhnikov E.G. Multicomponent Seismic Survey in Transition Zone of Pechora Bay with Node System Turtle-500 // EAGE, Saint-Petersburg – 2014, 6-th International Geological and Geophysical Conference and Exhibition. Ext. abs., DOI:10.3997/2214-4609.20140213, 07 April 2014, 5 p.*

*Ryzhkov V.I., Sergeev K.S., Roslov Y.V., Polovkov V.V., Elistratov A.V. Engineering surveys by the method of the cableless ocean bottom seismic// 11th EAGE International Scientific and Practical Conference and Exhibition on Engineering and Mining Geophysics, DOI: 10.3997/2214-4609.201412223, 20 April 2015,8 p.*

*Socco L.V., Boiero D., Bergamo P., Garofalo F., Yao H., Robert D. van der Hilst, Da Col F. Surface wave tomography to retrieve near surface velocity models // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014 — pp. 2013-2018. <https://doi.org/10.1190/segam2014-1278.1>*

*Socco L. V., Boiero D., Foti S., Wisen R. Laterally constrained inversion of ground roll from seismic reflection records // Geophysics. — 2009. — Vol. 74, no. 6. — G34–G45.*

*Thomson W. T. Transmission of elastic waves through a stratified solid medium // Journal of Applied Physics. — 1950. — Vol. 21. — Pp. 89–94.*

*Yanovskaya T.B., Ditmar P.G. Smoothness criteria in surface wave tomography // Geophysical Journal International. — 1990. — Vol. 102. — Pp. 63–72.*

## **Perspectives for use of surface wave tomography to solve engineering and geological problems**

**Ponomarenko A.V.<sup>1,2</sup>, Polovkov V.V.<sup>1,2</sup>, Popov D.A.<sup>1,2</sup>, Kashtan B.M.<sup>1</sup>**

*<sup>1</sup>Saint-Petersburg State University (SPbU), <sup>2</sup> «IMRC-SPbU» Ltd*

In this paper we discuss about surface wave analysis and inversion methods to solve the engineering problems and emphasize on perspectives of surface wave tomography method.

First, we remember shortly the method of spectral analysis of surface waves (SASW). Secondly, we review the multichannel analysis of surface waves (MASW), which is now the main method in surface wave analysis for engineering problems solution both on land and sea.

Thirdly, we overview the surface-wave tomography. Surface-wave tomography methods are widely used in seismology to study the structure of the Earth's crust and the upper mantle.

The idea of tomography is to estimate the distribution of seismic velocities in the medium from their travel times along some traces passing through the research area. The solution consists in determination of corrections to some chosen initial velocity distribution.

The problem of determining the 3D velocity structure with surface waves can be divided into two parts - the 2D tomography of the surface wave velocities in the horizontal plane for different periods (or different frequencies) and the subsequent solution of the one-dimensional inverse problem of reconstruction of the velocity depth profile.

The advantages of surface-wave tomography for engineering problems are discussed. The main advantage - there is no need to place the sources and receivers directly above the area of study (2D MASW), and even there is no need for dense surface coverage of the investigated area with sources and receivers (3D MASW): the sources and receivers are placed at the edges of the area. Thus, the method of surface wave tomography makes it possible to study various engineering and geological objects remotely. This has tremendous perspectives for land and marine seismic exploration to study the environments under closed or protected objects, pipelines, drilling platforms, etc.

Our team currently work on project to create software for processing land and marine multicomponent seismic data. It will also include a module for constructing a near surface velocity model based on surface wave tomography. In the framework of domestic science, this will be pioneering in its field.

## *Инструментальные сейсмологические исследования в дельте р. Лена (проект «СИОЛА»)*

**Крылов А.А. (ИО РАН, МФТИ), Ковачев С.А. (ИО РАН), Гайсслер В.Х. (AWI),  
Баранов Б.В. (ИО РАН)**

### **Аннотация**

Целью настоящей работы является описание эксперимента со временными сейсмостанциями в районе дельты р. Лена в рамках проекта СИОЛА и предварительная оценка эффективности работы этой сети. Обработан тестовый объем записей кампании 2016-2017 гг. Сделан вывод о том, что шумовая обстановка в районе расстановки сейсмостанции в целом удовлетворительная, за исключением наличия большого количества коротких высокоамплитудных импульсных помех неясной природы. Применяемые автоматизированные алгоритмы детектирования позволяют обнаружить несколько сотен землетрясений в месяц. В пределах 300 км от центра локальной сети надежно регистрируются события с магнитудой от 0 до 3. Анализ ошибок локализации эпицентров показал, что для локальных землетрясений (до 300 км от центра сети) определение эпицентра по локальной сети приводит к меньшим ошибкам, чем по сейсмогруппе, которая может использоваться для больших расстояний.

Район моря Лаптевых является уникальным в том отношении, что область шельфа рассматривается как переходная зона между срединно-океаническим рифтовым хребтом Гаккеля и континентальным Момским рифтом. Это определяет интерес к изучению геодинамики региона Лаптевоморского шельфа и его окрестностей.

В настоящее время действует совместный российско-германский Научно-исследовательский проект «Сейсмичность и неотектоника Лаптевоморского региона» (СИОЛА), в рамках которого в дельте реки Лена и окрестностях поселка Тикси развернута временная сеть сейсмостанций. Проект нацелен на картирование активных разломов с помощью регистрации сейсмических событий, изучение механизмов очагов землетрясений для уточнения современной геодинамической обстановки в регионе, а также изучение глубинных слоев земной коры и верхней мантии.

Летом 2016 г. в районе дельты р. Лена установлена локальная сеть из 12 сейсмостанций. Еще 13 сейсмостанций были расположены к юго-востоку от поселка Тикси в качестве малоапертурной сейсмогруппы.

При обработке записей для автоматизированного детектирования сигналов от землетрясений использовался разработанный авторами алгоритм обнаружения полезных сейсмических сигналов, основанный на совместном использовании следующих критериев для детектирования: увеличение амплитуды сигнала, корреляция по разным сейсмостанциям, длительность сигнала.

Обнаружение сигнала по «амплитудному» признаку производилось с помощью распространенного метода, так называемого STA/LTA, при котором вычисляется отношение средних значений некоторой характеристической функции CF в скользящих коротком (short-term-average, STA) и длинном временных окнах (long-term-average, LTA).

В качестве характеристической функции бралась мощность сигнала, интервал длинного окна составлял 30 секунд, а короткого – 1 секунду, порог детектирования – 10. Расчеты проводились по одной из горизонтальных компонент записи (предварительно пропущенной

через цифровой фильтр с полосой пропускания от 6 до 16 Гц) с применением техники распараллеливания расчетов.

В результате детектирования тестового объема данных (1 месяц) получили 545 событий, зарегистрированных с помощью локальной сети в дельте р. Лена и классифицированных как землетрясения. На записях сейсмогруппы зарегистрировано 297 таких событий.

Тестовый объем обработанных данных показал, что регистрируется масса локальных слабых сейсмических событий. Шумовая обстановка в районе расстановки сеймостанции в целом удовлетворительная, за исключением наличия большого количества коротких высокоамплитудных импульсных помех неясной природы. Применяемые автоматизированные алгоритмы детектирования позволяют обнаружить несколько сотен землетрясений в месяц.

В пределах 300 км от центра локальной сети надежно регистрируются события с магнитудой от 0 до 3. Анализ ошибок локализации гипоцентров показал, что для локальных землетрясений (до 300 км от центра сети) определение гипоцентра по локальной сети приводит к меньшим ошибкам, чем по сейсмогруппе. В целом, инструментальные исследования в рамках проекта по результатам реализации первого этапа можно признать успешными и многообещающими.

*Настоящая работа выполнена в рамках государственного задания № № 0149-2019-0005 и государственной программы повышения конкурентоспособности ведущих университетов Российской Федерации среди ведущих мировых научно-образовательных центров (программа 5-100) при частичной поддержке РНФ (проект №14-50-000954; анализ полученных экспериментальных данных о гипоцентрах и магнитудах зарегистрированных сейсмических событий), РФФИ (проекты № 18-35-00474 мол\_а и 17-05-41144 РГО\_а; определение основных параметров землетрясений и составление базы волновых форм), Гранта Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых - кандидатов наук и докторов наук (проект МК-5963.2018.5; автоматизированное детектирование сейсмических событий).*

## **Instrumental seismological research in the Lena Delta (SIOLA project)**

*Krylov A.A. (IO RAS, MIPT), Kovachev S.A. (IO RAS), Geissler W. (AWI), Baranov B.V. (IO RAS)*

### **Abstract**

The purpose of this work is to describe the experiment with temporary seismic stations in delta area of the Lena river as part of SIOLA project and to perform preliminary efficiency evaluation of this network. The test volume of records obtained in 2016-2017 years campaign was processed. It was concluded that investigated area is generally not very noisy, except for the presence of a large number of short high-amplitude spikes with unclear nature. An automated detection algorithm applied to the records allows detecting of several hundred earthquakes a month. Within 300 km from the center of the local network events with a magnitude from 0 to 3 are reliably recorded. An analysis of epicenters localization errors revealed that for local earthquakes (up to 300 km from the center of the network) the determination of the epicenters with local network records leads to less errors than with seismic array, which can be used for longer distances.



## *Новые данные о строении «неклассического» глубоководного конуса выноса Хурай (оз. Байкал)*

**Соловьева Марина Андреевна<sup>1,2,3</sup>, Ахманов Григорий Георгиевич<sup>2</sup>, Хлыстов Олег Михайлович<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> ООО "Центр анализа сейсмических данных МГУ имени М.В. Ломоносова", г. Москва

<sup>2</sup> МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва

<sup>3</sup> Лимнологический институт СО РАН, г. Иркутск

### **Введение**

Интерес к изучению глубоководных осадочных комплексов диктуется развитием нефтяной индустрии и современными требованиями поисков, разведки и эксплуатации залежей углеводородов на континентальных окраинах. Анализ месторождений, открытых в осадочных комплексах континентальных подножий, показывает, что зачастую древние конуса выноса характеризуются сложнейшим строением, не вписывающимся в рамки классических моделей. В связи с этим, одним из наиболее эффективных методов понимания строения и развития древних осадочных систем является изучение их современных аналогов.

Ярким примером неклассической современной осадочной системы может служить глубоководный конус выноса Хурай, который занимает обширную область дна центральной котловины озера Байкал. Главной уникальной чертой данной системы является наличие эрозионного каньона в дистальной части, помимо врезов на склонах Байкальской котловины [Ахманов и др., 2014]. Обнаружение этого каньона послужило началом пятилетнего исследования в рамках международных экспедиций проекта Class@Baikal в 2014-2018 годах.

### **Методика исследований**

Изучение осадочной системы Хурай (глубоководного конуса выноса) основывалось на анализе геофизических и геологических данных, полученных в основном в ходе экспедиций проекта Class@Baikal. Геофизические исследования можно разделить на три этапа, на каждом из которых увеличивалась глубинность исследований. На первом этапе проводился анализ рельефа дна на основе высокоточных батиметрических данных [Программа Президиума РАН 17.8 (2009) и FWO Flanders project 1.5.198.09], а также гидролокация бокового обзора. Выбор данной методики высокочастотных исследований был нацелен на изучение мелких неоднородностей рельефа дна и характеристик донных отложений.

На втором этапе проводилось профилирование с высокочастотными источниками – профилографами. Один из них крепился на судне и испускал ЛЧМ-сигнал от 1 до 10 кГц, а второй буксировался на расстоянии 100 м над поверхностью дна и работал на частоте 6кГц. Данная методика была нацелена на изучение морфологии осадочной системы и строения придонной части разреза.

На третьем этапе изучалось глубинное строение осадочного разреза (до 200 м под дном) более низкочастотным методом непрерывного сейсмоакустического профилирования с использованием электроискрового источника типа «спаркер» (центральная частота 400 Гц). Полученные данные позволили проанализировать события более ранней истории развития системы.

Все геофизические этапы экспедиций проекта Class@Baikal сопровождалась геологическими методами исследований. Они заключались в опробовании донного грунта ударными прямоточными трубами длиной 3,5 и 5,5 м с последующим анализом керна в

лабораториях МГУ имени М.В. Ломоносова. Выполнены комплексные геохимические, литологические, гранулометрические и рентген-томографические исследования.

### **Результаты исследований**

Первые исследования в 2014 году в районе обнаруженного эрозионного вреза показали, что он является элементом осадочной системы. Осадочный разрез в этой зоне представлен переслаиванием глинисто-диатомовых илов или алевро-глинистых отложений с песчанистыми прослоями, в которых наблюдается градационная слоистость.

Дальнейшие исследования были направлены на определение морфологии осадочной системы и изучение её эволюции и факторов, влияющих на неё. В результате масштабных геофизических исследований составлена схема руслового комплекса осадочной системы [Соловьева и др., 2017]. Система характеризуется наличием многочисленных русел-каналов, в разной степени выраженных в рельефе дна, разветвляющихся и сливающихся. Большинство из них удалось проследить до подножия Кукуйского каньона, расположенного в северной части авандельты реки Селенги. В этой, проксимальной, части системы каналы существенно лучше выражены в рельефе дна или характеризуются значительно более интенсивным меандрированием. Таким образом, река Селенга является основным источником терригенного материала. Однако развитие системы в узком рифтовом бассейне и её приуроченность к западному берегу Байкала позволяет предполагать наличие иных источников сноса, с северо-западного борта.

Анализ строения осадочного разреза до глубин 200 м показал наличие мощных комплексов палео-долин (систем меандрирующих русел и их прирусловых валов), а также палео-каналов, приуроченных к их кровлям. Вероятно, образования таких долин свидетельствуют о стадиях стабильного развития системы, которые чередовались с кратковременными этапами перестройки русловой части системы вследствие тектонических движений или иных факторов. Обнаруженные палео-русла характеризуются существенно большими размерами по сравнению с современными. Это свидетельствует о большем объеме поступающего в систему терригенного материала и, в целом, большей активности мутьевых потоков в прошлом.

Предположение о влиянии тектонических движений на эволюцию системы следует из расположения центральной части осадочной системы на структурном блоке, ограниченным крупным тектоническим уступом. Трассирование тектонических нарушений по сейсмоакустическим данным позволило проследить оперяющие разломы к главному, формирующему уступ в рельефе дна высотой до 80 м. В северо-восточной части системы наблюдается тектонически стабильный блок, в пределах которого русла осадочной системы относительно прямые и хорошо выражены в рельефе дна. Юго-западнее расположена серия разрывных нарушений, а каналы в этой зоне с трудом прослеживаются вследствие слабого врезания в поверхность дна. Это может быть связано с частой периодической перестройкой системы вследствие современных активных движений по разломам.

Анализ кернов, отобранных в пределах современных русел осадочной системы, позволил провести корреляции турбидитовых прослоев. В результате установлено, что в позднеплейстоцен-голоценовое время движение мутьевых потоков происходило по четырём основным каналам, порядок активизации которых являлся стохастическим явлением [Почевалова и др., 2016]. Данный вывод наряду со сложной морфологией руслового

комплекса также свидетельствует о влиянии неотектонических движений на эволюцию системы.

## **Заключение**

На основании комплексного геологического и геофизического подхода к исследованию глубоководного конуса выноса Хурай установлены уникальные черты строения и развития данной осадочной системы.

Картирование современных русел, формирующих сложнопостроенную русловую систему на дне центральной котловины озера, и обнаружение их периодической активности, позволяет сделать вывод о сложной истории развития системы. основополагающим фактором, по всей видимости, являются неотектонические движения, которые делят эволюцию системы на относительно спокойные периоды развития и этапы перестройки руслового комплекса. Также, немаловажным фактором на развитие системы оказывал объем поставляемого терригенного материала рекой Селенгой, в связи с чем допозднеплейстоценовый этап характеризовался более высокой активностью мутьевых потоков.

Работа поддержана Грантом РФФИ №18-35-00363.

## **Благодарности**

Авторы выражают глубокую признательность за поддержку проекта Class@Baikal сотрудникам Учебно-научного Центра ЮНЕСКО-МГУ по морской геологии и геофизике, кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых и кафедры сейсмологии и геоакустики геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, а также декану факультета, академику Д.Ю. Пушаровскому.

Особая благодарность капитанам Р.А. Битюцкому и М.В. Черных, а также всей команде НИС «Г.Ю. Верещагин» за их высокий профессионализм и радужную атмосферу во время экспедиций.

## **Список литературы**

1) Ахманов, Г.Г., Хлыстов, О.М., Токарев, М.Ю. и участники TTR-Class@Baikal-2014. Первая экспедиция Байкальского Плавучего Университета: современное осадконакопление и зоны фокусированной разгрузки углеводородов и газогидратообразования на дне озера // Сб. тезисов III Международной молодежной научно-практической конференции "Морские исследования и образование". – С. 19-23.

2) Батиметрические данные, полученные по: Программа Президиума РАН 17.8 (2009) и FWO Flanders project 1.5.198.09 [электронный ресурс] — Режим доступа: <http://lin.irk.ru/multibeam/ru>

3) Почевалова А.В., Ахманов Г.Г., Хлыстов О.М., Корост С.Р., Соловьева М.А. Конус выноса Хурай озера Байкал как современный аналог коллекторов глубоководного генезиса // Сб. тезисов Международной молодежной научной конференции Нефть и газ – 2016. — Т. 1. — РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. — С. 83-83.

4) Соловьева М.А., Почевалова А.В., Ахманов Г.Г., Хлыстов О.М., Ченский А.Г. Результаты сейсмоакустических исследований глубоководной осадочной системы Хурай (оз. Байкал) // Сб. мат. Всероссийской научной конференции молодых ученых КИМО-2017. – Институт океанологии им. П.П.Ширшова РАН, 2017. – С. 526-527.

## **New data of the structure of the «non-classical» deep-water fan Khuray (Lake Baikal)**

**Solovyeva Marina<sup>1,2,3</sup>, Akhmanov Grigorii<sup>2</sup>, Khlystov Oleg<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> *Seismic Data Analysis Center LMSU, Moscow*

<sup>2</sup> *Faculty of Geology of Lomonosov MSU, Moscow*

<sup>3</sup> *Limnological Institute of SB RAS, Irkutsk*

An interest in the study of deep-sea sedimentary systems is dictated by the modern requirements of researching, prospecting and exploitation of hydrocarbon deposits on the continental margins. The ancient fans at the continental foots are often characterized by a complex structure. In this regard, the relevance of a detailed study of their modern analogues, including "non-classical", increases.

The Khuray fan is a remarkable example of "non-classical" depositional system. It is located at a big area in the Central basin of Lake Baikal and has a unique structure. Its major peculiarity is a presence of the canyon in the distal part of the system alongside erosion incisions on sides of the Baikal basin.

It was detected during the bathymetric surveying of the bottom with a multibeam echo sounder (RAS 17.8 Program (2009) and FWO Flanders (1.5.198.09) Project). This discovery was the beginning of a five-year study within the international expeditions of the Class@Baikal project in 2014-2018. We use different geophysical and geological methods of investigation. Geophysical surveying was carried out using two different sub-bottom profilers, a side-scan sonar and a multi-electrode spark source. The geological studies consist of bottom sampling using gravity cores, which were described onboard and transported to laboratories, where a set of analyses have been made.

Analysis of geophysical data shows that the system is characterized by the presence of numerous variety expressed channels with branching and merging. Also, the obtained data allowed to analyze the history of the system. Discovered paleo-channels and paleo-lobes of fans are characterized by the substantially bigger size compared to modern ones. It reflects the higher amount of terrigenous material supplied into the Khuray system and, in general, greater activity of turbidite flows in the past. The analysis of cores showed that the fan was periodically active. Correlation of turbidite interlayers allowed to reconstruct the evolution of depositional systems in the late Pleistocene and Holocene. These results put the questions about the reasons for the periodic restructuring of the channel system. We study the influence of the active tectonics on the evolution of the Khuray system. The Khuray fan is located on the structural block bounded by a large tectonic scarp. The main fault is surrounded by numerous feathering fractures. The characteristics of the channels depend on the faults distribution. So the active neo-tectonic movements are a key factor of the morphology of the fan at all stages of its evolution.

This study was carried out within the RFBR Grant № 18-35-00363\18.

## *Мониторинг ледовой обстановки при планировании и проведении геолого-геофизических работ на шельфе арктических морей.*

**Зубков Сергей Андреевич**

*АО «Институт экологического проектирования и изысканий»*

### **Введение**

Активность в Арктической зоне Российской Федерации (АЗРФ) в последние годы значительно выросла и освоение как материковой, так и шельфовой частей – процесс круглогодичный. Однако существует немалая доля сезонных работ: фоновый и производственный экологический мониторинг, геофизические исследования, геолого-разведочное бурение, наблюдение за морскими млекопитающими, обследование устьев скважин. Указанные изыскания на шельфе арктических морей проводятся в безлёдный период и с применением научно-исследовательских судов с ледовым классом неарктических категорий. Данные особенности, с учётом нестабильности ледовых условий от года к году, их тяжести в восточных арктических морях, повышают риски повреждения судна и оборудования, а также несут повышенную опасность для экипажей и научных сотрудников, в случае столкновения с потенциально опасным ледяным образованием (ОЛО). В докладе описывается практический опыт организации информационно-технологического обеспечения мониторинга ледовой обстановки, операций воздействия на ОЛО и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ЛАРН), приводятся примеры из практики обеспечения поисково-разведочного бурения в Карском море в 2017-2018 годах.

### **Общая схема управления ледовыми операциями**

В соответствии с постановлениями Правительства РФ 2000-2003 годов<sup>2</sup> и приказом МЧС России от 28 декабря 2004 №621 «Об утверждении Правил разработки и согласования планов по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ», при проведении буровых работ необходима разработка планов ЛАРН, подразумевающих организацию в море мероприятий, проводимых с судов и объектов. Одновременно проведение разведочного бурения и ввод углеводородных месторождений в эксплуатацию на шельфе АЗРФ сопряжены со сложными условиями жизненного цикла ледового покрова.

---

<sup>2</sup> Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 года №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов», Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2002 года №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации», Постановление Правительства РФ от 30 декабря 2003 №794 «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций».



Рис 1. Общая схема организации управления ледовыми операциями

В 2014 году принята государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» в рамках которой выделены задачи повышения качества метеорологических, гидрологических и ледовых прогнозов, а также государственного экологического морского надзора в целом. Утверждение в 2016 году «Плана мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» придало новый импульс развитию рынка: в 2017-2018 годах успешное бурение ООО «Газпром геологоразведка» в юго-западной части Карского моря; создание компанией ПАО «Газпром нефть» Центра управления ледовой обстановкой; формирование единого оператора системы управления ледовой обстановкой и активный перевод накопленного научно-исследовательского багажа в прикладную область ПАО «НК «Роснефть». Обозначенная в Стратегии развития АЗРФ необходимость повышения безопасности транспортных маршрутов в субарктических и арктических районах, районах Крайнего Севера вкупе с лицензионными обязательствами нефтегазовых компаний обеспечат в ближайшие 5-7 лет рост спроса на услуги информационно-технологического обеспечения процессов освоения арктического шельфа.

Реализуемый АО «ИЭПИ» подход основан на мультиагентном моделировании и охватывает уровни от регионального до оперативного, включая в себя технологии оценки сроков очищения зоны безопасности работ ото льдов и начала устойчивого ледообразования, анализа структуры ледяных полей и определения зон деформации, моделирования направлений вероятного дрейфа ледяных полей и отдельных опасных образований, установки средствами БПЛА на потенциальные ОЛО специализированных радиомаяков, мониторинга таяния выносных ледников и определения зон возможного образования айсбергов, а также выявление естественных источников и техногенных загрязнений морской поверхности углеводородного происхождения.

Анализ основных отечественных и мировых практик в области информатизации процессов мониторинга и контроля ледовой и экологической обстановки позволяет выделить следующие основные технологические тренды:

1) интеграция разнородных данных, получаемых с помощью космических аппаратов, воздушных судов, бортовых средств локальных измерений морских судов и наземных гидрометеорологических комплексов;

2) расширение функций электронных картографических навигационно-информационных систем (ЭКНИС) и предоставление необходимой капитанам и штурманам информации непосредственно в бортовых навигационных системах;

3) трансфер технологий BigData вкупе с геоинформационным анализом в процессы планирования и осуществления морских операций, связанных с освоением арктического шельфа;

4) разработка региональных и локальных моделей акваторий, верификация имеющихся моделей выявления опасных объектов и определения вероятных направлений их движения;

5) повышение точности прогнозирования и снижения количества фактов ложного оповещения о событии, препятствующем выполнению процессов;

6) внедрение автономных программно-аппаратных комплексов сбора информации и воздействия на потенциально опасные объекты.

Неотъемлемой частью комплекса обеспечения экологической безопасности и контроля ледовой обстановки являются силы и средства аварийно-спасательных формирований (АСФ) ФГБУ «Морская спасательная служба» для проведения в минимально возможный срок аварийно-спасательных работ. Оперативность реагирования служб является критичным фактором и важную роль в её обеспечении играют технологии спутникового мониторинга.

### **Мониторинг и прогнозирование**

Прогнозирование развития чрезвычайной ситуации и предсказание ее возможных последствий выполняются на основе метеорологических и океанографических данных с использованием математических моделей дрейфа.

Общий прогноз дрейфа ледяных массивов осуществляется с использованием Эйлера подхода с учетом процессов намерзания и таяния морского льда, динамики льда с учетом процессов его торошения. Однако в моделях прогноза субрегионального и локального уровней мониторинга реализованы алгоритмы усвоения характеристик ледовой обстановки, получаемых с лагранжевых радиомаяков, размещаемых на ОЛО.

Прогноз гидрологических характеристик осуществляется с применением трехмерной модели морской циркуляции высокого пространственного разрешения, основанной на полных уравнениях гидротермодинамики в приближениях гидростатики и Буссинеска. В модели прогностическими переменными будут являться скорости течений, уровень моря, температура и соленость морской воды [Дианский и др., 2014].

Основными исходными наборами данных (Рис. 2), применяемых при решении перечисленных выше задач, являются:

- радиолокационные спутниковые изображения (Sentinel-1A/B, RADARSAT-2, TerraSAR-X/PAZ) и спутниковые изображения видимого диапазона с КА Sentinel-2 и Landsat-8;

- океанографическая информация (температура морской поверхности, скорость и направление течений, поля ветра, батиметрия, альтиметрия морской поверхности);

- гидрометеорологическая информация (данные с УГМС сети Росгидромет, GFS)

- оперативная информация (телеметрические данные с радиомаяков ARGOS, размещаемых на потенциально опасных ледовых объектах);

- навигационная информация (суда, выявленные по радиолокационным спутниковым изображениям, данные AIS);



– ледовая обстановка (границы и направления дрейфа ледовых полей, классификация типов льда, местоположение и предполагаемые направления дрейфа ледовых объектов).

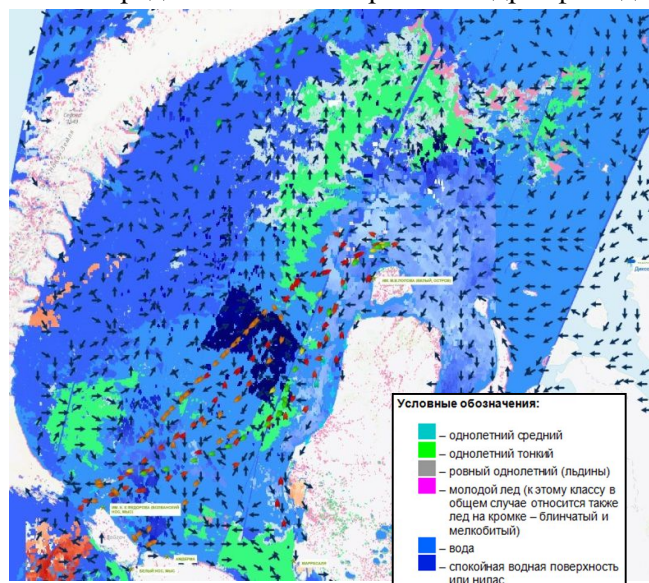


Рис. 2. Пример интеграции разнородных данных о ледовой и гидрометеорологической обстановке (Карское море, 21-23 июля 2018 года)

Одной из задач информационно-технологического обеспечения геолого-геофизических работ в арктических морях является поставка данных о типах ледяных массивов на пути следования судов. В настоящее время автоматическая классификация на основе метода опорных векторов (англ. SVM, support vector machine) позволяет определять до шести классов ледяных полей по возрастам [Zakhvatkina и др., 2017]:

- 1) однолетний лед средней толщины (70-120 см);
- 2) однолетний тонкий (30-70 см);
- 3) ровный однолетний (льдины);
- 4) молодой лед (к этому классу в общем случае относится также лед на кромке – блинчатый и мелкобитый);
- 5) вода – взволнованная поверхность и спокойная водная поверхность или нилас;
- 6) прикромочная зона (характеризуется более раздробленным льдом, в пределы зоны может проникать волнение).

В течение летнего гидрологического периода, характеризующегося высоким темпом таяния и разрушения поверхности льда, детальные классификации по возрастам морского льда выполняются до момента, пока степень разрушенности поверхности льда не препятствует работе метода классификаций. В случае невозможности корректной полной классификации до наступления очередного зимнего гидрологического периода осуществляется классификации по типу «лед-вода».

Характеристики спутниковых изображений, применяемых для классификации типов льдов, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Характеристики спутниковых изображений

Режим съёмки	Пространственное разрешение	Поляризация	Размер сцены
Sentinel-1 A/B			
Extra-Wide Swath Mode (Level-1 GRDM)	20×40 м	HH + HV, HH, VV, VV+VH	400 км
TerraSAR-X			
StripMap	3 м	VV или HV	30 x 50 км
StripMap DualPol	6 м	HH + VV или HH + HV или VV + VH	15 x 50 км
ScanSAR	18 м	VV или HV	100 x 150 км
RADARSAT-2			
ScanSAR Wide	100 м	HH или VV, HV или VH; HH + HV или VV + VH	500 x 500 км
Ultra Fine	3 м	Одиночная или двойная	20×20 км
Fine	8 м	Одиночная или двойная	50×50 км
Standard	25 м	Одиночная или двойная	100×100 км
Landsat-8			
Панхроматический	15 м	-	185×185 км
Sentinel-2			
Канал 8	10 м	-	полоса обзора 290 км

Своевременное предоставление информации о типах ледовых условий позволяет капитанам и береговым службам планировать более эффективные маршруты следования. Обеспечение круглогодичного процесса классификации с различной интенсивностью для зимнего, летнего и переходных периодов позволит повысить точность прогнозирования границ операционных окон при формировании планов геофизических и поисково-разведочных изысканий.

Своевременное выявление опасных ледяных и углеводородных образований обеспечивается также оперативным анализом радиолокационных спутниковых изображений, получаемых с космических аппаратов, оборудованных радаром с синтезированной апертурой (SAR). Автоматическая обработка SAR-изображений позволяет выявить такие характеристики объектов как общая кромка, направление вероятного дрейфа, классификация по типам и времени существования в любое время суток и вне зависимости от облачности.

При обнаружении ОЛО в районе обеспечения безопасности геолого-геофизических работ производится определение направления его дрейфа и в зону наибольшей вероятности встречи с объектом направляется многофункциональное аварийно-спасительное судно со

специалистами-гляциологами. Средствами БПЛА производится маркирование объекта путём установки радиомаяка (Рис. 3) на теле ОЛО и постановка на контроль в информационной системе.



Рис. 3. Запуск БПЛА с радиомаяком-трекером

Радиомаяки предназначены для дистанционного мониторинга движения ледовых полей, айсбергов и других отдельных ледяных объектов с передачей результатов измерений через спутниковую систему определения местоположения и сбора данных «ARGOS». Траектория движения радиомаяка определяется по результатам измерений координат встроенным приемником глобальных навигационных систем ГЛОНАСС и GPS, а также на базе эффекта Доплера. Корпус радиомаяка представляет собой стеклопластиковую сферу диаметром 20 см, внутри которой размещены передатчик системы «Argos», приемник ГЛОНАСС/GPS, контроллер с энергонезависимой системой реального времени RTC, герконовый выключатель, объединенный с измерителем температуры корпуса, и блок питания.

#### **Заключение**

Изложенный подход к комплексному информационно-технологическому обеспечению процессов освоения шельфа АЗРФ позволяет существенно повысить уровень экологической и промышленной безопасности. Информация, получаемая в результате внедрения комплекса, имеет важное практическое значение для рационального природопользования при реализации проектов нефтегазовой отрасли в прибрежно-шельфовых зонах арктических морей России, для мониторинга утечек и разливов нефтепродуктов, а также экологического состояния и прогноза эволюции экосистем морей в целом.

#### **Список литературы**

*Дианский Н.А., Фомин В.В., Кабатченко И.М., Грузинов В.М.* Воспроизведение циркуляции Карского и Печорского морей с помощью системы оперативного диагноза и прогноза морской динамики – М.: Арктика: экология и экономика №1 (13), 2014, стр. 57-73

*Zakhvatkina N., A. Korosov, S. Muckenhuber, S. Sandven, and M. Babiker.* Operational algorithm for ice–water classification on dual-polarized RADARSAT-2 images. *The Cryosphere*, 11, 33-46, 2017, doi:10.5194/tc-11-33-2017

**Monitoring of ice conditions in planning and carrying out geological and geophysical work on the Arctic shelf.**

*Sergey A Zubkov*

*Institute of Environmental Survey, Planning & Assessment, JSC*

Geophysical surveys on the shelf of the Arctic seas are conducted in the ice-free period and with the use of research vessels with an ice class of non-Arctic categories. The instability of ice conditions and their severity in the eastern Arctic seas increase the risks of damage to the vessel and equipment and the danger to crews and scientists in the event of a collision with a potentially dangerous ice formation. The presentation describes the practical experience in information and technological support for ice management and gives examples of projects in the Kara Sea in 2017-2018.

## *Углеводороды поверхностных вод на трансарктическом разрезе*

**Колтовская Екатерина Владимировна, Немировская Инна Абрамовна, Булохов Антон Викторович**

*Институт океанологии имени П.П. Ширшова РАН, Москва*

Аннотация

Представлены результаты определения содержания и состава алифатических углеводородов (УВ) во взвеси на геохимическом барьере река (Обь, Енисей, Лена, Хатанга, Индигирка, Колыма) – море (Карское, Лаптевых, и Восточно-Сибирское), полученные в 2015–2017 гг. Показано, что распределение УВ совпадает в общих чертах с содержанием взвеси. Потери в концентрациях УВ в зоне смешения речных вод с морскими превышали в отдельных случаях 90% от их выноса рекой. В пелагиале морей содержание УВ близко к фоновому (2–7 мкг/л). Поведение и состав УВ зависит от особенностей водосбора рек, сезона отбора проб и время суток (прилив, отлив). Влияние антропогенных поступлений установлено только в Обской губе, где состав алканов близок к нефтяному при содержании УВ 86 мкг/мг взвеси. В остальных пробах доминируют природные УВ

**Введение.** На формирование природной среды арктических морей большое влияние оказывают выносы рек, с водами которых поступает огромное количество взвешенных частиц и органических соединений как природного, так и антропогенного происхождения [1]. Перед масштабной добычей нефти на арктическом шельфе необходимо определить влияние речного стока на распределение и формирование регионального углеводородного фона в различных районах. Проведенные ранее исследования показали, что при смешении речных вод с морскими происходит коренная перестройка потока речного осадочного вещества, его массовое осаждение [1]. Вместе с ним оседает основное количество растворенных и взвешенных органических соединений, в том числе и углеводородов (УВ) [1,2].

**Целью** данного исследования является изучение количественного распределения углеводородов в составе взвеси на трансарктическом разрезе в поверхностных водах Карского, Лаптевых и Восточно-Сибирских морей. Данные используемые в работе были получены в экспедициях НИС «Академик Мстислав Келдыш». В летне-осенний период 2015 – 2017 гг. работы проводились в основном в устьевых областях рек Обь, Енисей, Хатанга, Лена (рис. 1), тогда как в 2018 г. – в открытых областях Карского и Лаптевых морей (рис. 2).

**Методы исследований.** Для определения концентрации УВ взвесь фильтровали под вакуумом 200 мбар через стекловолокнистые фильтры GF/F фирмы Whatman, предварительно прокаленные при 450°C, Ø фильтра 47 мм, эффективный размер пор 0.7 мкм.

В судовой лаборатории метилхлоридом экстрагировали суммарную фракцию органического вещества (липидов) из проб взвеси (на GF/F фильтрах) с помощью ультразвуковой ванны. Далее пробу концентрировали и упаривали на бане с последующей их консервацией в бюксах для дальнейших анализов в стационарной лаборатории.

В Аналитической лаборатории ИО РАН концентрацию липидов (до колоночной хроматографии на силикагеле) и алифатических УВ (после колоночной хроматографии на силикагеле) определяли ИК-методом на приборе IRAffinity-1 Shimadzu. В качестве стандарта использовали смесь (по объему): 37.5% изооктана, 37.5% гексадекана и 25% бензола. Чувствительность метода – 3 мкг/мл экстракта.

**Результаты исследований.** Общим для всех устьевых районов оказалось резкое уменьшение концентраций УВ на геохимическом барьере река–море с увеличением

солености. Потери в концентрациях превышали в отдельных случаях 90% от выноса УВ рекой (рис.1). Если в пелагиале морей содержание УВ близко к фоновому (2–7 мкг/л), то в водах, находящихся под влиянием рек, содержание УВ значительно выше. При этом большое значение имеет сезон отбора проб, так как в паводок в реки поступает большое количество загрязнений, накопленных за зиму. Кроме того на их распределение оказывает влияние направление ветра. В частности в Обской губе по данным снимков спутниковых наблюдений в начале сентября 2017 г. опресненный поверхностный слой был прижат к восточному берегу. Приливные явления вносят дополнительный вклад в поведение УВ на этом геохимическом барьере, поэтому не всегда происходит плавное уменьшение концентраций УВ при увеличении солености.

На распределение УВ также оказывает влияние водосбор рек. В частности, различия между содержанием УВ и взвеси в устьевых областях Оби и Енисея связаны с характером пород, слагающих бассейны этих двух рек. В отличие от Оби, сток Енисея зарегулирован. В результате произошло снижение поступления наносов более чем в 2 раза: с 13 до 4.9 млн. т/год. Для устья Оби, так же как Северной Двины, в интервале солености 0.05-0.6 psu доминировали  $УВ_p$  (в растворенной форме). С увеличением солености концентрации  $УВ_p$  уменьшались, а  $УВ_v$  (во взвеси) увеличивались, и при  $S=6$  psu минимум растворенных форм соответствовал максимуму взвешенных ( $УВ_p/УВ_v=0.18$ ). При этом содержание  $УВ_v$  в пересчете на мг взвеси увеличивалось в 8.5 раз (с 2 до 16.9 мкг/мг). Напротив, в устье Енисея отношение  $УВ_p/УВ_v$  с увеличением солености возрастало от 0.77 до 5.

Повышенные концентрации  $УВ_v$  установленные в устье р. Хатанга, вызванные высокими концентрациями взвеси. Несмотря на то, что материковый сток Хатанги (более 100 км<sup>3</sup>/год) почти в 5 раз ниже, чем у Лены, а твердый сток самый низкий из всех исследованных сибирских рек –  $1.7 \times 10^6$  т/год (почти на порядок ниже, чем у Оби, Лены, Индигирки и Колымы), содержание взвеси здесь достигало 22 мг/л. Поэтому даже при максимальном содержании в пересчете на взвесь концентрация УВ составила всего 2.6 мкг/мг, а в составе алканов доминировали природные нечетные гомологи. Продуктивности вод также сказывается на концентрациях УВ, поэтому минимальное их содержание установлено в поверхностных водах Восточно-Сибирского моря (2–3 мкг/л, рис. 1). Изменение в последние годы ледовой обстановки в прибрежных водах привело к уменьшению фоновых концентраций УВ, которые в сентябре 2000 г. колебались в интервале 14–20 мкг/л [3], а в 2017 г. в интервале 3–10 мкг/л.

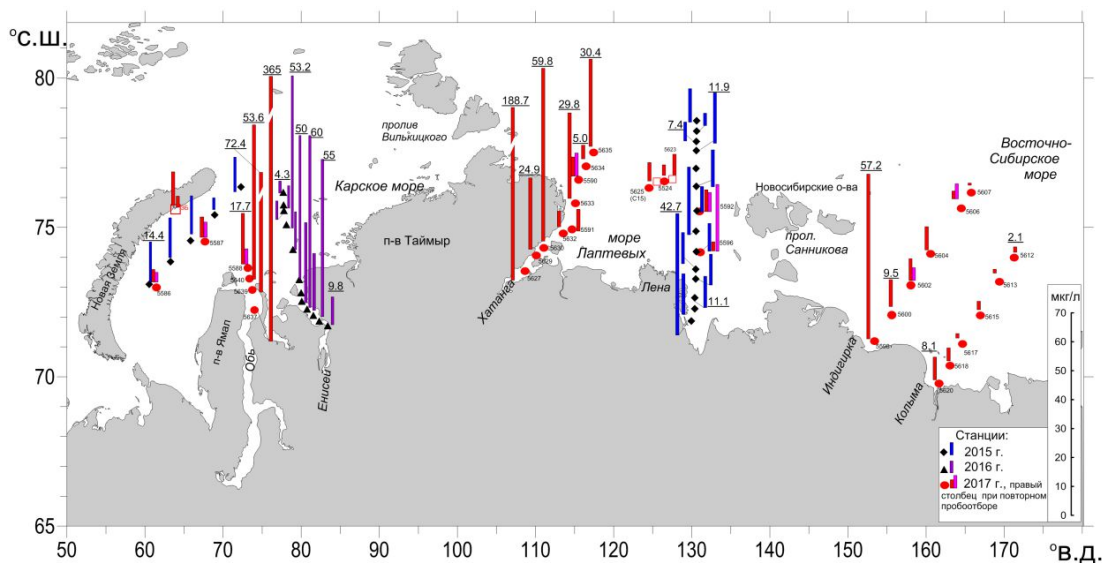


Рис. 1. Распределение концентраций алифатических углеводородов (мкг/л) во взвеси поверхностных вод в 2015–2017 гг.

Распределение концентраций УВ в поверхностных водах в 2018 г. (рис. 2) в общих чертах совпадало с содержанием взвеси, и между их концентрациями наблюдалась корреляция  $r(\text{Вз.}-\text{УВ})=0.74$  ( $n=28$ ). Однако рост концентраций УВ в барьерных зонах выражен в меньшей степени, чем для взвеси. Более высокое среднее содержание УВ в Карском море (22.5 мкг/л) по сравнению с морем Лаптевых (15.3 мкг/л), может быть обусловлено речными выносами, а также продуктивностью вод. В заливе Благополучия концентрации УВ составили всего 9–10 мкг/л, несмотря на высокое содержание взвеси, из-за минерального состава последней.

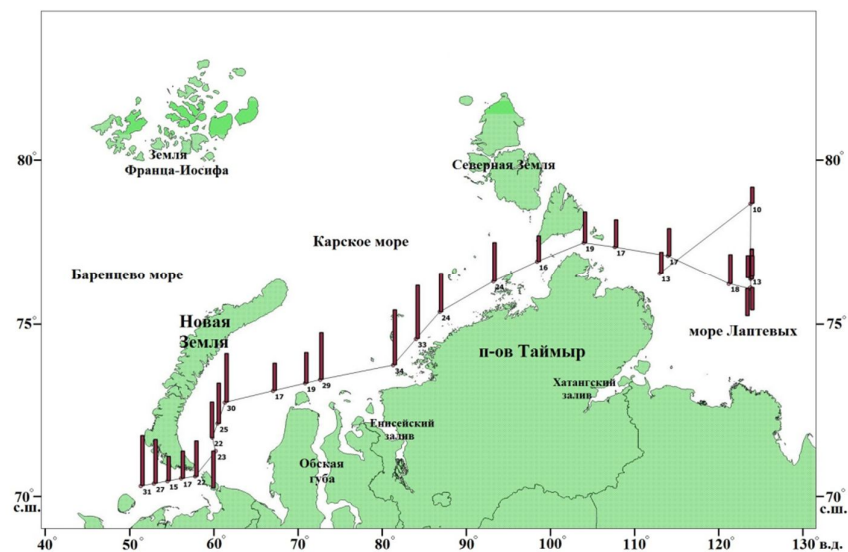


Рис. 2. Содержание алифатических УВ (мкг/л, цифры возле столбцов) в поверхностных водах в 2018 г.

Результаты исследований получены в рамках государственного задания (тема № 0149-2019-0007), обработка проб – за счет средств программы 1 ЗП «Мировой океан (0149-2018-0029/4), обобщение результатов и подготовка к публикации при поддержке РФФИ (проект 17-05-00356).

**Список литературы:**

1. *Лисицын А.П.* Мировой океан Т.2. М.: Науч. мир, 2014. С. 331–571.
2. *Немировская И.А., Реджепова З.Ю.* Геохимия. 2018. № 8. С. 791–804.
3. *Немировская И.А.* Нефть в океане (загрязнение и природные потоки). М.: Научн. мир, 2013. 432 с.



**Hydrocarbons of surface waters in the transarctic section**  
**Koltovskaya Ekaterina Vladimirovna, Nemirovskaya Inna Abramovna, Bylohov Anton**  
**Victorovich**

*Shirshov Institute of Oceanology, Russian Academy of Sciences, Moscow*

**Abstract**

The results of determining the content and composition of aliphatic hydrocarbons (HCs) in suspended matter on the geochemical barrier of the river (Ob, Yenisei, Lena, Khatanga, Indigirka, Kolyma) – the sea (Kara, Laptev, and East Siberian), obtained in 2015–2017 were presented. It is shown that the distribution of HCs were coincided in general with the content of the suspension. Losses in HCs concentrations in the zone of mixing of river waters with sea waters in some cases exceeded 90% of their removal by the river. In the pelagial of the seas, the HCs were closed to the background (2–7  $\mu\text{g/l}$ ). The behavior and composition of HCs were depended on the characteristics of the catchment area of the rivers, the sampling season and the time of day (high tide, low tide). The influence of anthropogenic inflows is established only in the Ob Bay, where the composition of alkanes is close to oil when the HCs content was 86  $\mu\text{g/mg}$  of the suspension. Natural HCs were dominated in the remaining samples.

# ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА АКВАТОРИЯХ (постерные доклады)

## Результаты сейсмоакустических изысканий в заливе Петра Великого.

**Белов Михаил Владимирович, Маев Петр Андреевич, Рыбалко Александр Евменьевич, Шербаков Виктор Александрович, Токарев Михаил Юрьевич.**  
МГУ им. Ломоносова, ООО «СПЛИТ», ЦАСД МГУ, СПбГУ.

В рамках полевых работ, проводившихся в заливе Петра Великого в июне 2018 года на борту НИС “Павел Гордиенко”, нацеленной на экологический мониторинг, перед сейсмоакустической партией стояли следующие задачи:

- Изучение строения верхней части осадочного разреза (Рис. 1).
- Выявление газонасыщенных осадков (Рис. 2).
- Локализация эрозионных врезов и палеодолин (Рис. 1 и 2).
- Поиск глубинных структур.

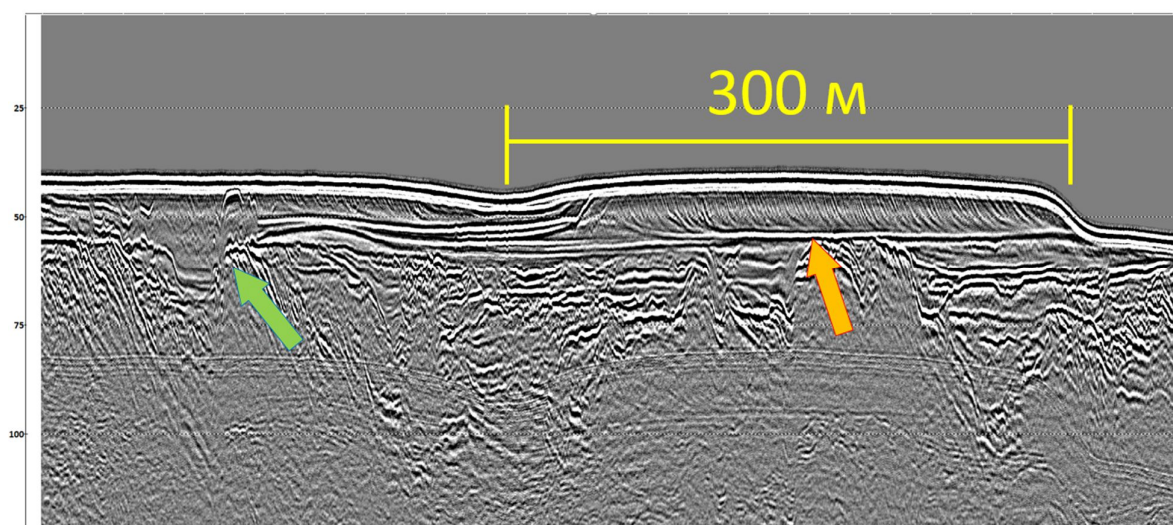


Рисунок 1. Структур наращивания (желтая стрелка) и эрозионный врез (зеленая стрелка).  
Вертикальная шкала в миллисекундах.

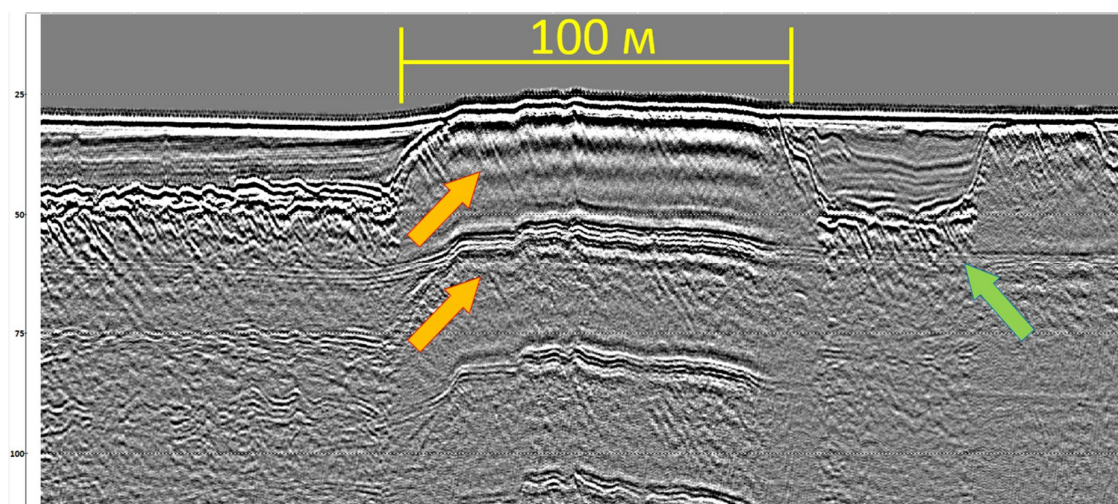


Рисунок 2. Аномалия типа «яркое пятно» (желтая стрелка) и эрозионный врез (зеленая стрелка). Вертикальная шкала в миллисекундах.

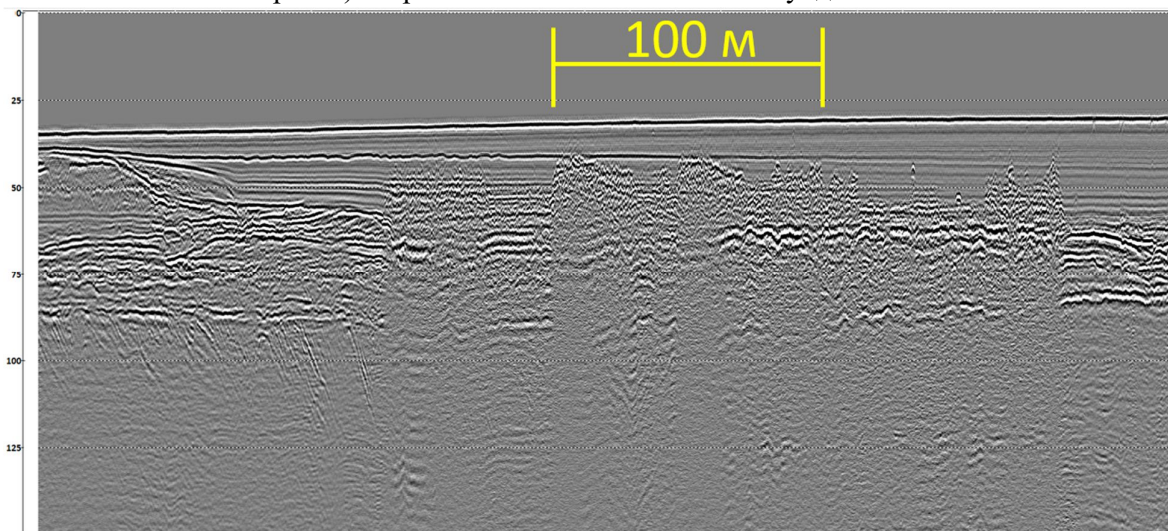


Рисунок 3. Газонасыщенные отложения, проявления скоростного эффекта.

Проведенные исследования показали, что в изучаемом районе распространены газонасыщенные осадки, залегающие на малых глубинах от дна – от первых метров до десятков метров. Газонасыщенные отложения выражены аномалиями типа «яркое пятно», а также изменениями волновой картины и зоны потери корреляции под кровлей газонасыщенных отложений. Также на сейсмических данных выделяются положительные формы, находящиеся непосредственно под поверхностью дна. Пока механизм их образования не определен, но возможно они связаны с газонасыщенными интервалами разреза и образованием газовых факелов.

Самые современные отложения характеризуются параллельно-слоистой волновой картиной, что может говорить о том, что осадконакопление происходило в относительно спокойных по динамике условиях.

Верхняя часть разреза осложнена большим количеством палеодолин различной мощности, ширины и глубины залегания. На сейсмической записи палеодолины выделяются по характерной геометрии границы, а также по смене волновой картины.

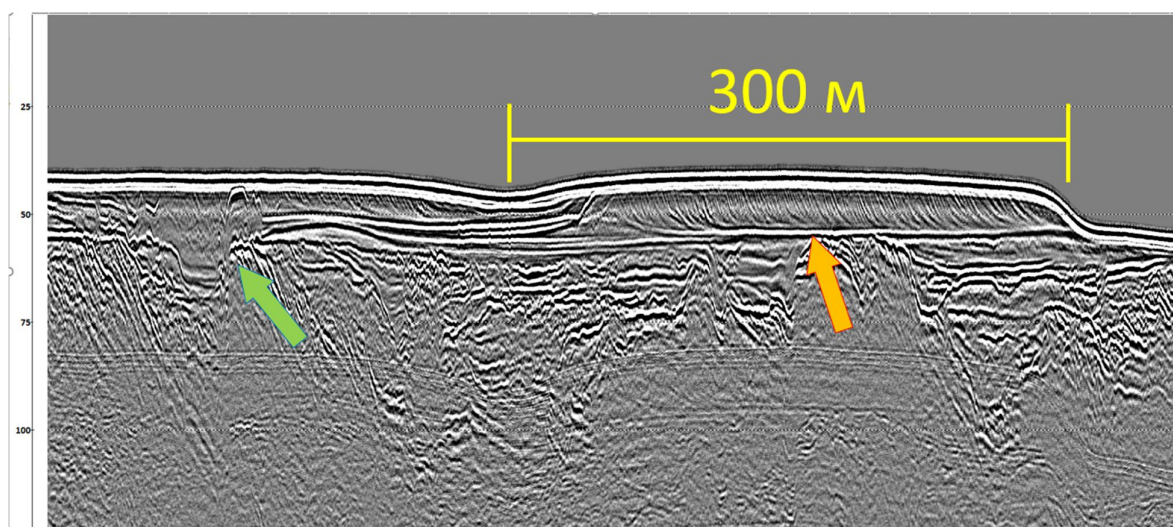
Также, на полигоне близ мыса Гамова были обнаружены тела наращивания, механизм которых в данных условиях пока однозначно не определен.



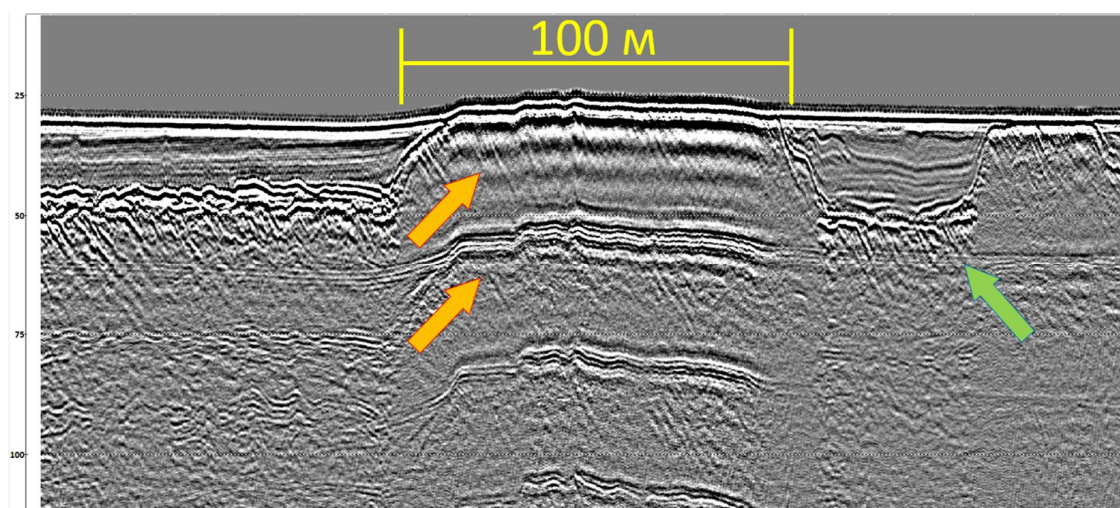
**Preliminary results of seismic surveys in the Peter the Great Bay.**  
**Belov Mikhail Vladimirovich<sup>[1][2]</sup>, Maev Peter Andreevich<sup>[2]</sup>, Ribalko Alexandr Evmenevich<sup>[3][4]</sup>, Tokarev Mikhail Yurevich<sup>[3]</sup>.**  
*MSU of Lomonosov, «SPLIT» LTD, CASD MSU, SPbSU.*

The scientific survey in the Peter the Great Bay on board of “Pavel Gordienko” vessel was done in June, 2018. There were a lot of purposes to accomplish:

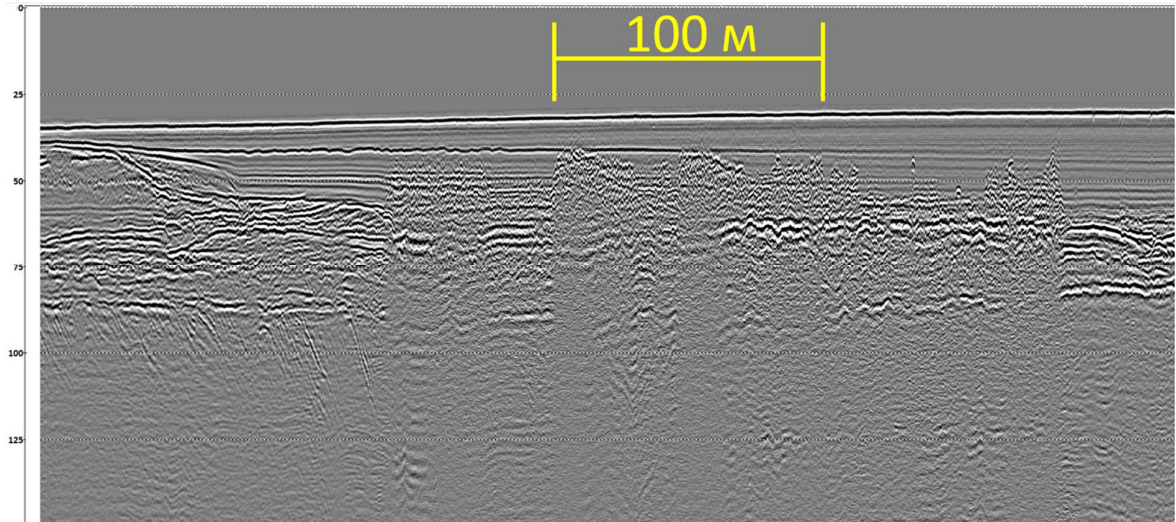
- Doing researches of the sedimentary section upper part structures (Pic. 1).
- Detection of gas-saturated precipitation (Pic. 2).
- Localization of erosional incisions and paleo-valley (Pic. 1 and 2).
- Search for deep structures.



Picture 1. Structure of gradual building (yellow arrow) and erosion incision (green arrow). Vertical scale in milliseconds.



Picture 2. The bright spot anomaly (yellow arrow) and erosion incision (green arrow). Vertical scale in milliseconds.



Picture 3. Gas saturated sediments, manifestations of the speed effect.

Researches showed that in the study area there is a widespread gas precipitation occurring at shallow depths from the bottom - from the first meters to tens of meters. Gas-saturated sediments are described by “bright spot” anomalies, as well as changes in the wave pattern and zone of loss of correlation under the roof of gas-saturated sediments. Also on the seismic data there are positive forms that are situated directly below the bottom sign. The mechanism of their formation is not defined yet, but perhaps they are associated with gas-saturated cut intervals and the formation of gas flares.

The most current sediments are characterized by the parallel-layered wave situation. This fact may conclude that the sediments accumulation has been proceeding in the relatively calm conditions.

The upper part of the section is complicated by a large number of paleodolin with various thickness, width and depth. In the seismic record, paleo-valleys are distinguished by the characteristic geometry of the boundary, as well as by the change of the wave pattern.

Also, on the site near Gamov Cape, extension bodies were discovered, the mechanism of which under these conditions is not yet clearly defined.

## *Особенности подбора оптимальных параметров морских пневмоисточников при проведении работ по исследованию верхней части разреза.*

**Алёшкин М.В.<sup>1</sup>, Степанов Н.А.<sup>1</sup>, Ланцев В.В.<sup>1</sup>,**

<sup>1</sup> *ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (ОАО «МАГЭ»)*

### **Введение**

В связи с усложнением задач, ставящихся перед инженерно-геофизическими исследованиями на акваториях, возникает необходимость получения максимально информативных данных высокого качества. Поэтому, еще на этапе планирования и проектирования работы необходимо закладывать оптимальные параметры пневмоисточников, оптимизируя их для конкретных условий и геологического строения.

При работах методом сеймики высокого разрешения (СВР) очень часто параметры источника, или группы источников, выбираются эмпирически или основываясь на схожих работах прошлых лет без привязки к региону. Такой подход не является корректным и очень часто не позволяет в процессе работ получить максимально информативные данные. [М. В. Алёшкин.]

При планировании работ необходимо анализировать большое количество параметров, влияющих на качество получаемого материала предыдущих работ (геофизических, геологических и др.), в том числе и характеристики источника: геометрия группы, объем, характеристики направленности, глубина буксировки и др. [Гуленко В.И.]

В докладе, на примере работ в нескольких регионах, рассматриваются вопросы выбора оптимальных параметров морских пневмоисточников, для исследований верхней части разреза.

### **Расчет теоретических сигнатур для популярных модификаций источников.**

В аппаратном комплексе морской сейсморазведки одним из наиболее важных элементов являются источники упругих колебаний, в значительной степени определяющие геологическую эффективность, разрешающую способность и глубину проникновения сейсмического сигнала. [Калинин А.В и др.]

Для успешного проведения работ необходимо подобрать оптимальные параметры источника. Обычно такие параметры как, отношение Peak to peak, peak to bubble, частотный состав, конфигурация кластера моделируются перед проведением работ. [Hopperstad J.F] Оптимальный параметр заглубления источника выбирается исходя из требований к частотному составу сигнала. При работе с пневматическим источником важно учитывать волну-спутник и её влияние на форму сигнала.

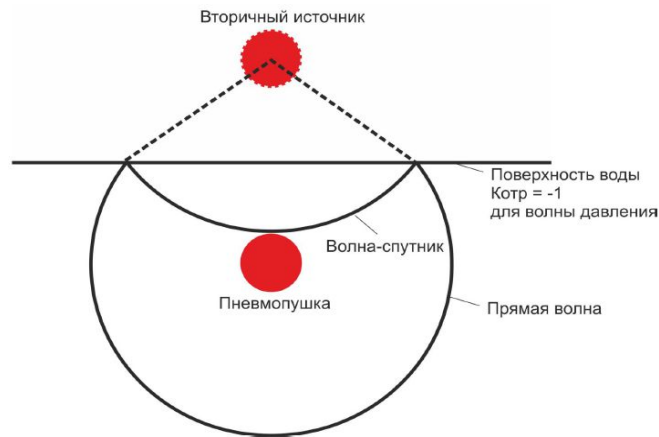


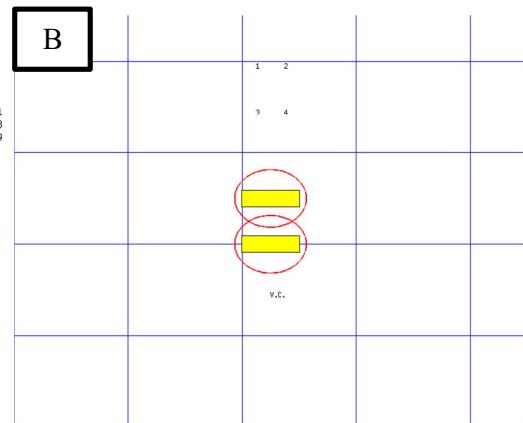
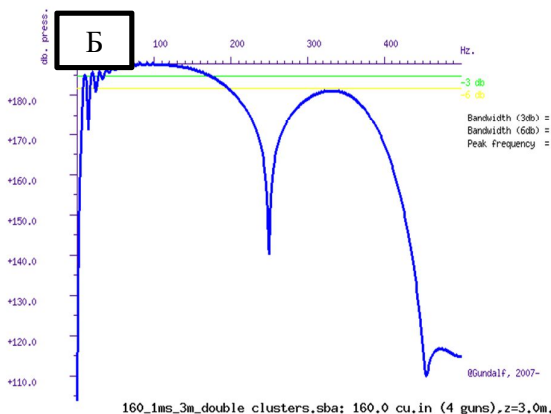
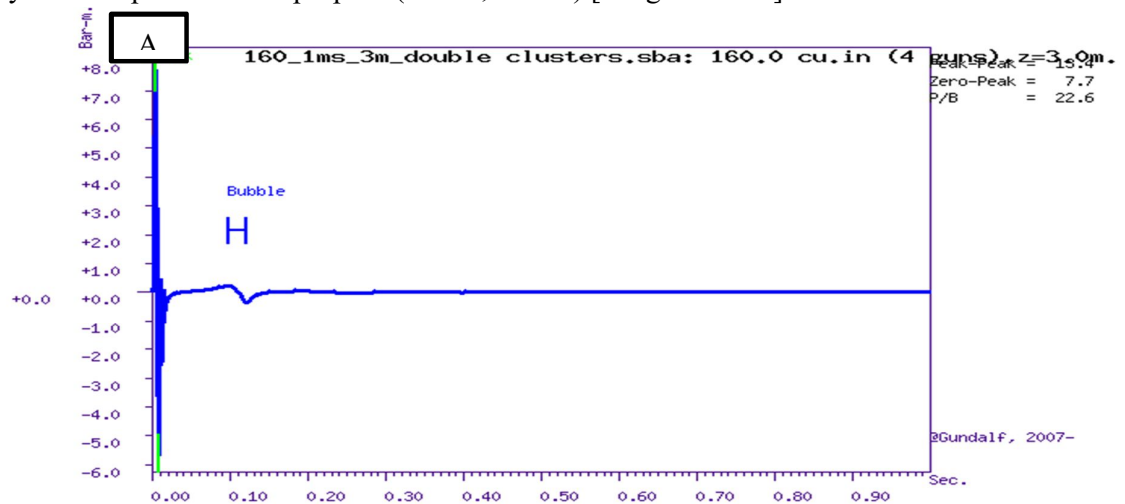
Рис. 2. Схема образования волны спутника

При выборе оптимального заглубления группы пневмоисточников руководствуются формулой  $H_u = \frac{c}{4f}$ .

$$\frac{wh_u}{c} = \frac{2\pi f_0 h_u}{c} = \pi \rightarrow \frac{c}{2h_u}$$

где  $f_0$  – центральная частота.  $c$  – скорость в воде.

Для получения оптимального результата необходимо рассмотреть множество конфигураций групп источников, которые очень часто используются при проведении работ на изучение верхней части разреза. (Рис. 3, Рис. 4) [Dragoset W.H]





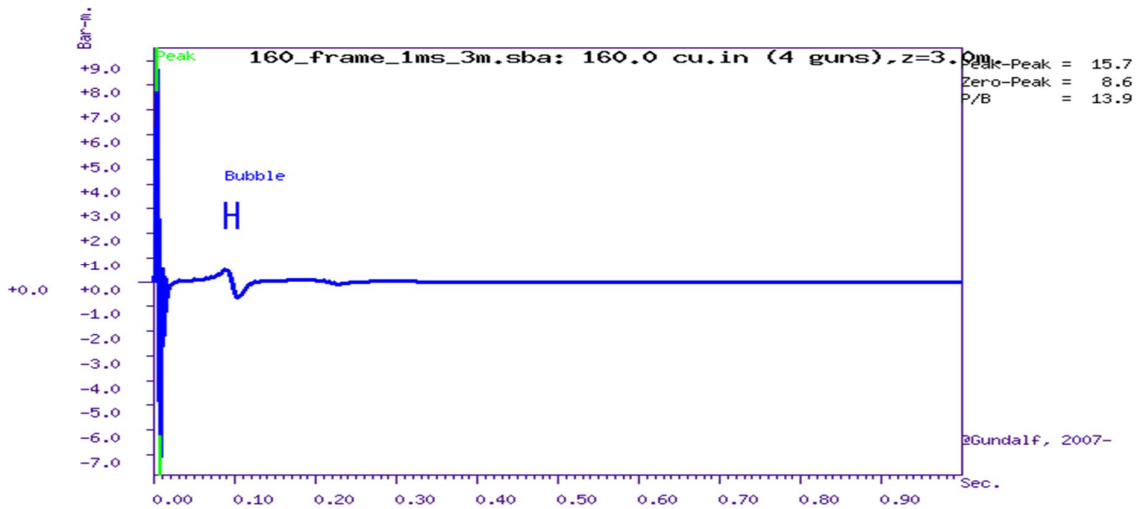


Рис. 3. Пример расчёта сигнатуры (А) и ее амплитудно-частотный спектр (Б) для группы из 4 пневмоисточников объемом 40 cu.in каждая, расположенных друг над другом (В)

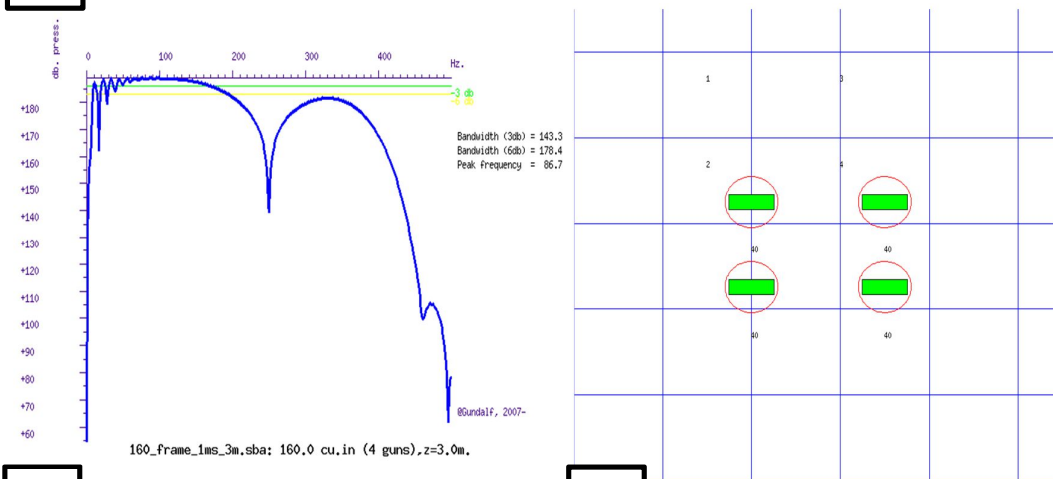


Рис. 3. Пример расчёта сигнатуры (А) и ее амплитудно-частотный спектр (Б) для группы из 4 пневмоисточников объемом 40 cu.in каждая, расположенных в вершинах прямоугольника (В)

### Заключение

Анализируя результаты моделирования сигнатур для различных конфигураций источников, можно утверждать, что для успешного проведения работ направленных на исследование верхней части разреза необходимо моделирование множества параметров и детальный анализ каждого из них.

### Благодарность (на усмотрение)

Авторы благодарят Горбачева С.В. за помощь в написании данного доклада

### Список литературы

*М. В. Алёшкин.* Особенности обработки данных инженерной сейсмозазведки на акваториях. // Тезисы международной конференции «Инженерная геофизика» - 2017. EAGE, 2017.

*Гуленко В.И.* Пневматические источники упругих волн для морской сейсмозазведки. Краснодар, 2003.

*Калинин А.В., Калинин В.В., Пивоваров Б.Л.* Потенциальная эффективность группирования источников в морской сейсморазведке // Прикладная геофизика. Вып. 82. М.: Недра, 1976.

*Степанов. Н.А., Ланцев В.В., Горбачев С.В., Филмонов А.В., Хохряков В.Н., Алёшкин М.В.* Специфика применения сигнатурной деконволюции на данных с нестабильным источником // Тезисы международной геолого-геофизической конференции «Геоевразия - 2018»

*Dragoset W.H.* Air-gun array specs: A tutorial // Geophysics: The leading edge of exploration. 1990. January

*Dragoset W. H., Hargreaves N., Larner K.* Air Gun Source Instabilities and Shot-by-Shot Signature Deconvolution, Geophysics, 2003.

*Giles B.F., Johnston R.C.* System approach to air gun array design // Geophysical Prospecting. 1973. V.21. № 1.

*Hopperstad J.F., Laws R.* Source Signature Estimation - Attenuation of the Seafloor Reflection Error in Shallow Water, 2006.

*Hegna S., Parkes G.* The low frequency output of marine air-gun arrays // Geophysics, 2011.

## **Choosing the best parameters of air-gun sources in the research of the upper part of the section**

**Mark Aleshkin<sup>1</sup>, Nikolay Stepanov<sup>1</sup>, Vladimir Lancev<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *JSC Marine Arctic Geological Expedition (JSC MAGE)*

### **Abstract**

In connection with the complication of the tasks posed to engineering and geophysical offshore works, there is a need to obtain the most informative high quality data. Therefore, even at the planning of the work, it is necessary to lay down the best parameters of the air-gun sources, optimizing them for specific conditions and geological structure.

When working with high resolution seismic (HRS), very often the parameters of the source, or group of sources, are chosen empirically or based on similar works of previous years without reference to the region. This approach is not correct and very often does not allow in the course of work to obtain the most informative data.

It is necessary to analyze a large number of parameters at the planning stage affecting the quality of the material obtained from previous works (geophysical, geological, etc.), including the source characteristics: group geometry, volume, directional features, towing depth, and others.

Air-gun parameters largely determine the geological efficiency, resolution and penetration depth of the seismic signal. For successful work it is necessary to choose the best parameters of the source. Typically, such parameters as Peak to peak, peak to bubble, frequency composition, cluster configuration are modeled before work. The optimal parameter of the source penetration is selected based on the requirements for the frequency composition of the signal. It is important to consider the ghost wave and its effect on the waveform in marine seismic works.

To obtain an optimal result, it is necessary to consider many configurations of groups of sources, which are very often used when studying the upper part of the section.

Analyzing the results of modeling signatures for various configurations of sources, it can be argued that for successful work aimed at the study of the upper part of the section, it is necessary to simulate a variety of parameters and a detailed analysis of each of them.

## *Изучение геологического строения верхней части разреза на акватории Карского моря*

**Замотина З.С.<sup>1</sup>, Иванова А.А.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*МГУ им М.В. Ломоносова*

<sup>2</sup>*ООО «МПиК»*

*Цель:* детальное изучение геологического строения верхней части разреза юго-восточной части шельфа Карского моря по данным ССВР и СВР.

*Актуальность:* Развитие методов сейсморазведки позволяет получать уникальные данные о геологическом строении Арктического шельфа. Проведение 2D и 3D сейсморазведки высокого (СВР) и сверхвысокого разрешения (ССВР) открывают возможности для детального исследования особенностей верхней части разреза юго-восточной части шельфа Карского моря, в частности, многолетнемерзлых пород, газонасыщенных осадков, палеоврезов, областей посткриогенных деформаций. Выявление всех особенностей разреза играют значимую роль для их дальнейшего учёта при прогнозе геологических рисков для бурения скважин на арктическом шельфе. Особенно опасным геологическим явлением в изучаемом регионе являются многолетнемерзлые породы (ММП), идентификация которых часто затруднительна в ходе проведения геофизических исследований, а также порой и бурения инженерно-геологических скважин. Применение сейсмических методов анализа геологического строения в данном регионе имеет ряд преимуществ: возможность осуществления площадной съёмки (покрытия), высокая детальность исследований, быстрота выполнения работ. Это определяет важность изучения признаков (характеристик) выявления особенностей ВЧР (в частности ММП) посредством анализа сейсмической волновой картины. Кроме того, при сейсмостратиграфическом анализе получаемых данных геологические опасности в ВЧР часто оказывают негативное влияние на прослеживание глубинных горизонтов. В частности, скоростные эффекты приводят к искажению истинного положения изучаемых горизонтов, а «газовые аномалии», локализованные в приповерхностной части, приводят к экранированию нижележащих осадочных толщ. Понимание процессов ВЧР позволит лучше учитывать сейсмогеологические особенности в процессе обработки и интерпретации данных.

*Задачи:*

- Формирование базы данных для интерпретации верхней части разреза
- Анализ региональной геологической информации района работ
- Сейсмостратиграфический анализ волновой картины по данным сейсморазведки высокого разрешения
  - Сейсмостратиграфическая привязка выделенных отражений
  - Выделение разрывных нарушений
  - Анализ верхней части разреза по данным сейсморазведки сверхвысокого разрешения
  - Выделение основных типов волновой картины сейсморазведки сверхвысокого разрешения

В первую очередь, анализировались данные СВР, глубинность исследования которых составила 2 км. Разрешающая способность 10-20 метров, частотный состав записи 20-100 Гц.

В результате анализа разрезов по различиям амплитудно-частотных характеристик записи и разности волновых картин было выделено 5 сейсмических комплексов (ССК 1 –

ССК 5), которые разделяются опорными отражающими горизонтами ОГ 1 – ОГ 5. (Рисунок 19).

Стратиграфическая привязка выделенных подразделений основывались на сопоставлении сейсмических данных с разрезами морских скважин: Харасавэйская-2, Ленинградская-1, Русановская-1, Белоостровская-1 (Геологическая карта..., S41-43). В целом, разрез представлен меловой и палеогеновой толщами, сложенными преимущественно терригенными породами.

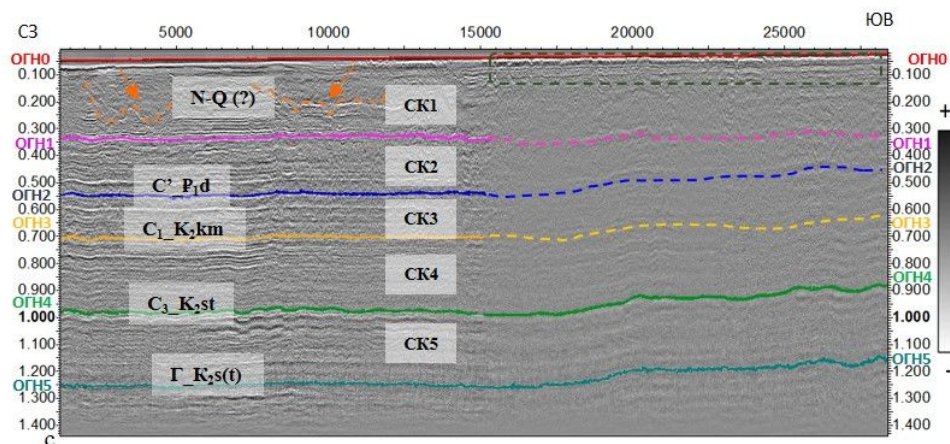


Рисунок 19. Сейсмический разрез СВР

Для более детального изучения сложного строения ССК 1 были использованы данные сейсморазведки сверхвысокого разрешения, которая является более высокочастотной (500-2000 Гц, разрешающая способность 1-2 м) однако обеспечивает меньшую глубинность (до 250 м ниже дна). В целом, разрез изменяется по латерали, однако выделяются области со схожим характером записи.

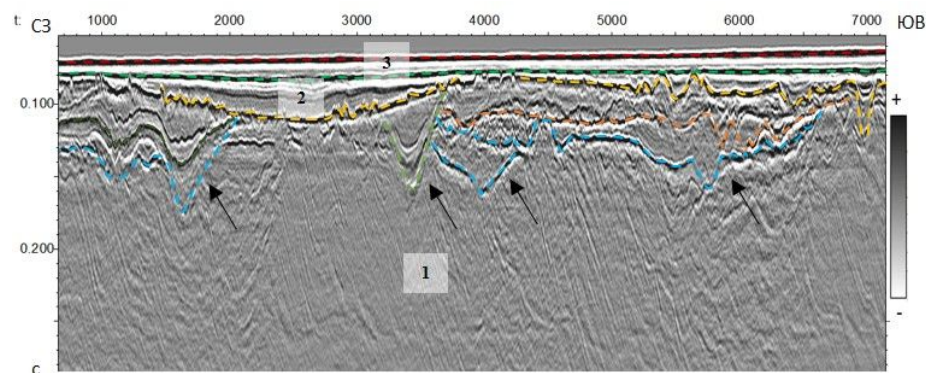


Рисунок 20. Сейсмический разрез ССВР

Первый тип записи представлен серией круто наклонных отражений. (Рисунок 20, под цифрой 1). Вверх по разрезу наблюдается множество относительно молодых маломощных палеоврезов с различной волновой картиной: от акустически прозрачной и хаотической до неясно слоистой (Рисунок 20, показаны чёрными стрелками). Отличия в типах сейсмической записи палеоврезов можно объяснить их формированием в различных условиях осадконакопления.

На нескольких площадках исследования были выделены крупные структуры (глубиной до 500 м), внутренняя волновая картина которых акустически прозрачная в нижней части. В верхней части наблюдается яркий рефlector более высокой амплитуды. Сложное



внутреннее строение данных структур, включающее горизонты обратной полярности, вероятно, сформировано при неоднократном промерзании и оттаивании выполняющих отложений (Рисунок 21, показано чёрными стрелками) (Росляков, 2017). Существует область на сейсмической записи, характеризующаяся резким падением амплитуд (нарушению прослеживаемости осей синфазности). Данные области предположительно являются протайками. Один из примеров такого образования показан на рисунке 3 (жёлтая стрелка). Необходимо отметить, что существуют ослабленные зоны в коренных породах на склонах палеоврезов, определяющиеся по хаотической записи (Рисунок 21, выделены красной пунктирной линией). Подобные зоны могут быть неустойчивы и представлять опасность для бурения.

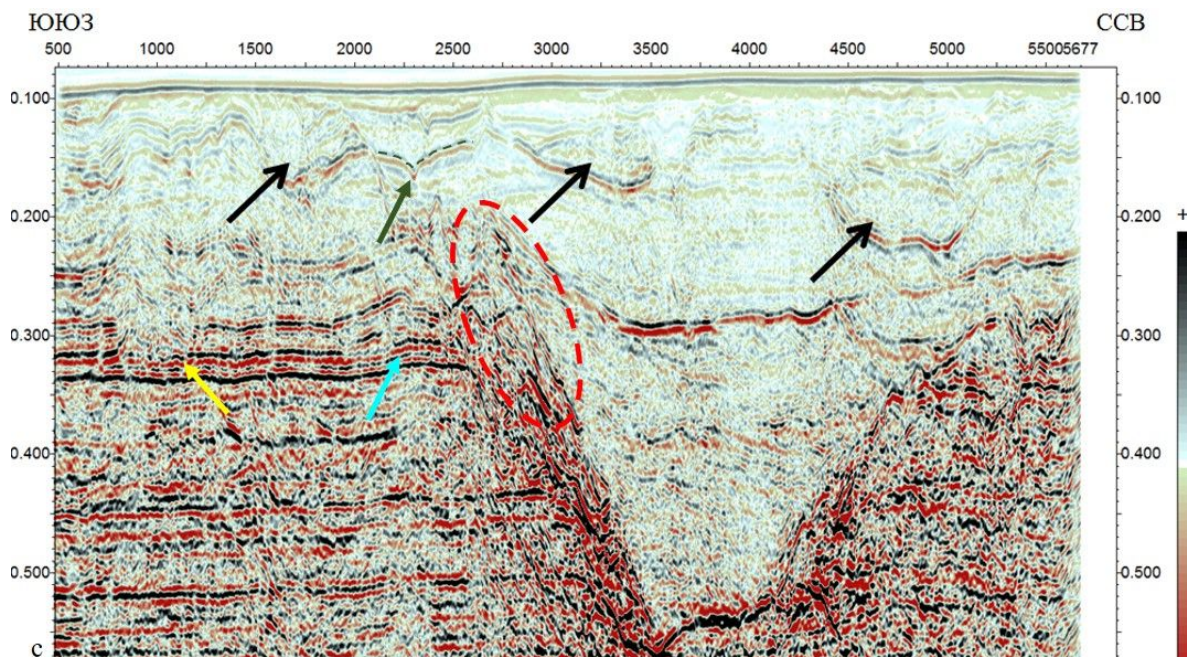


Рисунок 21. Пример протайки

Палеоврезы перекрыты деформированными, неясно слоистыми, местами хаотическими толщами с различными амплитудами и частотой. (Рисунок 20, под цифрой 2). Верхний маломощный подкомплекс выделяется по акустически прозрачной волновой картине и соответствует пескам  $N_2-Q$  возраста, перекрывающим подстилающие толщи с явно выраженным угловым несогласием (Рисунок 20, под цифрой 3).

Для юго-восточной части шельфа Карского моря характерно широкое распространение рассеянного приповерхностного газа (Иванова А.А., 2018). Он выделяется на сейсмических разрезах ССВР по частичному экранированию нижележащих отражений, сложной конфигурации отражений от кровли и их обратной полярности (Рисунок 19, зелёная пунктирная линия).

Формирование очень сложной структуры волнового поля, в которой присутствуют отражения не только от литостратиграфических границ раздела, но и от криогенных границ, а также от границ между отложениями с различными флюидами, вероятно, связано с характером геологического разреза изучаемой территории, определяемым, прежде всего, сложным процессом деградации позднеплейстоценового материкового оледенения (Гайнанов и др., 2005). На сейсмической записи предполагаемый мёрзлый грунт (Рисунок 21, показан зелёной стрелкой) выделяется по повышению скорости упругих волн, что

проявляется в ложном изгибе вверх нижележащих осей синфазности (Рисунок 21, показано бирюзовой стрелкой); по наличию ограниченных по протяжённости высокоамплитудным отражениям как прямой, так и обратной, по отношению к донному отражению, полярности.

**Выводы:**

Сеймостратиграфический анализ данных СВР и ССВР позволил детально изучить геологическое строение верхней части разреза юго-восточной части шельфа Карского моря, что обеспечило получение важных сведений для бурения.

**Список литературы:**

*В. Г. Гайнанов, Л. В. Поляк, В. Н. Гатауллин, А. С. Зверев* Сейсмоакустические исследования следов покровных оледенений в Карском море // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2005. — № 1. — С. 38–44.

*Иванова А.А., Пирогова А.С., Росляков А.Г., Терёхина Я.Е., Токарев М.Ю., Трифонов А.Н.* Seismic signatures of geological hazards on the shelf of the Kara sea – материалы конференции Near surface geoscience, Порто, 2018

*Росляков А.Г., Терехина Я.Е., Гордеев Е.К.,* Особенности геологического строения ВЧР в восточной части Карского моря - ООО "ПолиПРЕСС", Тверь, 2017

## Geologic structure research of the upper part of section in the Kara Sea

Zamotina Z. S.<sup>1</sup>, Ivanova A. A.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Lomonosov Moscow State University

<sup>2</sup>MPIK LLC

*Goal:* detailed research of geologic structure of the upper part of section of southeastern part of shelf of Kara sea according to VHRS and HRS.

*Relevance:* the development of seismic methods allows to get the unique Arctic shelf structure data. 2D and 3D high resolution seismic (HRS) and very high resolution seismic (VHRS) surveys enable detailed study of the features of the upper part of section of the Kara sea southeastern shelf part, particularly, permafrost, gas saturated sediments, paleo cuts, post-cryogenic deformations zones. Revealing of all section features plays an important role for their future account in geologic risks forecasts for boreholes drilling on Arctic shelf. Permafrost is an especially dangerous geologic phenomenon. It's hard to identify permafrost during geophysical studying and sometimes during drilling of geological engineering wells. The application of seismic methods has several advantages: the possibility to make an areal survey, high resolution of surveys, high research speed. It defines the importance of studying of the attributes, revealing the features of the upper part of the section (permafrost particularly) by analyzing the seismic wave pattern. Besides, Geologic dangers in seismostratigraphic analysis data have a negative influence on deep layers tracking. Particularly, speed effect leads to distortion of the true deep layers, while “gas anomalies” located in near surface layers cause screening of underlying layers. The understanding of the upper part section processes allows to take account of seismogeologic features during processing and interpretation of data.

Tasks:

- Formation of database for interpretation of the upper part section
- Regional geologic information analysis of studying area
- Seismostratigraphic analysis of the wave pattern according to VHRS
- Seismostratigraphic positioning of picked reflections
- Discontinuous faults picking
- Seismostratigraphic analysis of the upper part section according to HRS

Firstly, HRS data was analyzed. Research depth is 2 km, resolution is 10-20 meters, frequency composition is 20-100 Hz.

As a result of sections analysis by differences in AF record characteristics and wave patterns difference 5 seismic sequences were picked out (SS 1 – SS 5), which are divided by key reflectors KR 1 – KR 5. (Figure 1).

Stratigraphic positioning of picked subdivisions was based on matching seismic data with sea wells sections: Harasaveyskaya-2, Leningradskaya-1, Rusanvskaya-1, Beloostrovskaya-1 (Gelologic map..., S41-43).

Generally, the section is presented by cretaceous and Paleogene layers, composed mostly by terrigenous rocks.



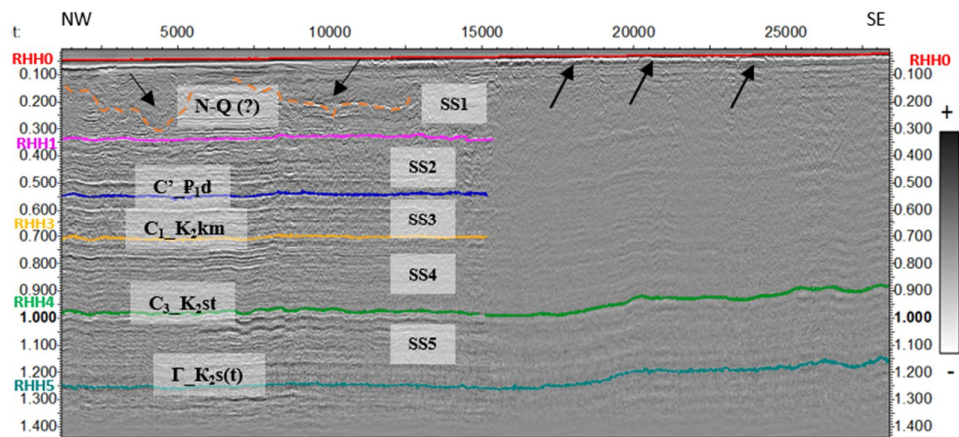


Figure 1. HRS section.

In order to make a more detailed study of complex structure of SS 1 VHRS data was used. It has bigger frequencies (500-2000 Hz, resolution is 1-2 m), however it has smaller depth (up to 250 m under bed). Generally, section is changing laterally, but there are areas with the similar record patterns.

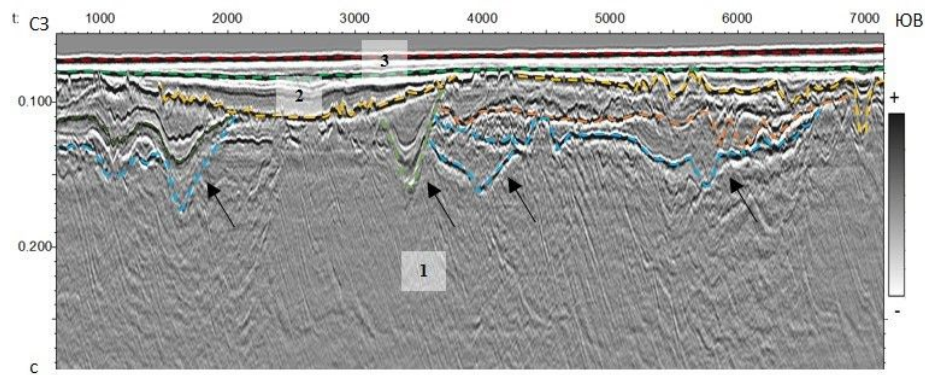


Figure 2. VHRS section.

The first record type is presented by a series of abruptly inclined reflections that don't have any "roots" in underlying part of section (Figure 2, number 1). Up to the section there are many relatively young low width paleo cuts with different wave patterns: from acoustically transparent and chaotic to unclearly layered (Figure 2, shown by black arrows). The differences in the types of seismic records of paleo cuts can be explained by their formation in different conditions of sedimentation with formation of multiple generations.

Big structures were allocated on several squares of research (depth up to 500 m). Their inside wave pattern is acoustically transparent in lower part. A high amplitude reflector can be seen in the upper part. A complicated their structure is generated by multiple freezings and defrostings of sediments. (Figure 3, shown by black arrows) (Roslyakov, 2017). There is a part of seismic section, characterized by a sharp drop in amplitudes. An example of this formation is shown on the figure 3 (yellow arrows), where picking of borders is complicated by chaotic record. There are weakened zones in bed-rocks on paleo cuts slopes (possibly, buried landslides), defined by the chaotic records (Figure 3, red dotted line). These areas can be accompanied by deformational-strength heterogeneity of the ground, that must be taken into account during correction. Cryogenic and post-cryogenic processes are likely the reasons of occurrence of this cuts generation.

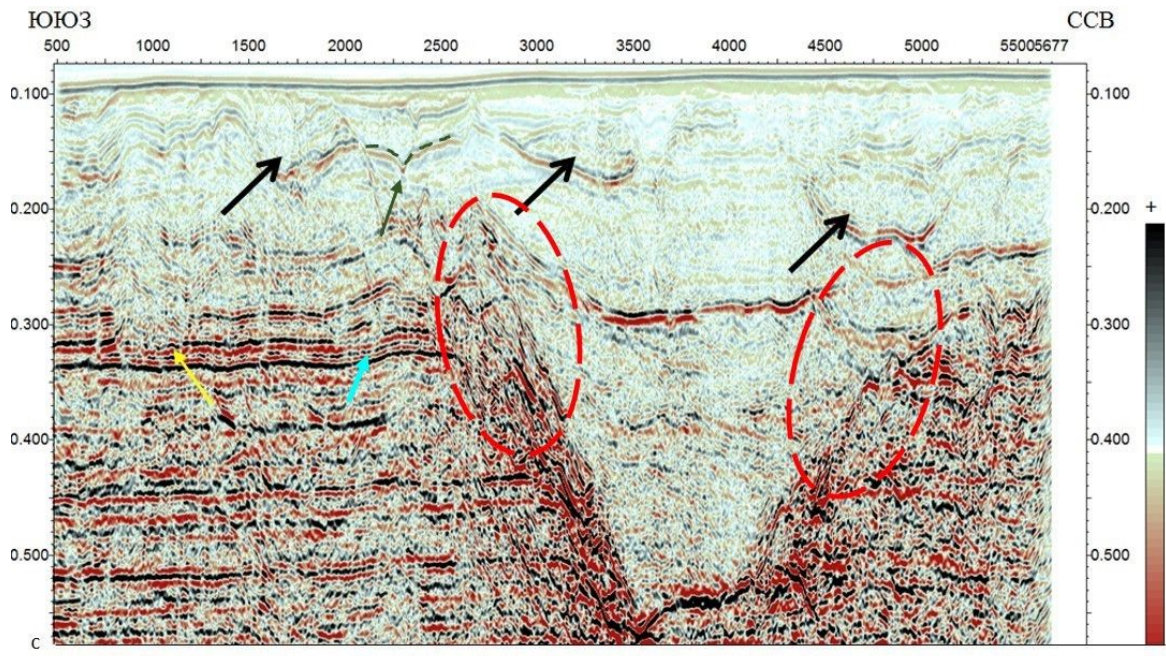


Figure 3. Example of structure is connected to post-cryogenic processes(?).

Paleo cuts are overlapped by deformed unclearly layered sometimes chaotic layers with a different reflection dynamic (Figure 2, number 2). Upper weakened subsequence is picked out by acoustically transparent wave pattern and fits the sand N<sub>2</sub>-Q, which overlay underlying layers with angular displacement (Figure 2, number 3).

Wide spreading of disseminated near surface gas is common for the southeastern part of the Kara Sea (Ivanova A. A., 2018) It is found on seismic sections of VHRS by partially shielding of underlying reflections, complicated configuration of reflections from top and their reversed polarity (Figure 1, green dotted line).

The formation of very complex wave pattern structure, that includes the reflections from litostratigraphic borders as well as from cryogenic borders and the borders between different types of fluids, possibly, connected to the character of geologic process of research territory section, defined primarily by complicated process of degradation of late Pleistocene continental glaciation (Gainanov and others, 2005). Supposed frozen soil on seismic record (Figure 3, green arrow) is segregated by seismic waves velocity increasing, which can be seen in a false bending of the underlying synphase axes (Figure 3, turquoise arrow), and by the presence of limited by length high amplitudes reflections (both direct and reversed), by the bed reflection and polarity.

#### Conclusions:

Seismostratigraphic analysis of HRS and VHRS allowed to study geologic structure of upper part of the section in the southeastern part of Kara Sea shelf in detail. It provided getting of important data for drilling.

#### References:

- Gainano V. G., Polyak L. V., Gataullin V. N., Zverev A. S.* Acoustic studies in the traces of sheet glaciation in the Kara sea// Moscow University Geology Bulletin., Allerton Press Inc., 2005
- Ivanova A.A., Pirogova A.S., Roslyakov A.G., Terekhina Y.E., Tokarev M.J., Trifonov A.N. Seismic signatures of geological hazards on the shelf of the Kara sea – materials of the conference Near surface geosience, Porto, 2018

Roslyakov A.G., Terekhina., Gordeev E.K. Geological structure features of the upper part of the section in the Eastern part of the Kara sea - Tver, 2017

# ТВЕРДЫЕ ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ

## *Роль аэрогеофизических методов при поисках месторождений твердых полезных ископаемых*

**Бабаянц Павел Суренович, Трусов Алексей Андреевич**

*АО «ГНПП «Аэрогеофизика», г. Москва*

Аэрогеофизические модификации наземных геофизических методов изначально разрабатывались и с успехом использовались для поисков месторождений твердых полезных ископаемых. С их помощью во второй половине прошлого века были открыты и оценены месторождения железных руд, алмазов, рудного золота, радиоактивного сырья и др. В последние годы, вследствие повышения качества и разрешающей способности методов, удалось существенно расширить состав изучаемых объектов, поскольку стало возможным исследование малоконтрастных залежей, залегающих в неблагоприятных ландшафтно-геологических условиях.

В настоящее время комплекс аэрогеофизических методов, используемый при поисках месторождений твердых полезных ископаемых, включает в себя аэромагнитную съемку, аэрогамма-спектрометрию и (в последние 10-15 лет) одну из модификаций аэроэлектроразведки. При наличии дополнительно привлекаются данные наземной гравиметрии.

Привлечение в комплекс электроразведочного канала позволило существенно расширить спектр решаемых задач. Так, использование частотных модификаций метода (дипольное индуктивное профилирование – ДИП) позволяет дополнительно осуществлять:

- Выделение и картирование разноранговых зон разрывных нарушений, проницаемых зон трещиноватости и дробления, выраженных линейными зонами проводимости;
- Изучение внутреннего строения площадных деструктивных зон по характеру распределения проводимостей;
- Выделение локальных аномалий проводимости, перспективных на обнаружение рудных залежей;
- Выделение и картирование погребенных палеодолин с целью прогнозирования россыпных месторождений;
- Выявление погребенных кор выветривания и связанных с ними залежей полезных ископаемых;
- Картирование геологических тел с контрастными электрическими свойствами.

Из приведенного перечня очевидно, что метод ориентирован в первую очередь на решение картировочных задач, однако во многих случаях последовательное решение задач, нацеленных на картирование структурных, вещественных, литолого-фациальных и др. неоднородностей выводит практически на прямое обнаружение объекта (например, гидrogenных урановых месторождений).

Выраженной поисковой направленностью обладает модификация аэроэлектроразведки, основанная на изучении нестационарных полей (Метод переходных процессов, или Time Domain на Западе).

Важным недостатком технологий Time Domain по сравнению с частотными модификациями электроразведки является плохое разрешение метода в области относительно высоких сопротивлений (свыше 200 Ом\*м), однако в последние годы, за счет регистрации помимо характеристики спада электромагнитного поля и характеристики насыщения, этот недостаток удалось в значительной мере снивелировать. В то же время

современные методы обработки данных позволяют извлекать из материалов этой модификации аэроэлектроразведки данные о поляризуемости разреза, что крайне важно при поисках месторождений, связанных с сульфидной минерализацией

Метод для решения следующих задач:

- Детальные поиски сульфидных медно-никелевых месторождений;
- Детальные поиски полиметаллических свинцово-цинковых руд;
- Выделение аномалий, благоприятных на обнаружение кимберлитовых трубок (совместно с другими геофизическими методами);
- Изучение внутреннего строения рудоконтролирующих тектонических зон и прослеживание рудолокализирующих структур по латерали и на глубину;
- Изучение геологического строения верхней части разреза посредством детального зондирования;
- Выделение аномалий поляризуемости.

В качестве перспективного направления следует назвать аэровариант метода АМТЗ, активно развивающийся в последние годы. Он обладает уникальной (для аэроварианта электроразведки) глубиной (свыше 1 км), но пока что недостаточным пространственным разрешением для локализации объектов относительно малых размеров, свойственных для месторождений твердых полезных ископаемых.

Высокое качество и пространственное разрешение современных аэрогеофизических данных позволяют использовать их практически на всех стадиях геологоразведочного процесса. При этом если при выполнении среднемасштабных региональных работ целевой объект как правило не определен, то детальные съемки нацелены обычно на локализацию объектов, относящихся к вполне конкретному промышленному (генетическому) типу.

Однако во всех случаях вначале выполняется общая геофизическая интерпретация данных, нацеленная на решение задач общегеологического назначения (структурно-тектоническое и вещественно-петрофизическое картирование, ландшафтно-геологическое районирование и т.п.). Здесь используются методы и технологии, не использующие, или использующие ограниченно, априорную информацию. Результаты такой интерпретации могут нести информацию и о локализации поисковых объектов (тектонический контроль, стратиграфическая приуроченность и т.п.), однако поисковая направленность работ реализуется главным образом на следующем этапе, с привлечением всего объема априорной геолого-геофизической информации, имеющейся в наличии.

В зависимости от характеристик поискового объекта, методы, используемые на втором этапе интерпретации, могут существенно различаться. Если объект исследований хорошо локализован, характеризуется наличием четких физических границ, то наибольшей эффективностью обладают методы локальной интерпретации, нацеленные на выявление и оценку параметров изолированных геологических тел. Наиболее ярким примером объектов подобного класса являются коренные месторождения алмазов, приуроченные к кимберлитовым трубкам взрыва. К числу подобных объектов можно отнести и месторождения черных металлов. В случае если такие месторождения представлены ассоциациями ферромагнитных минералов, интерпретация геофизических материалов может потребовать использования довольно изощренных методов количественной интерпретации, при этом часто удается даже обеспечить оценку запасов месторождения по геофизическим данным.

Значительная часть коренных месторождений цветных и благородных металлов, а также большинство россыпных месторождений характеризуются отсутствием четких физических границ – контуры месторождений определяются величиной бортового содержания, которая может изменяться в широких пределах в зависимости от конъюнктуры рынка. В этих случаях наиболее эффективным представляется использование методов интерпретации, направленных на выявление косвенных критериев и признаков локализации оруденения.

Конечно, граница между двумя классами объектов достаточно условна: при поисках месторождений первого типа может оказаться весьма полезным выявление дополнительных косвенных критериев локализации оруденения, с помощью которых можно осуществлять, например, разбраковку выделенных перспективных объектов. Наоборот, при изучении месторождений второго типа во многих случаях могут помочь методы локальной интерпретации. Важно, что в первом случае в качестве основных выступают методы количественной и полуколичественной интерпретации данных, а во втором – методы вероятностно-статистического анализа, в т.ч. алгоритмы распознавания образов с обучением на эталонных объектах.

When localizing ore deposits, the most commonly used set of airborne methods is aeromagnetic survey, gamma-ray spectrometry and one of the modifications of electromagnetic surveys (frequency or time-domain). These methods based on structural prediction and search prerequisites for mineralization localization:

- faults of different orders and their intersection points, zones of crushing and fracturing can be detected by aeromagnetic and EM surveys;

- zones of sulfidization and hydrothermal mineralization can be mapped by means of EM survey;

- the zones of contact metamorphism and metasomatism, in particular the areas of potassium metasomatism, can be detected and traced based on airborne gamma-ray spectrometry;

- in the presence of a connection between mineralization and magmatism, intrusive complexes can be mapped according to aeromagnetic and gamma-ray data.

At the prospecting stage, an approach based on identification in the measured geophysical fields of various criteria for localization of mineralization is used. In case the latter are not contrast, statistical methods of processing are used, including algorithms for pattern recognition with training on reference objects.



# *Применение современных электромагнитных технологии при поисках и разведки месторождений полезных ископаемых в Казахстане*

**Беляков Сергей Николаевич<sup>1</sup>, Olex Ingerov<sup>2</sup>, Есимханова Нурганым**

**Даулетбековна<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> АО «Национальная геологоразведочная компания «Казгеология»

<sup>2</sup> «Phoenix Geophysics» LTD

## **Введение**

Одним из ключевых этапов геологоразведочных работ являются геофизические исследования. От эффективности их использования в большинстве случаев зависит успех всего комплекса геологоразведочных работ, проводимых на том или ином объекте.

Современные геофизические технологии при правильном их использовании и обязательном применении принципов рационального комплексирования различных технологий позволяют достаточно эффективно исследовать территории с целью поисков новых месторождений полезных ископаемых (МПИ).

При исследовании месторождения со сложным геологическим строением, роль геофизических методов всё чаще сводится не к прямым поискам рудных объектов, а к решению задач поиска различных косвенных рудоконтролирующих признаков (анализ структурно-тектонического строения, выявление элементов зональности и косвенных факторов контроля оруденения). Сегодня отмечено интенсивное внедрение в практику рудной магнитотеллурики, которая является эффективным инструментом при решении задач структурного картирования и прогнозирования различных видов месторождений полезных ископаемых. Внедрение магнитотеллурических методов для решения рудных задач существенно повышает глубинность электроразведочных исследований и даёт возможность выявления глубокозалегающих крупных месторождений по геофизическим данным.

В мире за последние годы сложился достаточно эффективный поисковый комплекс электроразведочных методов. Этот комплекс включает технологии АМТ+МТ+МВП и TDIP. АО «Национальная геологоразведочная компания «Казгеология» в последние годы успешно применяла этот комплекс на целом ряде перспективных объектов. Это стало возможным благодаря успешному освоению самой современной полевой аппаратуры и программного обеспечения для обработки и интерпретации полевых данных.

## **Применение современных геофизических методов для поисков полиметаллического оруденения в Центральном Казахстане**

Одним из успешных примеров эффективного комплексирования современных геофизических технологии можно привести проект Казгеологии, ориентированный на поиски полиметаллического оруденения в Центральном Казахстане.

Первый этап включал себя проведение наземной магниторазведки, для уточнения информации о структурно-тектоническом строении участка, выявления структурных элементов и высокоинтенсивных магнитных аномалий, связанных с наличием на

исследуемом участке железно-содержащих объектов, определения перспективных площадей для проведения дальнейших электромагнитных исследований.

На втором этапе были выполнены полевые работы методом АМТ+МТ+МВП с шагом 1000x250м, использовалась аппаратура Phoenix Geophysics Ltd.» и «Advanced Geophysical Operations and Services inc.» (Канада). При анализе полученных полевых данных АМТ+МТ+МВП одним из важных этапов является корректное редактирование амплитудно-фазовых кривых, что позволяет производить эффективную экспресс оценку данных, и предварительно определять места возможного нахождения проводящих объектов. По завершению анализа полученных электромагнитных данных АМТ+МТ+МВП, на трех наиболее перспективных локальных участках были проведены детальные площадные электроразведочные исследования TDIP по сети 250x25м.

На рисунке 1 показаны результаты совместной геолого-геофизической интерпретации с учётом результатов бурения поисковых скважин и выделенных по результатам аналитических исследований интервалов с богатой полиметаллической минерализацией и промышленными содержаниями свинца и цинка. Полученные данные АМТ+МТ+МВП и TDIP хорошо коррелируют и дополняют друг другом, а совместное их применение снижает неоднозначности при анализе геофизической фактуры. Можно с уверенностью сказать, что совместное применения ЭМ-технологий является достаточно эффективным инструментом поисков и разведки полезных ископаемых.

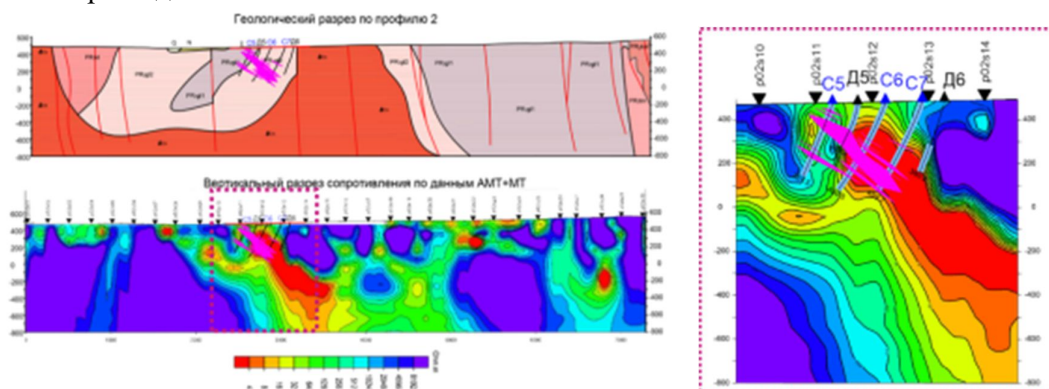


Рис 1. Заверка проводящих объектов поисковым бурением.

По результатам выполненных впоследствии горных и буровых работ, последующих аналитических исследований была проведена оценка прогнозных ресурсов участка по категории Р<sub>1</sub> и предварительные экономические расчеты, которые показывают возможность рентабельной отработки выявленного объекта с высоким суммарным содержанием полиметаллов (свинец, цинк) и сопутствующего им серебра.

### **Комплексирование современных геофизических технологии при поисках меднопорфирового оруденения в Центральном и Северном Казахстане**

Первый из участков исследований в Центральном Казахстане представляет собой типичный объект медно-порфирового типа с ярко выраженными элементами зональности. Рудовмещающими породами для сульфидной минерализации являются диориты и гранодиориты кислого или среднего составов. Для выявления элементов зональности и уточнения структурно-тектонической картины вначале были проведены “относительно

легкие геофизические методы” – грави-магниторазведка. Общеизвестно, что тектонические нарушения на медно-порфировых объектах зачастую могут являться рудоконтролирующим и рудоподводящими. Наибольший интерес с точки зрения обнаружения полезной сульфидной минерализации представляют зоны повышенной проводимости (АМТ+МТ+МВП) и поляризуемости (TDIP), выявленные в пределах одного из профилей исследований (рисунок 2).

Поисковым бурением на данном профиле подсечены рудные интервалы со средним содержанием меди в пределах от 0.12 до 0.28% и молибдена от 0.001 до 0.003%. Мощность рудных пересечений колеблется в пределах от 4 до 53м. Практически большая часть рудных интервалов располагается в контуре аномалии повышенной проводимости по данным АМТ+МТ+МВП. По результатам лабораторных анализов керн поисковых скважин был проведён предварительный подсчёт прогнозных ресурсов по категории Р<sub>1</sub>.

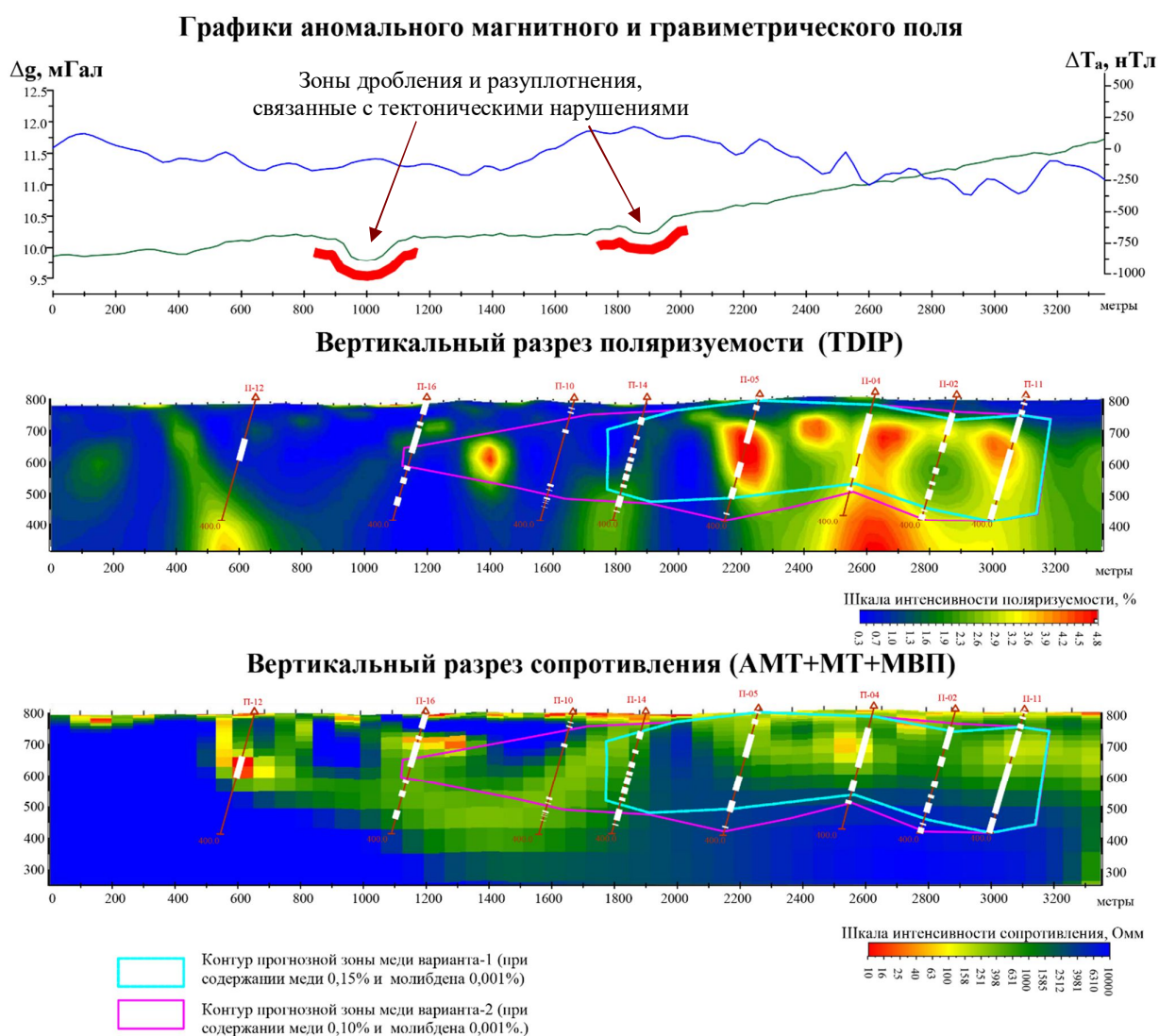


Рис 2. Комплексирование геофизических технологий с результатами поискового бурения (белым цветом обозначены зоны медной минерализации с содержанием от 0,05% и выше).

Следующим примером успешного комплексирования современных геофизических технологий можно привести результаты исследований в Северном Казахстане на площади, потенциально перспективной на наличие оруденения колчеданного и меднопорфирового типа. Был проведен комплекс геофизических исследований, включающий магниторазведку, аэроэлектроразведку ZTEM и электроразведку методом TDIP. По результатам количественной интерпретации и моделирования на площади детального участка TDIP в северо-западной части выделяются интенсивные линейные зоны повышенной поляризуемости до 8%, при фоновых 0.5-0.8%. Большинство поисково-разведочных скважин в этом районе вскрыли зоны гидротермально измененных диоритов, диоритовых и андезитовых порфиров, минерализованных пиритом и халькопиритом. Количество пирита варьирует от 3-5 до 10-15 %, что фиксируется довольно протяженными эпицентрами аномалии IP большой интенсивности. Горно-буровыми работами вскрыта зона медной минерализации, где среднее содержание меди составляет 0,4% на мощность 8 м.

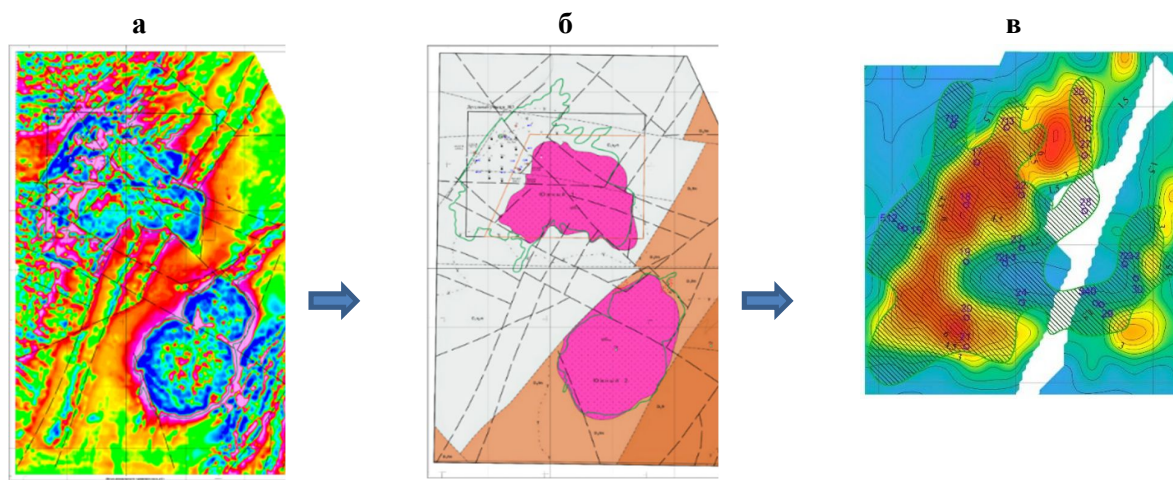


Рис 3. Комплексирование геофизических технологий при поисках меднопорфирового типа в Северном Казахстане. (а – карта изодинам локальной составляющей магнитного поля; б – геологическая карта; в – карта поляризуемости на глубине 150м совмещенная с ореолами меди по данным поискового бурения).

### Заключение

Использование современных геофизических технологий позволяет решать широкий спектр задач при поисках и разведке различных типов месторождений. При этом использование комплексных подходов способствует выявлению признаков рудных объектов на больших глубинах, и проведению более достоверного прогноза, скрытого и слабо проявленного оруденения.

Использование эффективных и относительно недорогих геофизических методов, как правило, позволяет существенно оптимизировать последующие горно-буровые, горнопроходческие и горно-добычные работы, резко снижая их объем, что в конечном итоге сказывается на существенной экономии и уменьшении суммарных затрат по объекту.

### Список литературы

*Абдикаримов Т.Б., Хамзин Б.С. и др.* Поисковые работы на медно-порфировое оруденение на участке Сарыадыр в Агадырском рудном районе, Карагандинская область // Отчёт АО «Казгеология» за 2015-2017 гг.

*Беляков, С.Н., Есимханова, Н.Д., Кононов, А.В.* Комплексирование современных геофизических технологии при поисках меднопорфирового оруденения на участке Сарыадыр // EAGE Engineering and Mining Geophysics 2018 DOI:10.3997/2214-4609.201800496

*Когай С.Г., Искаков К.И.* Поисковые геолого-геофизические работы м-ба 1:10 000 в древних толщах Центральной части Карсакапайского поднятия с целью выявления месторождений меди и полиметаллов стратиформенного типа и оценки прогнозных ресурсов Р1 и Р2 до гл. 200-250 м. // Отчёт Карсакапайской партии за 1989-96 гг.

*Ingerov O.I., Kauldashev K.A., Belyakov S.N., Yessimkhanova N.D.* Modern electromagnetic technologies are highly effective tool in searching and mineral exploration // The 25<sup>th</sup> World Mining Congress 2018, Astana, Kazakhstan, June 19-22

*Ingerov, A.*, 2011, Recent tendencies in onshore and offshore EM equipment development: Materials of the Fifth all-Russian workshop-seminar in the name of M.N. Berdichevsky and L.L. Vanyan on electromagnetic soundings of the Earth // EMS-2011, St. Petersburg, Russia, May 16-21, Abstract Book, Vol.1, 86-102.



## Using of the modern electromagnetic technologies in prospecting and exploration of mineral deposits in Kazakhstan

**Sergey Belyakov<sup>1</sup>, Olex\_Ingerov<sup>2</sup>, NurganymYessimkhanova<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> JSC National Geological Prospecting Company "Qazgeology"

<sup>2</sup> «Phoenix Geophysics» LTD

### Introduction

Modern geophysical technologies, with proper use and applying rational integration guarantee successful researches for new mineral deposits.

During the study with a complex structure, the role of geophysics is frequently reducing not to direct surveys, but to the research for indirect and ore-controlling signs.

An effective survey complex has emerged in the world which includes AMT + MT + IPM and TDIP technologies. Qazgeology has successfully applied it on the whole transition of perspective objects.

### Application of geophysical methods for the survey for polymetallic mineralization

At the first stage magnetic exploration was carried out. At the second stage AMT + MT + IPM were performed.

Analyzed data of AMT + MT + IPM on the detailed local TDIP studies were conducted on domestic areas.

Figure 1 shows the results of interpretation and drilling.

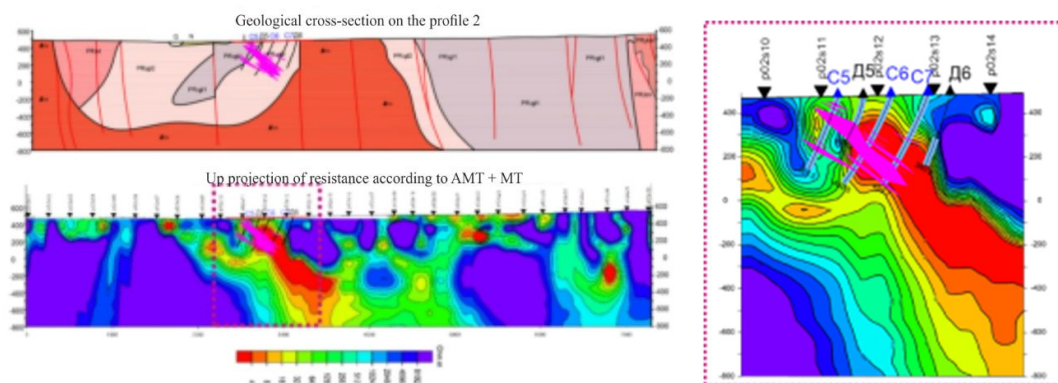


Figure 1. Verification of conducting objects by drilling.

Based on the results of the researches, resources were estimated and economic calculations showed the profitability of working the object with a high total content of lead, zinc and related silver.

### Integration of geophysical technology in the search of porphyry copper mineralization

The first of the sections is the typical object of porphyry copper type.

The greatest interest zones are increased conductivity (AMT + MT + IPM) and polarizability (TDIP) (Figure 2).

By drilling was cut intervals with a copper content of 0.12-0.28% and molybdenum 0.001-0.003%. The power of the ore crossing is 4-53m. Most of the ore intervals are located in the area of increased conductivity.

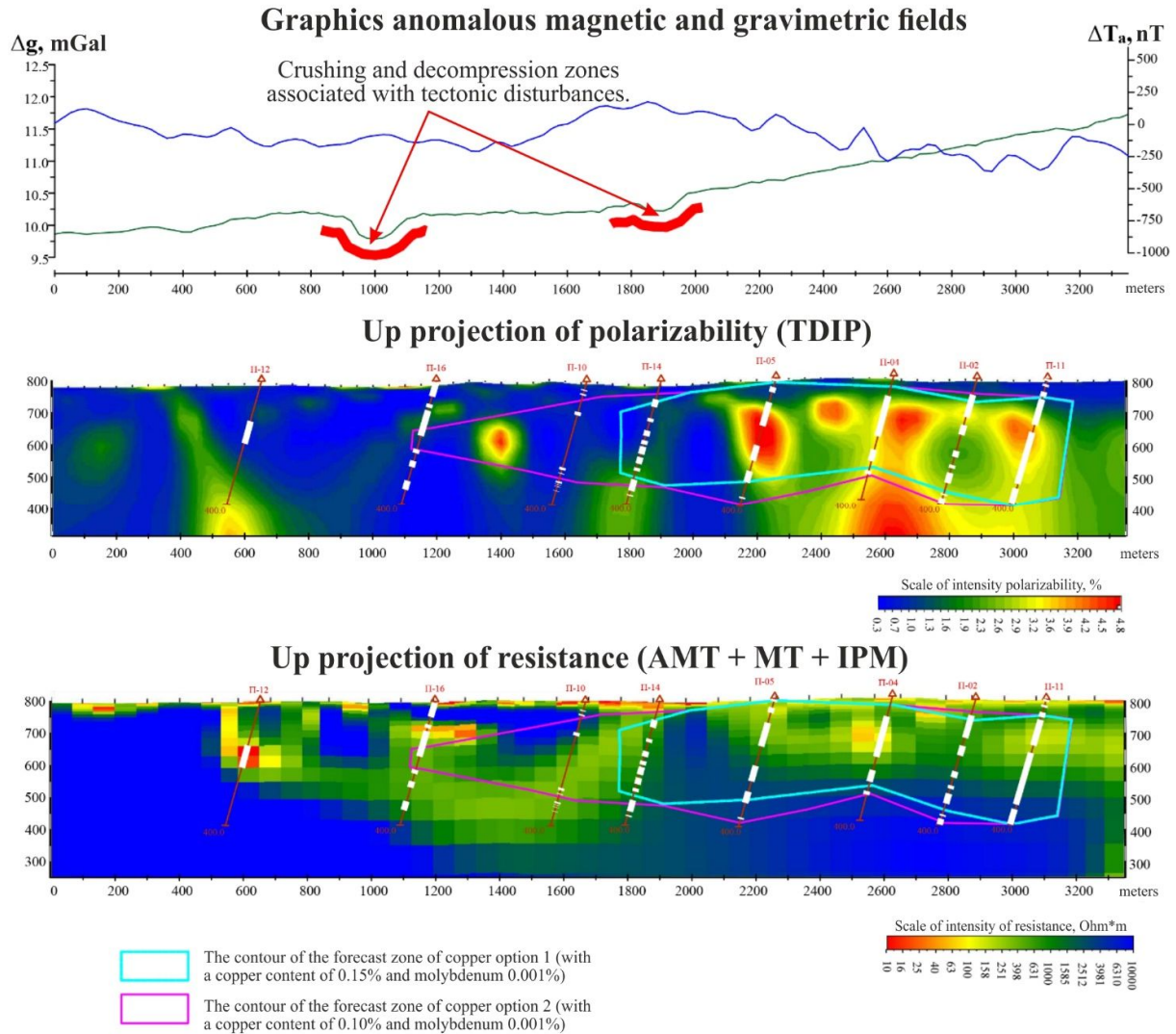


Fig 2. Integration of the geophysical technologies (white marked copper mineralization of 0.05% and above).

The next example is a survey on prospective area for pyrite and copper porphyry mineralization. The following complex was carried out: geomagnetic, ZTEM aero-electrical prospecting and TDIP electrical prospecting. Zones of increased polarizability up to 8%. The wells opened zones of hydrothermally altered diorites and porphyry with pyrite and chalcopyrite. The mining and drilling works opened up a zone of copper mineralization with an average grade of 0.4% for a capacity of 8 meters.

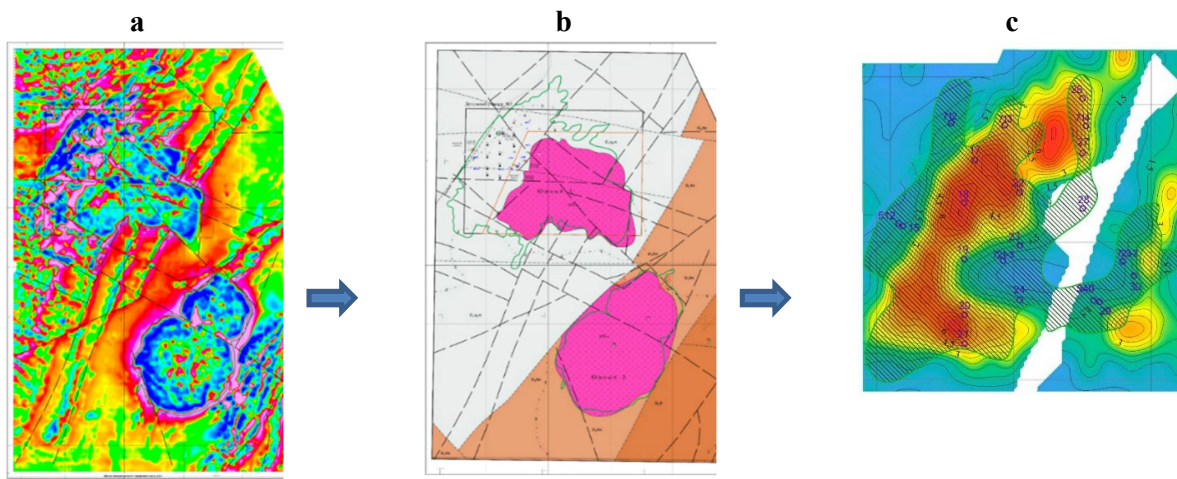


Fig 3. Integration of geophysical technologies. (**a** is a map of a local magnetic field; **b** is a geological map; **c** is a polarizability map with halos of copper).

### Conclusion

The use of modern geophysical technologies allows us to solve the wide range of tasks during surveys for different types of deposits. The use of integrated approaches contributes to the identification signs of ore objects at the great depths, and more reliable prediction of hidden and weakly manifested mineralization.

### Список литературы

*Belyakov S.N., Yessimkhanova N.D., Kononov A.V.* Integration of the modern geophysical technologies in the research for copper-porphyry mineralization in the Saryadyr area.

// EAGE Engineering and Mining Geophysics 2018 DOI:10.3997/2214-4609.201800496

*Ingerov O.I., Kauldashev K.A., Belyakov S.N., Yessimkhanova N.D.* Modern electromagnetic technologies are highly effective tool in searching and mineral exploration // The 25<sup>th</sup> World Mining Congress 2018, Astana, Kazakhstan, June 19-22



## Геолого-геофизические критерии поисков гидротермально-метасоматических месторождений марганца на примере рудопроявления Ньякадеча, республика Зимбабве.

**Воробьёв Юрий Вадимович<sup>1</sup>, Дорохова Екатерина Витальевна<sup>1</sup>, Кузовенков Александр Дмитриевич<sup>1</sup>, Самсонкин Анатолий Вадимович<sup>1</sup>, Перхурова Виктория Алексеевна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Северо-Западная геолого-геофизическая компания «Геокомплекс»

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский государственный университет

### Введение

По объему мирового потребления марганец занимает 4-е место после железа, алюминия и меди. Мировые запасы марганцевой руды оцениваются в 5-6 млрд. т.

В последнее десятилетие мировое производство марганцевой руды составило в среднем за год 33-35 млн.т, а по содержанию марганца – 10-12 млн.т. На долю стран Африки приходится 30-33% мировой добычи руды, а по содержанию марганца – 36%. Однако роль Африки значительно выше в производстве высококачественных руд с содержанием металла 35-60%, на которые приходится 50-70% добычи и свыше 80% мирового экспорта. На долю ЮАР и Габона приходилось 40% мирового производства высококачественных руд (6,6 млн. т за 2009 год).

Большинство мировых запасов марганцевых руд сосредоточено в месторождениях осадочного типа. Месторождения остальных типов (магматогенные, метаморфизованные и гипергенные) содержат значительно меньшие запасы [Кулешов В.Н., 2011].

### Петрофизические свойства марганцевых руд.

На территории Африки основными рудными минералами марганца являются гаусманит и пиролюзит. В таблице 1 представлены основные петрофизические свойства Mn руд.

Таблица 1. Петрофизические свойства марганцевых руд.

$\alpha$ , *10 <sup>-5</sup> ед.СИ	$\sigma$ , г/см <sup>3</sup>	$\eta$ , %	$\rho$ (Mn), *10 <sup>-6</sup> Ом*м
5-50	2-4	10-12	1,5-2,6

Физические свойства руд определяют набор поисковых геофизических методов. Марганцевые руды обладают высокими значениями поляризуемости [Комаров В.А., 1980] и низкими значениями сопротивления, что позволяет выделять их с помощью электроразведки методом вызванной поляризации, а приуроченность рудных образований к тектоническим элементам позволяет использовать магниторазведку, как структурный метод.

### Марганцевые месторождения Африки (ЮАР, Габон, Зимбабве).

На сегодняшний день вопрос об условиях образования месторождений марганца остаётся открытым, несмотря на детальную изученность многих из них (Маматван, ЮАР; Чиатурское, Грузия; Никопольское, Украина и др.). Данная проблема связана с многообразием возможных источников марганца при формировании месторождений марганцевых руд [Кулешов В.Н., 2011].

На территории Африки наиболее известными типами марганцевых месторождений являются: первично вулканогенно-осадочный (бассейн Калахари, ЮАР) и гипергенный (Габон).

Калахари – крупнейшее в мире марганцеворудное поле, в котором сосредоточены колоссальные запасы марганца (около 13,5 млрд. т). Образование первичных марганцевых руд бассейна Калахари связано с осадконакоплением в мелководных условиях. Данная теория имеет несколько механизмов образования марганцевосных осадков: 1) трансгрессивно-регрессивная модель (т.е. формирование отложений происходило в условиях меняющегося уровня моря); 2) апвеллинговая модель (образование толщи связано с поступлением в окислительные условия шельфа глубинных океанических вод, обогащенных марганцем); 3) вулканогенно-эксталятивная модель (аналогична апвеллинговой, но источником марганца в данном случае служили гидротермальные растворы, выносившие данный элемент из толщи подстилающих андезитов в богатые кислородом придонные воды шельфа).

В Габоне находится серия крупнейших гипергенных месторождений оксидных марганцевых и железо-марганцевых руд. Они приурочены к отложениям формации Франсвиль нижнепротерозойского возраста, которые выполняют внутрикратонный Франсвильский бассейн. Марганцевые руды данного бассейна представляют собой образования коры выветривания, развитой по исходным марганецсодержащим карбонатно-углистым сланцам – ампелитам [Кулешов В.Н., 2011].

В пределах марганцевого рудопроявления Ньякадача (Зимбабве) предполагался один из вышеперечисленных типов. Однако в результате геолого-геофизических работ на исследуемой территории был выделен редкий промежуточный гидротермально-метасоматический тип марганцевого оруденения с существенным влиянием процессов метаморфизма и переработки первично марганцевосных пород.

В рудных зонах марганцевая вкрапленность (рис. 1) стягивается в линзы и жилы.



Рис. 1. Коренные метапесчаники с вкрапленностью пиролюзита.



Вероятно, что образование линзообразных, жильных и желваковых скоплений марганцевой минерализации происходило в результате тектонической активности и гидротермально-метасоматической переработки первично обогащённых марганцем осадочных пород (рис. 2). В результате гидротермальных процессов происходило вымывание марганца из метапесчаника и его концентрирование в пустотах-ловушках, наличие которых связано с тектоническими процессами. А метасоматические изменения привели к образованию родонита (рис. 3).



Рис. 2. Марганцевая жила



Рис. 3. Родонит-пирролизитовая руда из приконтактовой зоны.

По периферии зон марганцевых скоплений был обнаружен магнетит, наличие которого можно связать с особенностью геохимического поведения марганца относительно железа. Данная особенность заключается в том, что следование за железом и рассеивание,

характерные для марганца в жидких средах и горных породах, сменяются в рудных месторождениях вытеснением Fe и концентрированием Mn [Силаев В.И., 2006].

Геофизические работы проводились в два этапа методами магниторазведки и электроразведки. На первом этапе были проведены площадные работы (измерения ВП во временной области с установкой СЭП, магниторазведка). На втором этапе с помощью электротомографии было изучено внутреннее строение выделенных рудных зон (рис 4).

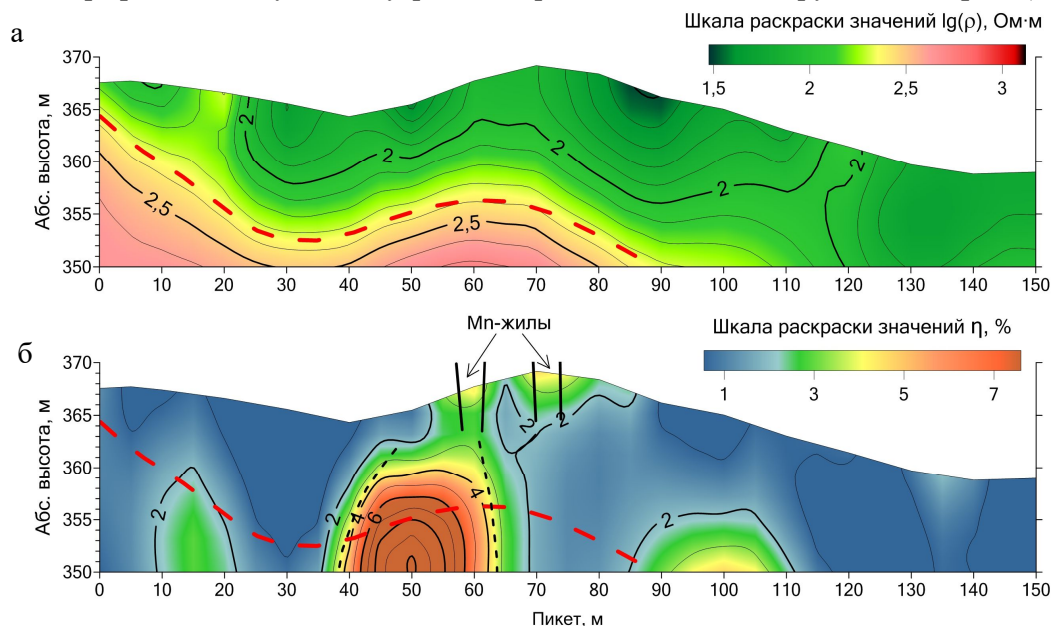


Рис. 4. Геоэлектрические разрезы над рудной зоной (а) по сопротивлению и (б) по поляризуемости.

На разрезе параметра сопротивления красным пунктиром отмечена граница зоны максимальной метасоматической переработки песчаников. Рудная зона, выделенная по результатам площадных работ, на разрезе параметра поляризуемости разделилась на две части – две небольших аномалии в районе пикетов 60 и 70 и высокоинтенсивная аномалия на пикетах 40-60 на глубине 15-20 метров. Горными работами были вскрыты приповерхностные рудные тела. Содержания марганца согласно лабораторным данным составили 46,78%.

#### Заключение

В ходе работ был найден принципиально новый для Зимбабве гидротермально-метасоматический тип марганцевого оруденения. Установлены основные поисковые геолого-геофизические критерии марганцевых руд:

- материнские марганецсодержащие породы (метапесчаники);
- аномалии вызванной поляризуемости ( $>3\%$ ), связанные с рудными телами Mn (жилами, прожилками, линзами);
- зоны низкого сопротивления ( $<300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ), связанные с зонами метасоматической переработки пород.

#### Список литературы

- Комаров В.А. Электроразведка методом вызванной поляризации - Л.: «Недра», 1980. - 190 с.
- Корендясов Е.Н. Новые рубежи Африки на рынках минерального сырья // Металлы Евразии, № 5, 2012.

*Кулешов В.Н.* Месторождение-супергигант – марганцеворудное поле Калахари (Северный Кейп, ЮАР): геохимия изотопов ( $\delta^{13}\text{C}$  и  $\delta^{18}\text{O}$ ) и генезис // Литология и полез. ископаемые, 2012, № 3, с. 245-263.

*Кулешов В.Н.* Месторождения марганца. Сообщение 1. Генетические модели марганцевого рудогенеза // Литология и полез. ископаемые, 2011, № 5, с. 527-550.

*Силаев В.И.* Механизмы и закономерности эпигенетического марганцевого минералообразования: дис. ... д-ра. г.-м. наук. ИГ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, 2006.

**Geologic-geophysical criteria of search of hydrothermal-metasomatic manganese deposits, on the example of a deposit Nyakadacha, Republic of Zimbabwe.**

**Vorobev Y.V.<sup>1</sup>, Dorokhova E.V.<sup>1</sup>, Kuzovenkov A.D.<sup>1</sup>, Samsonkin A.V.<sup>1</sup>, Perhurova V.A.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *North-Western Geological and Geophysical Company "Geocomplex"*

<sup>2</sup> *St. Petersburg State University*

The report considers general information on the classification and model for the formation of manganese deposits in Africa, petrophysical features of manganese ore. On the basis of the considered information the optimum technique of complex geologic-geophysical works by search of manganese ores within a rudoproyavleniye of Nyakadecha (the republic of Zimbabwe) is chosen. As a result of prospecting geological and geophysical works, a rare hydrothermal-metasomatic type of manganese mineralization was distinguished in the study area, with significant influence of metamorphism and the processing of primarily margarocenose rocks, which differs from the deposits of metamorphogenic (South Africa, Zimbabwe) and hypergenic (Gabon). Based on the results of geophysical studies (area-based electrical exploration using the induced polarization method with the installation of the SEP-VP, electromotography and magnetic prospecting), zones of manganese mineralization were isolated and outlined, parametric characteristics of the internal structure of the ore zones were established.

## *Применение геофизических методов при поисках золотосурьмяных руд в Мотыгинском районе Красноярского края*

**Георгиев В.В., Симонов А.Л.** (ООО «Производственно-буровая компания»)

Типовой комплекс геофизических методов, применяемых при поисковых работах на золотосурьмяные руды в Мотыгинском районе Красноярского края, включает в себя магниторазведку и хорошо зарекомендовавшую себя в последние годы электротомографию ВП 2D (Пустозеров М.Г., 2017).

Магниторазведка выполняется магнитометрами типа «МИНИМАГ» по стандартному графу по сети 100×5 метров как по предварительно подготовленной сети, так и с применением GPS навигаторов "GARMIN 64st" с точностью привязки пунктов наблюдения не более ±3 метра. Поскольку породы района исследования характеризуются сравнительно низкой дифференцированностью магнитных свойств, магнитометрия, главным образом, применяется как картографический метод.

Электроразведочные работы выполняются в площадном варианте по предварительно подготовленной сети профилей (масштаб съемки 1:10000 или 1:25000) десятиканальной аппаратурой SYSCAL-PRO (IRIS Instruments, Франция) с использованием электроразведочных кос на 72 электрода шагом 10 метров, что позволяет обеспечить глубинность исследования порядка 200 метров. Время пропускания первичного поля (зарядки) составляет 1 секунду, измерения поля ВП осуществляется в паузе 920 мсек. Сигнал ВП определяется как среднее арифметическое по 20 аппаратным окнам с интервалом от 40 до 160 мсек (полулогарифмический режим). Данные параметры наблюдения позволяют обеспечить производительность работ в объёме ~ 1.4 – 2.8 пог. км профиля в течение рабочей смены. Обработка результатов электротомографии осуществляется с применением пакетов X2IP1 (МГУ, Россия) и RES2DINV (GEOTOMO, Малайзия). Особенностью применяемой аппаратуры является то, что в процессе регистрации геоэлектрических параметров регистрируются также и кривые спада ВП, которые являются дополнительным критерием доказательства «рудной» природы аномалий вызванной поляризуемости (Комаров В.А., 1980). Однако применяемый граф обработки не позволяет учитывать данные технологические особенности аппаратного комплекса. С целью привлечения дополнительной геологической информации, доработки технологии проведения геофизических наблюдений, направленной на повышение эффективности геофизических поисков, коллективом ООО «Производственно-буровая компания» в качестве опытно-методических работ на отдельных профилях были осуществлены измерения ВП на нескольких временных задержках. Из результатов предшествующих геофизических работ (Гибадуллин Р.Ф., 1983, фонд.) известно, что при измерениях полей ВП время зарядки составляло ~ 2 мин., а измерения проводились через 0.5, 15, 30 и 60 сек. после выключения тока, что существенно сказывалось на времени производства геофизических наблюдений. Учитывая особенности применяемой технологии производства работ, а также с целью сохранения производительности полевых наблюдений время зарядки/паузы составило 2 секунды. Обработка и визуализация результатов электроразведочных работ (оценка качества материала, осреднение кривых спада ВП и т.д.) осуществлялись с применением модуля «IP» пакета OasisMontaj 8x (Geosoft Inc., Канада). В результате обработки составлена база данных электроразведочных работ по ПР56, содержащая, помимо осредненных геоэлектрических



параметров, и кривые спада ВП. Моделирование параметров геоэлектрического разреза проводилось в пакете ZONDRES2D (Каминский А.Е.), результаты приведены на рис. 1.

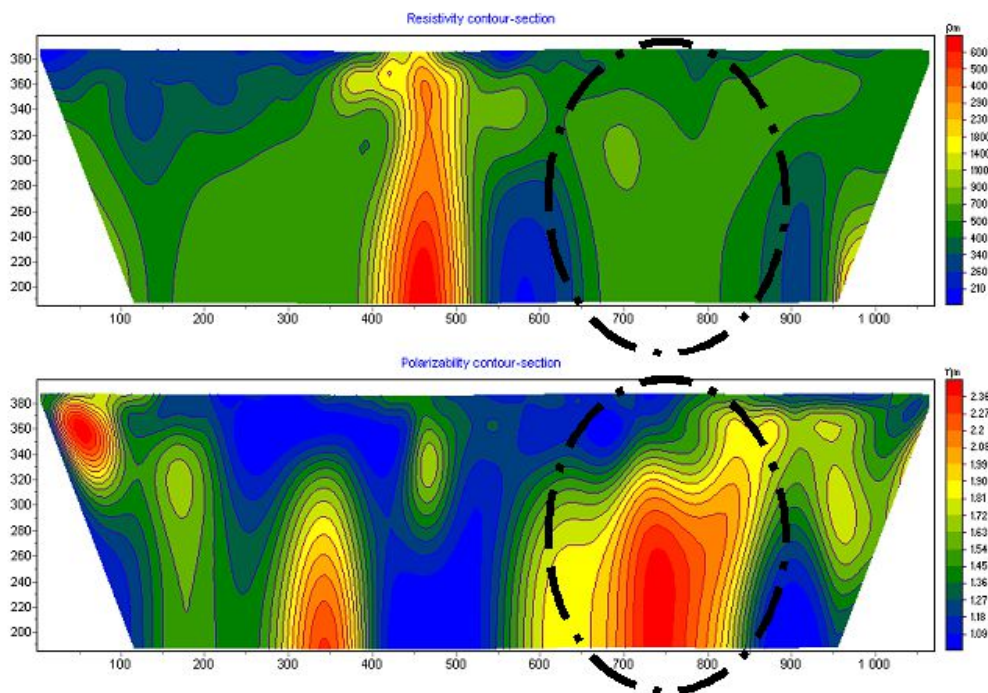


Рис. 1. Результаты электротомографических работ ВП 2D по профилю 56. Задержка 2 сек.

Из рисунка видно, что зоны высоких значений поляризуемости (2-2.4%) в восточной части профиля исследования контролируются повышенными величинами электросопротивлений (700-1100 Ом), что соответствует представлениям о физических свойствах рудных объектов изучаемого района. По результатам работ выданы рекомендации под заверку геофизических аномалий поисковыми скважинами.



## **Geoelectrical prospecting of gold and antimony ores (motiginsey district of krasnoyarsk territory)**

**V. V. Georgiev, A. L. Simonov** (*«Production and drilling company, Ltd.»*)

### **Abstract**

A typical complex of the geophysical methods applied in prospecting of gold and antimony ores in the Motyginsky district of the Krasnoyarsk territory includes magnetic survey and 2D electrical resistivity and IP tomography. Geoelectrical surveys are performed in areal and profile option on previously prepared network of lines and stations with the ten-channel SYSCAL-PRO equipment (IRIS INSTRUMENTS, France). The registration of the decay curve of induced polarization is a characteristic feature of the equipment and is also an additional criterion for determining the ore nature of geoelectric anomalies. The article provides information on processing the results of electrical resistivity tomography using the Geosoft software package.

As a result of processing the geophysical data, the values of the differential apparent polarizability were calculated. According to the results of calculations, the electrical parameters of the geological section were restored.

Key words: *Electrical Resistivity Tomography, differential apparent polarizability, gold-antimony ores.*

## *Методы экспресс-интерпретации магнитовариационных аномалий при решении рудных и региональных задач*

**Ермолин Евгений Юрьевич<sup>1</sup>, Ингеров Олекс<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ООО «ДЖИ М Сервис», Санкт-Петербург

<sup>2</sup> Независимый эксперт, Торонто, Канада

### **Введение**

Магнитотеллурический метод (МТ) [Berdichevsky and Dmitriev, 2008] является одной из сильнейших электроразведочных технологий, способной решать ряд геологических задач. В методе измеряется 4 горизонтальные ортогональные компоненты: 2 электрические (Ех, Еу) и 2 магнитные (Нх, Ну) естественного переменного электромагнитного поля Земли (ЕПЭМПЗ). Этот метод способен достаточно хорошо изучать вертикальную расслоенность среды. При наличии аномального двумерного или трёхмерного объекта функции отклика МТ чувствуют объект, но при удалении от него очень быстро затухают. Если мы добавим в измерительную установку вертикальную магнитную компоненту, то получим ещё один дополнительный метод – магнитовариационное профилирование (МВП) [Rokityansky, 1982], в котором измеряются 3 ортогональные магнитные компоненты (Нх, Ну, Нz) ЕПЭМПЗ. Функциями отклика в методе МВП является типпер и индукционный вектор. Эти функции равны нулю в горизонтально слоистой среде и имеют значение только при наличии аномального объекта. Уникальным свойством функций МВП является чувствительность к объектам, расположенным в стороне от точек наблюдений. Причём объект можно почувствовать на таком расстоянии, когда функции МТ уже затухли.

В современной геологоразведке, как правило, сразу после выполнения полевых работ геологу необходимо оперативно получать результат от геофизика. Результат очень быстро проверяется бурением. Поэтому геофизик, руководящий полевой партией не имеет право на ошибку, обязан комплексировать геофизические методы и быть уверенным в своём результате. В таких условиях ещё до получения окончательно результата интерпретации 2Д (разреза) или 3Д геоэлектрической модели в полевых условиях необходимо иметь инструмент, позволяющий оперативно оценивать положение и морфологию аномального объекта. Самое главное вовремя (ещё в полевых условиях) ответить на вопросы: «находится ли объект под точками измерения или в стороне»; «геофизический профиль пересекает аномальный объект под прямым углом или проходит вдоль структуры?». Лишь в полевых условиях возможно вовремя внести корректировки в положение профилей. На этапе детального анализа и интерпретации данных, вернувшись из поля в городские условия изменить положение профилей невозможно.

Авторы в течение последних 9-ти лет развивают методы экспресс интерпретации данных типпера и индукционного вектора и активно применяют их на практике. В данной работе объединены отдельные исследования и представлена методика экспресс-интерпретации магнитовариационных данных.

### **Отклик от тел простой геометрической формы**

На рисунке 1 показана двумерная геоэлектрическая модель и псевдоразрезы отклика МТ (фаза продольной компоненты) и МВП (амплитуда типпера и индукционный вектор).

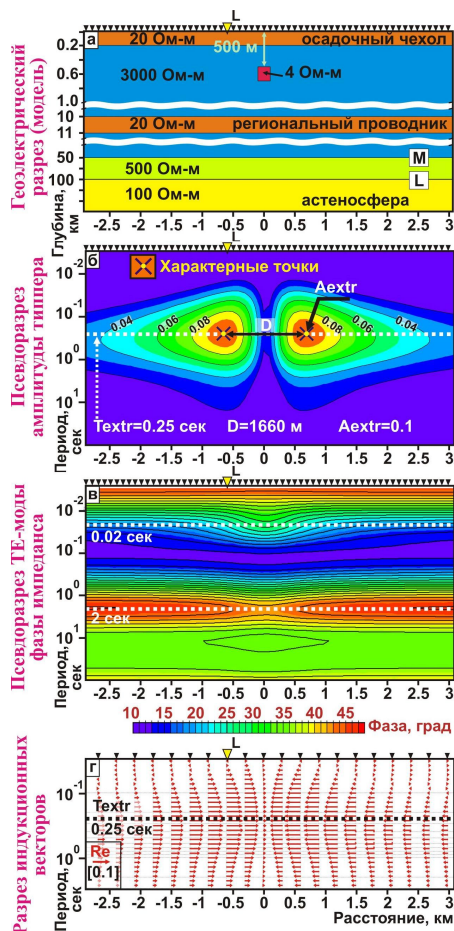


Рис.1. (а) 2Д геоэлектрическая модель, (б-г) псевдоразрезы функций отклика от нее.

по соотношению экстремальных периодов на изолинии 0.5 от  $A_{extr}$  [Ermolin et al., 2014]. В общем случае уменьшение размеров тела вдоль простирания приводит к значительному ослаблению аномального эффекта на частотных характеристиках типпера и изменяет форму аномалии.

### Влияние вмещающей среды на магнитовариационные аномалии

При разработке методов экспресс-интерпретации авторы долгое время не могли определить, как влияет вмещающая среда на аномалии от локальных аномальных объектов. В работе [Ermolin and Ingerov 2018] было показано на примере математического моделирования с помощью программного обеспечения WinGLink, что для локального аномального объекта с относительно проводимостью сечения  $10^4 \text{ См}\cdot\text{м}$  и глубиной залегания верхней кромки 500 м, изображённого на рисунке 1, справедливы следующие выводы:

1. Вмещающая среда влияет на морфологию магнитовариационной аномалии. Морфология аномалии в первую очередь определяется параметрами перекрывающих отложений. При наличии перекрывающего чехла изменение параметров вмещающей среды, расположенной ниже аномального объекта, в том числе сопротивление и глубина до подошвы литосферы, не влияют на морфологию магнитовариационных аномалий.

На псевдоразрезе магнитуды типпера (рис. 1б) объект проявляется как парная аномалия, имеющая 2 максимума (2 характерные точки) с амплитудой 0.1 и периодом  $T_{extr} = 0.25$  секунд. Авторы предлагали формулу для оперативной оценки аномальной проводимости сечения  $G$ , которая определяется произведением площади сечения и избыточной электропроводности [Ingerov and Ermolin, 2010].

$$G = k \cdot T_{extr} \quad (1),$$

где  $T$  – период максимума,  $k$  – коэффициент;

Глубина геометрического центра определяется расстоянием  $D$  между экстремумами.

$$H = a \cdot D + c \quad (2),$$

где  $D$  – расстояние между максимумами,  $a, c$  – коэффициенты.

Если рассматривать двумерные объекты не пластовой формы (Рис 2-а,б), то соотношение линейных размеров сечения (ширина/высота) можно оценить по форме изолинии 0.7 от максимума  $A_{extr}$  (Рис. 2-а). В случае наклонного тела амплитуда в максимумах будет различной. Угол падения можно оценить по соотношению значений амплитуд в двух максимумах (Рис. 2-б) [Ermolin et al., 2011].

Если рассматривать 3Д объект с изометрическим сечением, то соотношение размеров объекта по простиранию ( $l$ ) к размеру в сечении ( $a$ ) можно оценить

2. Если визуально можно различить локальную и региональную аномалии, то наличие крупных удалённых региональных проводников в районе исследований очень слабо влияет на форму аномалии от локального 2D объекта.

3. Локальная магнитовариационная аномалия, искажённая региональными эффектами, может быть выделена путём вычитания из компонент матрицы Визе исходного поля региональной составляющей. Выделение локальной составляющей наиболее корректно, когда аномальный объект удалён от регионального проводника на расстояние большее, чем глубина залегания верхней кромки аномального объекта.

4. При корректном учёте региональной составляющей к выделенным аномалиям можно применять методы экспресс-интерпретации магнитовариационных данных и инверсию. При этом необходимо определить параметры горизонтально-слоистой вмещающей среды и учесть влияние среды.

5. Аномальное локальное тело проявляется в откликах МТ и МВП в разных частотных диапазонах.

### **Учёт вмещающей среды**

Ранее авторами было установлено, что, используя характерные точки на разрезе магнитовариационных (МВП) данных, можно оперативно определить параметры аномального 2D объекта. Глубина залегания геометрического центра объекта (Н) определяется формулой 1, относительная проводимость сечения (G) определяется, формулой 2. Для 2D тела с сечением 200x200 метров и удельным электрическим сопротивлением (4 Ом\*м), помещённого в однородное полупространство с сопротивлением 3000 Ом\*м и перекрытого 25-ти метровым слоем с УЭС 100 Ом\*м коэффициенты  $k$ ,  $a$  и  $c$  равны  $2 \cdot 10^5$ , 0,46 и 154, соответственно. Авторы предлагают простой способ определения коэффициентов в случае для произвольной вмещающей среды. Определение значений коэффициентов выполняется в 2 этапа. На первом этапе по результатам 1D инверсии ТМ-моды магнитотеллурических данных определяется горизонтально-слоистая вмещающая среда. Второй этап подразумевает 2D моделирование магнитовариационных функций отклика. Для определения коэффициентов  $a$  и  $c$  выполняется расчёт для 2-х моделей с двумя различными глубинами залегания (Н).  $G$  остаётся постоянной. Для определения коэффициента  $k$  выполняется расчёт для двух моделей с различной  $G$  (глубина Н остаётся постоянной). Так как зависимости (1) и (2) являются линейными, то четырёх расчётов достаточно для определения коэффициентов

### **Определение параметров объекта, расположенного в стороне от точек измерения**

В работе [Ermolin et al., 2014] обоснована пошаговая методика определения параметров аномального 2D объекта, расположенного в стороне от точки измерения МТЗ-МВП:

1. Выполняется анализ индукционных векторов, определяется с какой стороны находится аномальный объект;

2. По частоте максимума на полевой кривой типпера определяется относительная проводимость сечения (G) аномального 2D объекта (значение периода  $T_{extg}$  на кривых типпера остается постоянным на большом расстоянии от аномального объекта);

3. Выполняется 2D моделирование для аномального 2D объекта с фиксированным значением G и различной глубиной залегания верхней кромки. С модельных кривых типпера на различном расстоянии от оси аномального объекта (L) снимается значение амплитуды

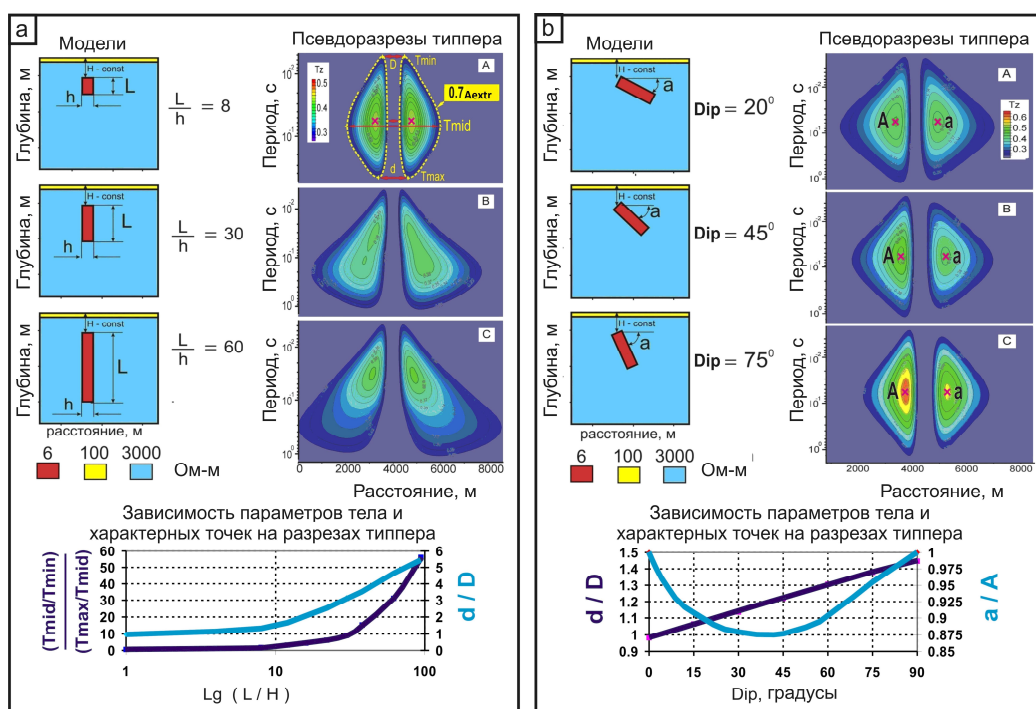
максимума типпера ( $A_{extr}$ ). Строится зависимость максимальной амплитуды типпера ( $A_{extr}$ ) от параметров  $L$  и глубины до верхней кромки аномального объекта ( $H$ );

4. С полученной зависимости снимается срез – функция  $L$  от  $H$  для  $A_{extr}$ , соответствующей амплитуде на полевой кривой типпера.

5. По полевой кривой МТЗ (ТЕ-моде) с использованием метода асимптот определяется расстояние от точки наблюдения до аномального объекта –  $R$ ;

6. В одной системе координат  $L$ - $H$  строится 2 графика функций: 1 – срез для  $A_{extr}$  и 2 -  $L = \sqrt{R^2 - H^2}$ . Точка пересечения данных графиков имеет координаты истинных  $L$  и  $H$ .

Рис.2. Геоэлектрические модели и рассчитанные разрезы типпера для аномального тела мощностью 200 м, с постоянной глубиной до верхней кромки – 200 м. 1а – с изменяемой длиной тела ( $L$ ); 1б – с изменяемым углом падения и постоянной длиной тела ( $L$ ). Снизу показаны графики взаимосвязи параметров характерных точек на разрезах типпера с параметрами аномальных тел.



### Выводы

В настоящей работе выполнено обобщение основных исследований авторов за последние 9 лет. Описанную технологию можно называть методикой экспресс-интерпретации магнитовариационных данных. Эта методика активно применяется авторами на практике.

### Список литературы

*Berdichevsky M.N. and Dmitriev V.I.* Models and methods of magnetotellurics. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg. – 2008

*Ingerov O., Ermolin E.* The parameters estimation of 2d conductive isometrical bodies by singular points at the tipper frequency characteristic. IAGA WG 1.2 on Electromagnetic Induction in the Earth 20th Workshop Abstract, Giza, Egypt. – 2010

*Ermolin E., Ingerov O., Ingerov I.* Mapping of vertical conductivity bodies by MVS. All-Russian school-workshop dedicated to M.N. Berdichevsky and L.L Vaniyan of electromagnetic researches of the Earth. Saint-Petersburg, Russia, 2011. P. 245-249.

*Ermolin E., Ingerov O., Fox L.* MTS and MVP data integration to estimate the 2D anomaly bodies parameters situated away from measuring profile. 22-th EM Induction Workshop Weimar, Germany. – 2014

*Ermolin E., Ingerov O., Ingerov I.* Evaluation of Conductive 3-D ore bodies parameters using tipper frequency response functions. 76th EAGE Conference & Exhibition, Amsterdam, Netherlands – 2014

*Ermolin E., Ingerov O.* Host medium influence on magnetovariational anomalies of 2D local bodies. Abstract, 24th EM Induction Workshop, Helsingør, Denmark, August 12-19, 2018

*Rokityansky I.I.* Geoelectromagnetic Investigation of the Earth Crust and Mantle. Spinger-Verlag, Berlin, Heidelberg– 1982

## **Methods for the express interpretation of magnetovariational anomalies in solving ore and regional tasks**

**Ermolin E., Ingerov O.**<sup>2</sup>

<sup>1</sup> *«GM-Servise» Ltd, Saint-Petersburg*

<sup>2</sup> *Independent expert, Toronto, Canada*

### **Abstract**

The article abstracts the main investigations performed by the authors over the last nine years. This generalization can be called the technology of express estimation of anomalous ore objects (conductors) and large regional structures from the results of measurement of three orthogonal magnetic components of the natural variable electromagnetic field of the Earth (NVEFE). The technology is based on mathematical 2D and 3D modeling. The geophysical electro-prospecting method used by the authors has been known since the 60s of the XX century and it is called magnetovariational profiling method (MVP). This method, as a rule, is implemented jointly with the more popular magnetotelluric method (MT). In the magnetotelluric method four horizontal components of the NVEFE (two electric and two magnetic components) are measured.

In the MVP method, the response functions are the induction vector and the tipper. If the host medium is horizontally layered, these functions are zero. When an anomalous object (conductor) appears on a pseudo-section of a tipper magnitude, a pair anomaly appears, having 2 maxima (2 characteristic points). The depth of the anomalous quasi-two-dimensional object is estimated by the distance between the characteristic points. The period and magnitude of characteristic points allow us to determine the relative conductivity of the cross-section of an anomalous object. If there is a difference in the magnitude of two characteristic points, the object is tilted in the direction of the anomaly with a smaller magnitude. For 2D bodies of a reservoir form, the ratio of linear dimensions can be determined by the shape of the anomaly (by characteristic points on the contour lines, which are 0.5 and 0.7 of the maximum value). Reducing the size of the isometric body along the strike leads to a significant weakening of the IMP response and changes the shape of the anomaly. The ratio of the size of the body section to the size along the strike can be estimated by the shape of the tipper anomaly.

The intensity and morphology of the MVP anomalies is primarily determined by the parameters of the overlying sediments. The morphology of anomalies from local (search) objects is very slightly affected by the change in the parameters of the underlying horizontal layers and the presence of remote regional structures. To determine the parameters of search objects, the authors proposed a simple way of taking into account the influence of the containing environment in the MVP method. When the regional structures are located near the search object, the morphology of the local anomaly is distorted. However, the local magnetovariational anomaly, distorted by regional anomalies, can be isolated by simple subtracting the regional constituent of the components of the Wiese matrix from the original field. If the regional component is correctly taken into account, the methods of express interpretation of magnetovariational data and inversion can be applied to the isolated anomalies.

The advantageous properties of the MVP method are the following:

1. The response function of the MVP method allows you to determine the parameters of the anomalous conductor, located away from the measurement sites. This property makes it possible to significantly reduce the network of field observations;

2. As a rule, an anomalous object in the MVP method appears in a different frequency range, unlike in the MT method. This property allows you to expand the frequency range in the complex analysis and interpretation of MT and MVP data and more reliably determine the parameters of anomalous objects.

It should be noted that the presented technology of express interpretation of magnetovariational data has been used by the authors in field conditions for several years.



## *Комплексирование методов АМТЗ и ЗСБ при изучении палеодолин на территории Калужской области.*

**Куликов Виктор Александрович<sup>1</sup>, Алексанова Елена Дмитриевна<sup>2</sup>, Зайцев Сергей Владимирович<sup>1</sup>, Соловьева Анастасия Вадимовна<sup>2</sup>, Шустов Николай Львович<sup>1</sup>, Яковлев Андрей Георгиевич<sup>1</sup>.**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

<sup>2</sup> *ООО «Северо-Запад», г. Москва*

### **Введение**

В течение нескольких последних лет сотрудниками кафедры геофизики геологического факультета МГУ были проведены комплексные электроразведочные работы методами АМТЗ и ЗСБ по региональному профилю через р. Угра, направленные на поиск и изучение погребенных речных долин.

Инверсия наблюденных данных ЗСБ и АМТЗ проводилась независимо, без привлечения априорной информации для создания стартовых моделей. При проведении интерпретации данных ЗСБ была использована новая программа профильной инверсии А.Е. Каминского ZondTEM2D.

### **Подходы к интерпретации данных ЗСБ**

Как и в других видах электромагнитного зондирования, в ЗСБ основным способом решения обратной задачи является метод подбора, который заключается в последовательном изменении геоэлектрической модели разреза и расчете прямой задачи для нее до тех пор, пока наблюденная и теоретическая кривые не совпадут с требуемой точностью. При этом стараются удовлетворить двум условиям: достижения минимума невязки полевой и теоретической кривых и близости модели к априорным данным о разрезе.

Инверсия данных ЗСБ в большинстве случаев базируется на модели горизонтально-слоистой среды (1D), то есть рассматриваются данные, полученные в одной точке зондирования, а искомой величиной является функция УЭС от глубины ( $\rho(z)$ ).

Двумерный подход к интерпретации данных ЗСБ не получил широкого применения, так как источник трехмерен (в связи с этой особенностью 2D-подходы обозначаются как 2.5D – двумерная среда и трехмерный источник), поэтому при развитии программ интерпретации был произведен переход от 1D сразу к 3D-моделям среды. Однако в ряде случаев использование 2D-модели среды является оправданным, например, при наличии неоднородностей, сильно вытянутых в одном направлении, пересекаемых профилем наблюдения вкрест их оси. К таким неоднородностям, например, относятся палеодолины. Применение 2D-инверсии для такого случая может быть более эффективным, так как не требует площадных наблюдений (достаточно наблюдений по профилю), требует меньших вычислительных мощностей и менее трудоемкое. Вместе с тем, использование 2D-инверсии позволит снизить вероятность возникновения ложных аномалий и получить более достоверное распределение УЭС.

### **Тестирование программы ZondTEM2D на синтетических данных**

Исследования палеодолин комплексом геофизических методов проводятся в районе учебно-научной базы геологического факультета МГУ в д. Александровка Калужской области с 2015 года [2]. По результатам проведенных исследований были составлены модели для тестирования нового алгоритма интерпретации, реализованного в программе ZondTEM2D на синтетических данных. Расчет прямых задач был выполнен в программе GeoEM [3].

На рис. 1,а,б,в,г приведены параметры модели № 1 (в разрезе и в плане) и результаты инверсии кривых становления поля в программе ZondTEM2D (рис. 1,б) и в программе ZondTEM1D (рис. 1,в) по центральному профилю, представленные в виде глубинных разрезов УЭС.

Модель № 1 представляет собой горизонтально-слоистый разрез с высокоомными включениями. Блоки высокого сопротивления (200 и 100 Ом·м) отождествляются с отложениями погребенных речных долин, сложенных песками. Один блок располагается на глубине 50 м от поверхности и имитирует палеодолину четвертичного или неогенового возраста. Другой блок высокого сопротивления, расположенный на глубине 100 м, имитирует палеодолину, относящуюся, предположительно, к визейским отложениям нижнего карбона. Расстояние между блоками составляет 500 м. Высокоомные тела вытянуты на 10 км по оси Y, поэтому их можно рассматривать как 2D-объекты, и искажения за трехмерность при проведении 2D-инверсии будут минимальны.

Расчет прямой 3D-задачи выполнялся для совмещенной установки 50×50 м, шаг по профилю между точками зондирования – 50 м, диапазон времен становления от 0.01 до 20 мс, что соответствует параметрам полевых наблюдений.

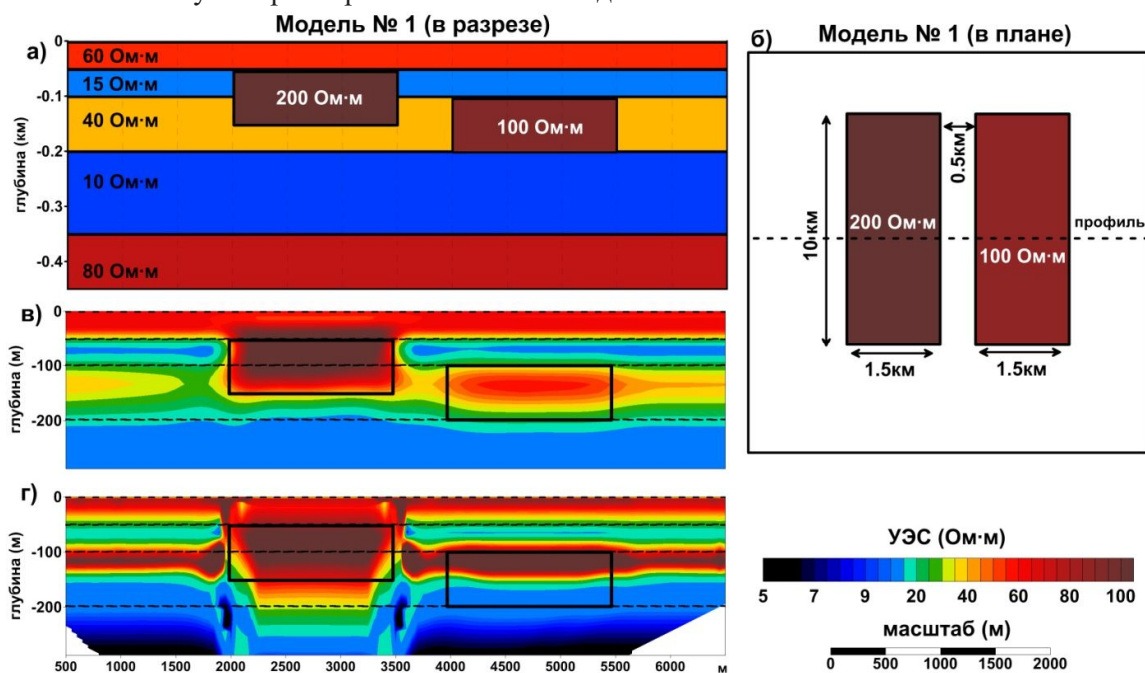


Рис. 1. Результаты тестирования на синтетических данных: а – разрез модели № 1 по центральному профилю; б – модель № 1 в плане; в – результат 2D инверсии в программе ZondTEM2D; г – результаты 1D инверсии в программе ZondTEM1D;

Основные результаты тестирования алгоритма ZondTEM2D на синтетических данных можно сформулировать следующим образом.

Параметры фонового горизонтально-слоистого разреза, полученные по результатам инверсии, близки к исходной геоэлектрической модели. Сопротивления высокоомных слоев по результатам автоматической инверсии получаются несколько заниженными, сопротивления проводников – несколько завышенными относительно исходной модели.

Обе вставки высокого сопротивления проявляются по результатам инверсии. Горизонтальные и вертикальные границы неоднородностей восстанавливаются правильно, однозначно определяется наличие разрыва между ними.

Сопротивления неоднородностей по результатам инверсии получаются несколько ниже, чем в исходной модели. Для верхнего объекта УЭС составляет 120-130 Ом·м вместо 200 Ом·м, для нижнего – 60 Ом·м вместо 100 Ом·м.

При проведении одномерной инверсии хуже определяются параметры вмещающего горизонтально-слоистого разреза (как мощности, так и сопротивления слоев). Например, значительно занижается мощность третьего высокоомного слоя (40м вместо 100м). Геометрия высокоомных тел отличается от модельной, а на их границах возникают ложные локальные области высокого и низкого сопротивления.

Таким образом, новый алгоритм, реализованный в программе ZondTEM2D, успешно справляется с выделением высокоомных объектов типа «палеодолина» на фоне горизонтально-слоистого вмещающего разреза, типичного для верхней части осадочного чехла северо-восточного склона Воронежской антеклизы.

### **Результаты инверсии полевых данных в программе ZONDTEM2D**

Полевые работы комплексом электроразведочных методов проводились по нескольким субширотным профилям, ориентированным вкрест современной долины р. Угра и пересекающим палеодолины четвертичного и неогенового возраста. Основная цель геофизических работ – уточнение контуров и глубинного строения палеодолин разного возраста.

Отложения четвертичного возраста представлены на площади работ преимущественно ледниковыми отложениями – суглинками, супесями. Непосредственно под четвертичными отложениями залегают отложения нижнего карбона – турнейского и визейского ярусов. Верхняя толща визейского яруса - алексинский и михайловский горизонты сложены песками, глинами и известняками. Нижняя часть визейского яруса – терригенные отложения бобриковского и тульского горизонтов. Мощность отложений тульского горизонта составляет 35 м, кровля находится на абсолютной отметке +120 м. Мощность отложений бобриковского горизонта составляет 23 м, кровля находится на абсолютной отметке +85 м.

Отложения турнейского яруса представлены малевским и упинским горизонтами. Суммарная мощность отложений турнейского яруса составляет около 20 м. Под отложениями нижнего карбона залегают карбонатные отложения фаменского яруса верхнего девона, представленные карбонатными породами – известняками, мергелями, доломитами хованского и озерского горизонтов.

Ранее на изучаемой площади были выявлены палеодолины различного возраста, от раннекаменноугольных до раннечетвертичных [1,4]. Наиболее древними являются долины, выполненные отложениями бобриковского горизонта нижнего карбона. Широко распространены неогеновые долины, заполненные миоценовыми песками и древнечетвертичные впадины.

Измерения методом ЗСБ на профилях выполнены аппаратурой «ТЕМ-Fast 48» однопетлевой установкой 50×50 м с шагом 35÷70 м в диапазоне времен становления от 0.01 до 2 мс. Результат автоматической инверсии данных ЗСБ по профилю № 1 в программе ZondTEM2D приведен на рис. 2,а в виде глубинных моделей УЭС.

На фоновом геоэлектрическом разрезе выделяется четыре слоя.

Верхний слой имеет мощность от 15 до 40 м и характеризуется относительно высокими удельными сопротивлениями – от 50 до 150 Ом·м. Этот слой соответствует четвертичным отложениям. Высокие значения УЭС первого слоя наблюдаются там, где преобладают песчаные разности, более низкие значения УЭС характерны для участков, где в разрезе преобладают моренные суглинки.

Второй проводящий слой с УЭС 14-20 Ом·м характеризуется выдержанной мощностью по всему профилю – 25-30м. Этот слой ассоциируется с глинами верхнего отдела тульского горизонта. В центральной части профиля этот проводящий слой срезается песчаными отложениями неогеновой палеодолины.

Третий слой, который связан с песчаными отложениями нижнего отдела тульского горизонта и бобриковского горизонта, характеризуется сопротивлениями от 30 до 50 Ом·м. К этому же геоэлектрическому горизонту, вероятно, относятся незначительные по мощности отложения турнейского яруса нижнего карбона и верхи хованского горизонта верхнего девона. Кровля третьего слоя располагается на абсолютных отметках от +90 до +110 м, его мощность составляет около 50 м.

В основании модели располагается проводящий слой, который связан с водоносным плавским горизонтом верхнего девона. Его кровля по результатам инверсии данных ЗСБ располагается на абсолютных отметках +20-25 м, что точно совпадает с данными по опорной скважине № 1.

В центральной части профиля на разрезе выделяется высокоомная область, отвечающая, предположительно, песчаным отложениям палеодолины неогенового возраста. Ширина аномальной зоны составляет около 2 км при мощности 80-90 м. Миоценовые пески срезают отложения верхней толщи визейского яруса, а также проводящие породы тульского горизонта. Положение нижней границы палеодолины точно установить по электроразведочным данным не возможно, потому что по своим электрическим свойствам она сливается с песками бобриковского горизонта. По результатам инверсии также очевидно погружение высокоомных пород в восточном направлении.

В отличие от результата ЗСБ, на модели УЭС, полученной по данным АМТЗ (рис. 2,б), можно условно провести границу между неогеновыми песками и отложениями бобриковского горизонта.

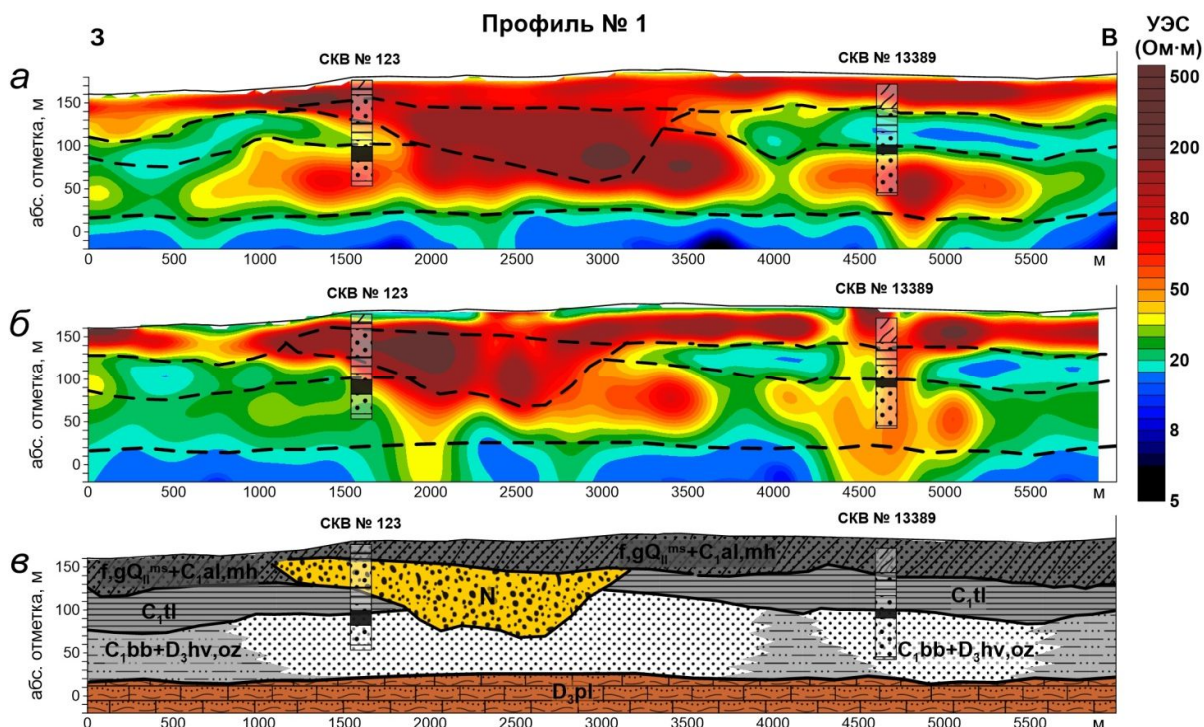


Рис. 2. Результаты интерпретации по профилю № 1: а - геоэлектрическая модель по результатам инверсии данных ЗСБ в программе ZondTEM2D; б - геоэлектрическая модель по результатам двумерной инверсии данных АМТЗ в программе ZondMT2D; в - геолого-геофизическая модель на основе обобщения результатов инверсии данных ЗСБ и АМТЗ.

### Выводы

В районе учебно-научного полигона геологического факультета МГУ «Александровка» на левом берегу р. Угра были проведены комплексные электроразведочных работы методами ВЭЗ, ЗСБ и АМТЗ, направленные на поиск и изучение погребенных долин. Неогеновые палеодолины, сложенные песками, проявляются на геоэлектрических разрезах в виде линз высокого сопротивления. На основе полученных авторами результатов можно сделать вывод, что в разрезе присутствует многоярусная сеть палеодолин разного возраста – визейских, неогеновых, четвертичных, которые накладываются друг на друга, образуя сложную геоэлектрическую картину.

При проведении интерпретации данных ЗСБ была использована новая программа А.Е. Каминского ZondTEM2D. Сопоставление результатов применения нового подхода к инверсии данных ЗСБ с результатами АМТЗ показало, что геоэлектрические разрезы, полученные по результатам инверсии двух методов, в общих чертах, совпадают. Инверсия наблюдаемых данных ЗСБ и АМТЗ проводилась независимо, без привлечения априорной информации для создания стартовых моделей.

### Список литературы

20. Бобров С.П. Геологический атлас Калужской области. Калуга: ООО ПГП «Притяжение», 2007. 70 с.
21. Куликов В.А., Алексанова Е.Д., Алексеев А.С. и др. Строение крупной миоценовой палеодолины в Калужской области комплексом электроразведочных методов // Инженерные изыскания. 2016. № 13. С. 26–36.

22. *Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Тригубович Г.М.* Компьютерное моделирование геоэлектромагнитных полей в трехмерных средах методом конечных элементов // Физика земли. 2011. №. 2. С. 3-14.

23. *Филипович В.Ф.* Погребенные долины северной части Калужской области. В сб. Геология, полезные ископаемые и инженерно-геологические условия центральных районов европейской части СССР. М.: МинГео РСФСР, 1984. С. 110–117.

## **Integration of AMTS and TEM in the study of paleovalleys in the Kaluga region.**

**Kulikov V.A.<sup>1</sup>, Aleksanova E.D.<sup>2</sup>, Solovieva A.V.<sup>2</sup>, Shustov N.L.<sup>1</sup>, Yakovlev A.G.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Lomonosov Moscow State University*

<sup>2</sup> *“Nord-West”Ltd*

Over the last few years the staff of the Department of Geophysics of the geological faculty of Moscow State University carried out complex electrical prospecting by AMT and TDEM methods on the regional profile through the river Ugra, aimed at the search and study of uneven-aged buried valleys.

The inversion of the observed AMT and TDEM data was carried out independently without using a priori information to create the start models. It should be noted that in most cases the interpretation of the TDEM data is based on a one-dimensional horizontally layered model of the earth. However, in some cases, one of which is considered in this paper, in order to improve the efficiency it is necessary to use two-dimensional models. The elongated in one direction paleovalleys that are crossed by the profile in the orthogonal direction is one of those cases. That's why the interpretation of the TDEM data was carried out in a new profile inversion program ZondTEM2D (author - Kaminskiy A.E.).

At first step of investigation the inversion algorithm in program ZondTEM2D was tested on synthetic data, which were obtained as the result of the calculation of the direct problem in the program GeoEM. The test results showed that the inversion algorithm successfully detects high-resistance bodies against the background of a horizontally layered section and determines their parameters.

A comparison of the results of two electro-prospecting methods showed that geoelectrical sections in general terms coincide. The depth of the AMT method under the conditions of this geoelectrical section is about 500 m, the depth of the TDEM is about 250 m, but the TDEM method gives a more detailed breakdown of the section in the near-surface part.

Palaeochannels, composed of sands, appear on geoelectric sections in the form of high-resistance lenses. On the basis of the results obtained by the authors it can be concluded that in the section there is a multilevel paleovalleys network of different ages - Visian, Neogene, Quaternary, which overlap each other forming a complex geoelectrical picture.

# Геолого-структурная интерпретация геофизических и геохимических аномалий Баимской рудной зоны, Западная Чукотка.

**Читалин Андрей Федорович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «Институт геотехнологий» (ИГТ)/г. Москва

## **Введение**

Баимская рудная зона расположена на западе Чукотки. Она включает месторождения и рудопоявления медно-порфировых и эпitherмальных золотосеребряных руд. Наиболее изученным является золото-молибден-медно-порфировое месторождение Песчанка, входящее в двадцатку крупнейших медно-порфировых месторождений мира. Автор в 2009-2015 гг., будучи главным геологом Баимского проекта, принимал непосредственное участие в разведке месторождений Песчанка, Весеннее, Находкинского рудного поля и поисково-оценочных работах на перспективных участках. Проведены геохимические поиски по вторичным ореолам рассеяния, поисковые маршруты, изучена минералогия руд и метасоматитов, выполнены геофизические съемки, структурные исследования. Анализ и синтез полученных данных позволил выделить порфирово-эпitherмальные рудные системы, изучить их строение, историю и условия формирования, наметить наиболее перспективные направления дальнейших поисковых работ. Установлен структурный контроль медно-порфировых месторождений глубинным правым сдвигом, разработаны структурно-кинематические модели месторождения Песчанка и Находкинского рудного поля [Читалин и др., 2013, 2014, 2016; *Chitalin et al*, 2012]. По прошествии нескольких лет автор расширил ряд первоначальных выводов о генезисе и геолого-структурном строении Баимской рудной зоны. С учётом новых результатов авторской структурно-геологической интерпретации ранее выявленных геохимических и геофизических аномалий, появилась возможность уточнить строение Баимской зоны и особенности локализации медно-порфировой и наложенной на нее золото-серебряной эпitherмальной минерализации. Исследование позволяет оптимизировать дальнейшие полевые работы при поиске и разведке месторождений на этом участке недр Западной Чукотки.

## **Данные и методы**

Геолого-структурная интерпретация аномалий проведена на основе геологических карт, опубликованных в отчете по результатам геолого-разведочных работ [Читалин, Николаев, 2014]. Позднее карты были существенно уточнены автором с использованием собственных геолого-структурных наблюдений в естественных и искусственных обнажениях коренных пород и в канавах, детального изучения керна разведочных скважин, а также с использованием данных полевой маршрутной документации, первичной геологической и фотодокументации керна, выполненной геологами ЗАО Сибгеоконсалтинг, ООО Геохимпоиски. Картирование метасоматитов, рудоносных кварцевых штокверков и пиритовых ореолов проведено автором с использованием количественных характеристик интенсивности проявления и объемных содержаний, определяемых геологами при кодовой документации по интервалам опробования. Были проанализированы карты геохимических и геофизических аномалий из отчетов геохимиков (Николаев, 2010, 2011, 2012, 2014), геофизиков (Куликов, 2010, 2011) и аэрогеофизиков (Лаврова, Бабаянц, 2013).



В работе использовались открытые источники информации и неопубликованные ранее результаты личных наблюдений автора.

#### Результаты

##### Кинематика регионального сдвига по данным аэрогеофизики

Региональный Егдыгкычский разлом СЗ-простираения смещает в плане по типу левого сдвига линейную интенсивную положительную магнитную аномалию, обусловленную магнитными габброидами позднеюрского баимского комплекса. Амплитуда левого сдвига оценивается в 5.5 км. Ранее левый сдвиг по разлому не диагностировался и выделяется автором впервые (рис.1. а). Левый сдвиг не затрагивает меридиональный линейный интрузив монцондиоритов раннемелового егдыгкычского комплекса, который прорывает смещенные габброиды и, в свою очередь, смещается Егдыгкычским разломом уже по типу правого сдвига с амплитудой 0.7-1 км. Таким образом, левостороннее смещения по разлому определяется как позднеюрское, а правостороннее как раннемеловое (разлом смещает раннемеловые рудоносные интрузии и несогласно перекрывающие их конгломераты и песчаники нижнемеловой (верхний апт – по В.С. Маркевич, 2015 г.) айнакургенской свиты (рис.1,2).

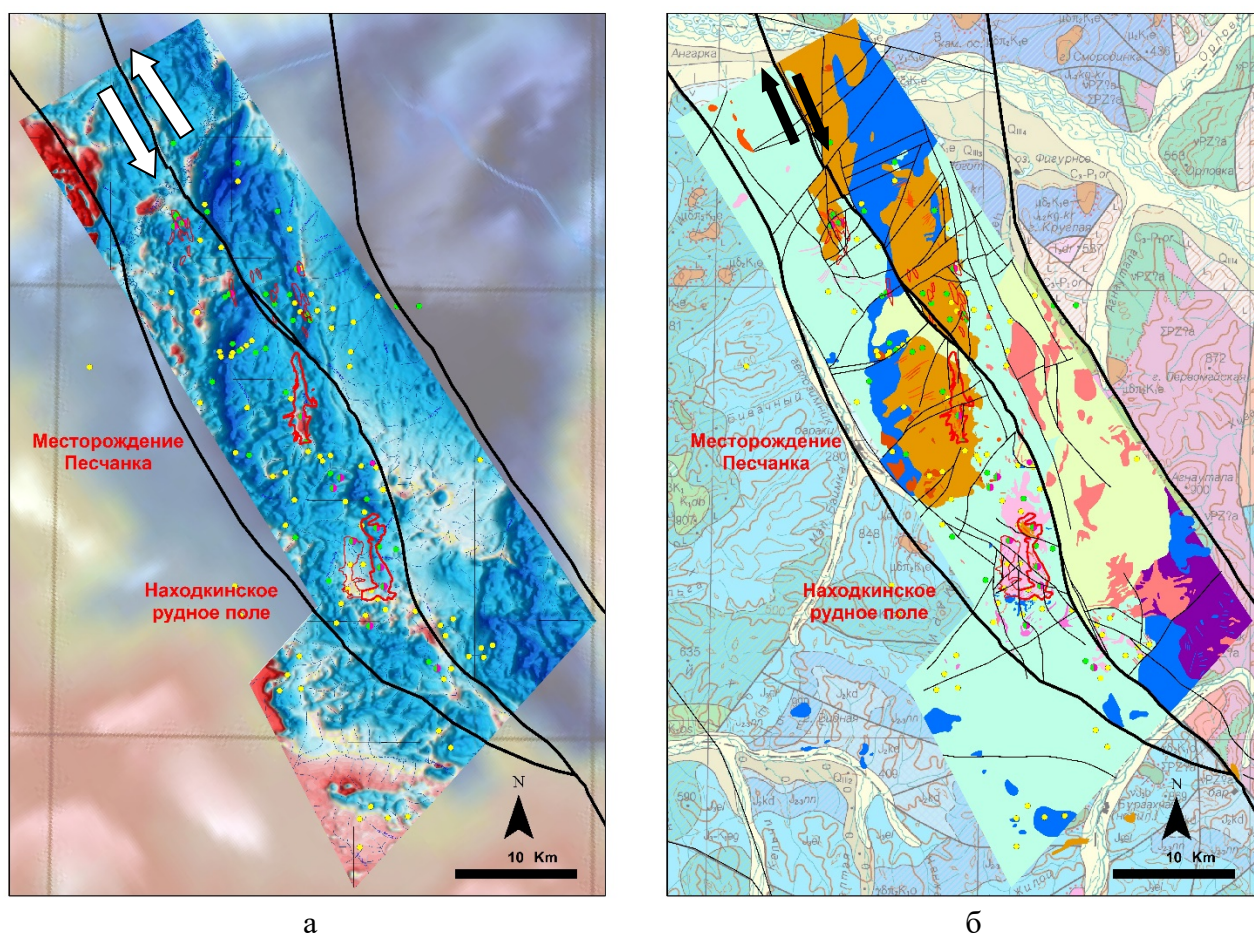


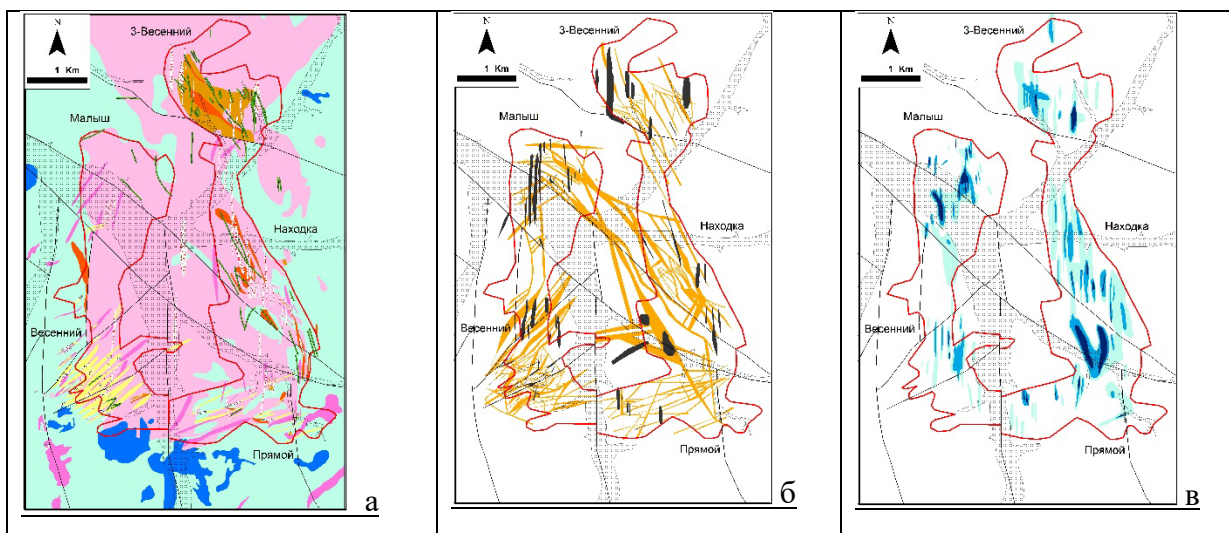
Рис. 1. Региональный Егдыгкычский разлом. Левостороннее смещение положительной магнитной аномалии и интрузива позднеюрских габброидов (а), правостороннее смещение интрузива раннемеловых монцодиоритов (б).



Рис. 2. Условные обозначения к рисункам.

### Структурный контроль медно-порфировой минерализации

Нами было установлено, что на месторождении Песчанка золото-молибден-медный рудный штокверк представляет собой крупную линейную меридиональную структуру горизонтального растяжения, сформировавшуюся в зоне глубинного правостороннего сдвига вдоль Баимской рудной зоны. Рудный штокверк сформировался в несколько стадий. Богатая гипогенная минерализация (борнит, халькопирит, блеклые руды, молибденит) ассоциирует с кварцевым штокверком, имеющим зональное строение. Рудные сульфиды наложены на кварцевые прожилки. В позднерудную стадию образовались золотоносные сульфидные жилы [Chitalin et al, 2012]. На Находкинском рудном поле выявлены те же закономерности строения рудных штокверков, что и на Песчанке. Кварцевые и кварц-сульфидные линейные штокверки вытянуты меридионально, но, в отличие от Песчанки, кулисно локализованы в сопряженных сдвиговых зонах СЗ-простираения (правосторонних) и СВ-простираения (левосторонних). Ориентировка рудных штокверков и ассоциирующих с ними зон пиритизации совпадает с меридиональными аномалиями проводимости и вызванной поляризации, фиксирующих зоны растяжения и проницаемости (рис.3).





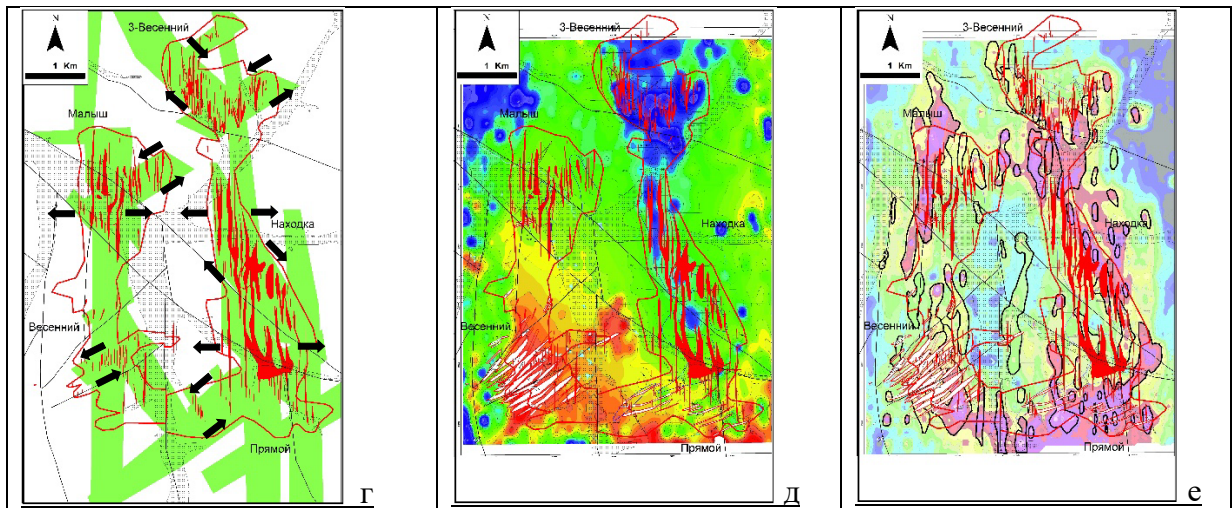


Рис. 3. Стрoение Находкинскогo рудногo поля: геология(а), метасоматиты(б), кварцевые штокверки(в), богатые зоны медно-порфиоровых штокверков, рудоконтролирующие сдвиговые зоны(г), соотношение медно-порфиоровой и золото-серебряной эпитеpмальной минерализации и зон пиритизации с магнитными аномалиями(д) -синим цветом показаны положительные аномалии и аномалиями поляризуемости (е) – желтым и сиреневым цветами показаны положительные аномалии.

### Структурный контроль наложенной золото-серебряной эпитеpмальной минерализации

Золотоносные эпитеpмальные кварц-карбонатные жилы, линейные кварцевые штокверки с полиметаллической минерализацией, а также соответствующие им первичные и вторичные (почвенные) аномалии золота, серебра, свинца и цинка локализованы главным образом в западной и южной частях Находкинскогo рудногo поля, где они пересекают медно-порфиоровую минерализацию на разных глубинах. Золотоносные жилы и штокверки являются структурами растяжения, они кулисно расположены в сопряженных зонах сдвига – меридиональных правосторонних и широтных левосторонних (рис.4, а,б). Золоторудная промышленная минерализация участка Весенний локализована в интенсивном магнитном минимуме (рис.3.д), обусловленном широким развитием кварцевых метасоматитов, жил и прожилков в узле сочленения рудоконтролирующих сдвиговых зон. Не исключено, что эпитеpмальная минерализация не связана непосредственно с раннемеловыми медно-порфиоровыми системами, а является наложенной, связанной с развитием позднемелового Охотско-Чукотскогo магматическогo пояса. Этот вопрос требует изучения.

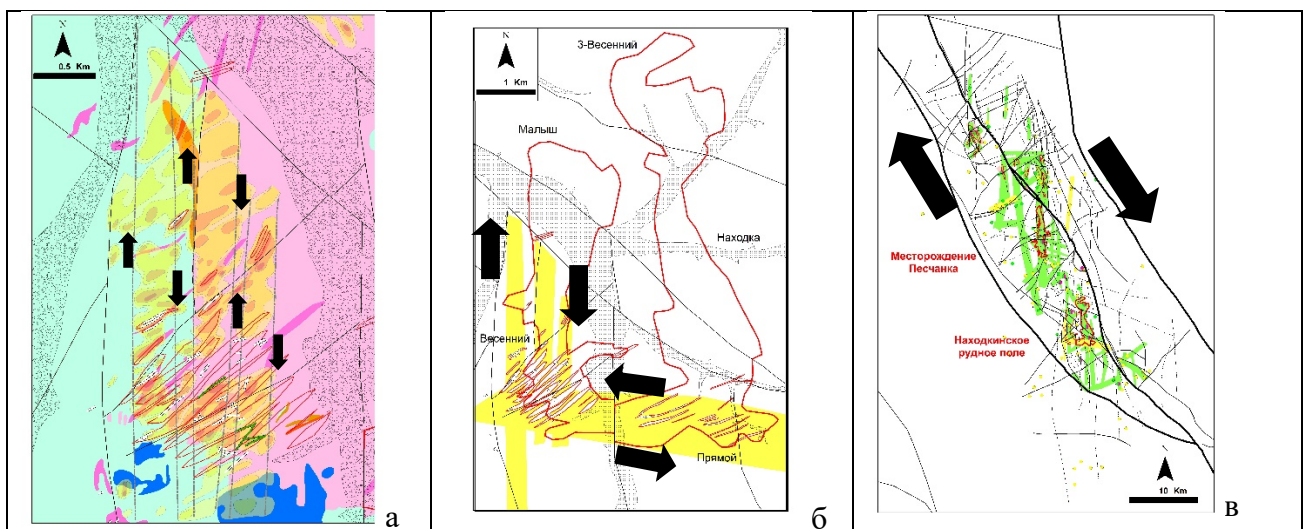


Рис. 4. Кулисные золотоносные жилы, штокверки и почвенные аномалии золота Находкинскогo рудногo поля (а,б). Рудолокализующие локальные зоны растяжения и сдвига в зоне глубинного Байкальскогo сдвига (в).

### Меридиональные рудоконтролирующие зоны растяжения.

Геофизиками выделены протяженные меридиональные пояса слабо проявленных (скрытых) разрывов. К этим поясам приурочены месторождения, рудопроявления и геохимические аномалии. По структурным данным это разрывы растяжения, иногда со сдвиговой составляющей. Кулисное расположение медно-порфировых линейных штокверков соответствует правосторонней сдвиговой кинематике Баимского глубинного разлома (рис.4, в). Некоторые крупные штокверки и соответствующие им геофизические аномалии прослеживаются методом АМТЗ до глубины 1 км. На основе геолого-структурной интерпретация аномалий прогнозируются вероятные рудные тела.

### **Список литературы**

*Читалин А.Ф., Усенко В.В., Фомичев Е.В.* Баимская рудная зона – кластер крупных месторождений цветных и драгоценных металлов на западе Чукотского АО. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 6, 2013. С. 68-73.

*Читалин А.Ф., Николаев Ю.Н. и др.* Отчет по объекту: «Поисково-оценочные работы на медь и золото в пределах Баимской перспективной площади в 2009–2014 гг.». РФГФ. 2014.

*Читалин А.Ф., Николаев Ю.Н., Бакшеев И. А. и др.* Порфиново-эпитермальные системы Баимской рудной зоны, Западная Чукотка // Смирновский сборник - 2016. — Макс-Пресс Москва, 2016. — С. 82–115. [http://www.geol.msu.ru/news/smirnov\\_2016.pdf](http://www.geol.msu.ru/news/smirnov_2016.pdf).

*Chitalin A., Fomichev E., Usenko V., Agapitov D., Shtengelov A.* Structural model of Peschanka porphyry Cu-Au-Mo deposit, Western Chukotka, Russia. Structural Geology and Resources-2012. Bulletin № 56-2012. Symposia 26-28 September 2012, KALGOORLIE WA

## **Geological-structural interpretation of geophysical and geochemical anomalies of the Baimskaya Ore Zone, Western Chukotka**

A.F.Chitalin

LLC Institute of Geotechnology

The Baimskaya Ore Zone is located in the west part of the Chukotka Region of Russia. It includes large deposits and ore occurrences of porphyry copper-gold and epithermal gold-silver mineralization. The explored Cu-Mo-Au porphyry Peschanka deposit is one of the twenty largest porphyry-copper deposits in the world.

According to the aeromagnetic data, a regional left-lateral shift along the regional fault is established by the displacement of the Late Jurassic gabbro pluton and the corresponding magnetic maximum. The fault is intersected by the Early Cretaceous monzodiorite intrusion, which is moved by reactivated fault with right-lateral shifting.

The echeloned meridional extension zones in the Baimka Fault Zone control localization of the Early Cretaceous plutons, porphyry dikes and stocks, metasomatic and mineralized zones.

At the Peschanka deposit, the meridional elongated quartz-sulfide stockwork is a large extensional structure formed under horizontal extension within the regional right-lateral Baimka Strike-Slip Fault Zone.

At the Nakhodka Ore Field, the meridionally extended linear copper-bearing quartz-sulfide stockworks are localized like echelon structures within the conjugate shift zones trending NW (right-lateral) and SE (left-lateral). The orientation of the stockworks and associated pyritite bearing zones coincides with the meridional conduction and induced polarization anomalies.

Epithermal gold-bearing quartz-carbonate veins, linear quartz stockworks with polymetallic mineralization, as well as the anomalies of gold, silver, lead and zinc are localized mainly in the western and southern parts of the Nakhodka ore field, where they intersect porphyry copper mineralization at different depths. Gold-bearing veins and stockworks are structures of stretching, they are located in the conjugate shear zones - meridional right-lateral and latitudinal left-lateral. The economic gold mineralization of the Vesenny area is localized in an intense magnetic Low, due to the wide development of quartz metasomatites, quartz veins and veinlets.

Geophysicists have identified a meridional belts of weakly manifested (hidden) fractures, in which ore deposits and geochemical anomalies are located. According to structural data, these are tension structures, sometimes with a shear component. Echeloned arrangement of the linear porphyry copper stockworks corresponds to the right-lateral shear kinematics of the Baimka regional fault. Some large ore stockworks and corresponding geophysical anomalies were traced to a depth of 1 km or more. Based on the geological-structural interpretation of the anomalies, probable ore bodies are predicted.

## *Радиогеохимические характеристики рудных узлов и полей с крупнообъемными золото-кварцевыми месторождениями Центрально-Колымского региона*

**Федорова Ксения Сергеевна<sup>1</sup>, Зубов Евгений Иванович<sup>1</sup>, Асламов Юрий Викторович<sup>1</sup>**

*1 - Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского*

В последнее время главными объектами добычи золота в России и в мире в целом служат т. н. крупнообъемные месторождения в черносланцевых толщах. Одним из районов, перспективных на выявление таких месторождений, является Центрально-Колымский регион (ЦКР), где признаки подобных объектов установлены на Наталкинском, Декдеканском, Верхне-Хакчанском и др. месторождениях, относящихся к золото-кварцевой формации с прожилково-жильным и прожилково-вкрапленным (штокверкоподобным) типом оруденения. Все они расположены вдоль западной границы Аян-Юряхского антиклинория (АЮА), представляющего собой крупное складчатое сооружение, вытянутое в северо-западном направлении более, чем на 500 км при ширине от 50 до 90 км и сложенное пермскими терригенными образованиями мощностью до 5 – 7 км. В центре и на северо-западном фланге антиклинория пермские породы перекрываются триасовыми отложениями мощностью до 3 км.

Осадочная толща прорвана рядом интрузивных тел и даек различного состава и возраста. При этом массивы гранитоидов локализованы в основном на флангах антиклинория, а в его центральной части развиты штоки и свиты даек. Четвертичные отложения представлены аллювиальными, пролювиальными и делювиальными фациями.

Структурный план территории в значительной мере определяют разномасштабные разрывные нарушения, которые в большинстве хорошо проявлены в геофизических и дистанционных данных. Преобладают продольные (относительно складчатой структуры) и поперечные к ней разрывные нарушения. Среди продольных выделяются Тенькинский и Чай-Юрьинский глубинные разломы, вычленяющие АЮА на фоне региональных структур и контролирующее размещение рудных узлов (Омчакского, Арга-Юрях-Декдеканского, Хакчанского) с установленными и предполагаемыми крупнотоннажными месторождениями. Указанные узлы и были использованы в качестве эталонных для уточнения радиогеохимических признаков их локализации.

Геофизические исследования на изучаемой территории проводились, начиная с 50-х годов прошлого века. Из аэроработ, равномерно охватывающих значительные площади и представляющих основной интерес для характеристики и прогноза перспективных участков ранга рудных узлов (РУ) и полей (РП), наиболее современными и качественными являются комплексные (аэромагнитные – АМ и аэрогамма-спектрометрические – АГС) съемки, выполненные аэропартиями НФ ВСЕГЕИ и ФГУ НПП «Геологоразведка» в 2006 году со спутниковой привязкой и цифровой записью результатов измерений. Важной особенностью этих материалов является наличие радиогеохимической компоненты, которая почти не учитывалась ранее при оценке рудных узлов и полей ЦКР [10, 11] из-за низкого качества,

ограниченных объемов и преимущественно аналоговой формы хранения ретро аэрометрических данных.

В настоящее время для анализа цифровой АГС информации разработаны весьма эффективные методы, позволяющие снизить влияние ландшафтного фактора, выделить радиогеохимически специализированные комплексы горных пород, относительно обогащенные тем или иным радиоактивным элементом (РЭ), и усилить вторичную («эпигенетическую») составляющую, возрастающую на участках с наложенным оруденением. В данном случае использована технология «АРК», подробно описанная в работах [1, 5].

Анализ АГС материалов выполнен на базе системного подхода. Т. е., позиция РУ оценивалась главным образом по сглаженным данным (в окнах сопоставимых с узлами размеров), а для выявления признаков РП использовались преимущественно не осредненная крупномасштабная информация. В итоге были отобраны трансформанты, лучше всего подчеркивающие особенности геологического строения узлов и полей, связанные с локализацией искомого оруденения.

В пределах Аян-Юрхского антиклинория на первом этапе методом «АРК» обработаны АГС данные, осредненные медианным фильтром в окне 20×20 км. По ним построена карта региональной зональности, на которой просматривается наличие трех (Северная, Южная, Центральная) крупных (диаметром 30 - 100 км) концентрически-зональных структур, отчетливо проявленных во вторичном радиохимическом поле последовательной сменой доминирующей природы радиоактивности: U => K+U => K => K+Th (от центра к периферии). Подобная кольцевая региональная зональность весьма характерна для многих районов с золото-кварцевой минерализацией [2, 3]. Причем подавляющее большинство рудных узлов с наиболее крупными месторождениями тяготеет к внешним (обрамляющим) зонам. Формирование подобных радиохимических структур связывается с процессами метаморфогенно-метасоматического (термокупольного) преобразования черносланцевых толщ [7].

В данном случае все эталонные РУ также локализуются во внешних (калий-ториевых) зонах отмеченных региональных АГС ореолов. Лучше всего контролирующие размещение рудных узлов зоны прослеживаются на карте суммы вторичных компонент указанных элементов (K`+Th`), вычисленных методом «АРК» по осредненным данным. Причем максимальными значениями этого параметра отметилась область Тенькинского глубинного разлома, к которому приурочены Омчакский, Арга-Юрх-Декдеканский и Пионерский РУ.

В приразломной зоне дополнительным фактором, влияющим на характер распределения РЭ, является, очевидно, развитие регионального метаморфизма (главным образом – зеленосланцевой фации) и тектоногенного пропиолит-серицитолитового метасоматоза [6], для которых типично возрастание содержания калия и торий-уранового отношения [4]. Кроме того, осадочные отложения с повышенными концентрациями органического вещества при метаморфизме относительно обедняются ураном [9]. Данное обстоятельство подтверждается результатами статистического анализа АГС характеристик пород пермской толщи в приразломной полосе шириной ~ 15 км, и за ее пределами (Табл. 1).

Таблица 1. Радиохимические характеристики пермских отложений Аян-Юрхского антиклинория в зоне влияния Тенькинского разлома и за ее пределами

Свита	Ч исло	I, м	Среднее содержание	Бинарные отношения	Вклад РЭ в МЭД (I)
-------	-----------	---------	-----------------------	-----------------------	-----------------------

	из м.	кР/ч	U, 10 <sup>-4</sup> %	T h, 10 <sup>-4</sup> %	K, %	T h/U	T h/K, 10 <sup>-4</sup>	U/ K, 10 <sup>-4</sup>	a <sup>×</sup> U/I	b <sup>×</sup> Th/I	c ×K/I
Старатель ская (P <sub>3st</sub> )	<u>70</u>	<u>8.</u>	<u>1.</u>	<u>5.</u>	<u>0.</u>	<u>4.</u>	<u>5.</u>	<u>1.</u>	<u>0.2</u>	<u>0.</u>	<u>0.</u>
	<u>2</u>	<u>09</u>	<u>23</u>	<u>58</u>	<u>99</u>	<u>54</u>	<u>64</u>	<u>24</u>	<u>16</u>	<u>395</u>	<u>386</u>
	20	8.	1.	6.	1.	4.	5.	1.	0.2	0.	0.
	359	93	54	24	07	05	83	44	39	391	370
Омчакска я (P <sub>3om</sub> )	<u>5</u>	<u>8.</u>	<u>1.</u>	<u>6.</u>	<u>1.</u>	<u>4.</u>	<u>5.</u>	<u>1.</u>	<u>0.2</u>	<u>0.</u>	<u>0.</u>
	<u>429</u>	<u>85</u>	<u>41</u>	<u>07</u>	<u>12</u>	<u>30</u>	<u>41</u>	<u>26</u>	<u>23</u>	<u>386</u>	<u>393</u>
	8	8.	1.	5.	1.	4.	5.	1.	0.2	0.	0.
	928	69	48	98	04	04	75	42	38	388	372
Атканска я (P <sub>3at</sub> )	<u>6</u>	<u>8.</u>	<u>1.</u>	<u>5.</u>	<u>1.</u>	<u>4.</u>	<u>5.</u>	<u>1.</u>	<u>0.2</u>	<u>0.</u>	<u>0.</u>
	<u>765</u>	<u>19</u>	<u>23</u>	<u>36</u>	<u>07</u>	<u>36</u>	<u>01</u>	<u>15</u>	<u>18</u>	<u>383</u>	<u>422</u>
	10	7.	1.	5.	0.	4.	5.	1.	0.2	0.	0.
	089	85	26	10	97	05	26	30	31	376	395
Пионерск ая (P <sub>1-2pn</sub> )	<u>9</u>	<u>9.</u>	<u>1.</u>	<u>6.</u>	<u>1.</u>	<u>4.</u>	<u>5.</u>	<u>1.</u>	<u>0.2</u>	<u>0.</u>	<u>0.</u>
	<u>286</u>	<u>20</u>	<u>48</u>	<u>47</u>	<u>16</u>	<u>37</u>	<u>58</u>	<u>28</u>	<u>22</u>	<u>392</u>	<u>387</u>
	3	8.	1.	6.	1.	4.	5.	1.	0.2	0.	0.
	119	88	51	25	06	14	90	42	36	394	369
Родионов ская – P <sub>1rd</sub>	<u>1</u>	<u>9.</u>	<u>1.</u>	<u>6.</u>	<u>1.</u>	<u>4.</u>	<u>5.</u>	<u>1.</u>	<u>0.2</u>	<u>0.</u>	<u>0.</u>
	<u>419</u>	<u>00</u>	<u>50</u>	<u>40</u>	<u>12</u>	<u>27</u>	<u>71</u>	<u>34</u>	<u>28</u>	<u>392</u>	<u>379</u>
	3	8.	1.	6.	1.	4.	6.	1.	0.2	0.	0.
	055	85	52	37	06	19	01	43	36	398	366
Вся толща (P <sub>1</sub> - P <sub>3</sub> )	<u>23</u>	<u>8.</u>	<u>1.</u>	<u>6.</u>	<u>1.</u>	<u>4.</u>	<u>5.</u>	<u>1.</u>	<u>0.2</u>	<u>0.</u>	<u>0.</u>
	<u>601</u>	<u>79</u>	<u>39</u>	<u>02</u>	<u>12</u>	<u>33</u>	<u>38</u>	<u>24</u>	<u>21</u>	<u>385</u>	<u>395</u>
	45	8.	1.	5.	1.	4.	5.	1.	0.2	0.	0.
	560	65	46	95	04	08	72	40	37	389	375

Примечание к Табл. 1: В числителе – статистики по приразломной зоне, в знаменателе – за ее пределами. МЭД (I) – мощность экспозиционной дозы суммарного гамма-излучения; U, Th, K – содержания урана, тория, калия; a, b, c – гамма-эквиваленты урана, тория и калия.

Похожая ситуация наблюдается и на Хакчанском РУ, расположенном на пересечении Северной кольцевой структуры с Чай-Юрьинским разломом. Область пересечения здесь также отделилась аномально высокими значениями K'+Th', что позволяет рассматривать данный параметр, как один из региональных (ранга РУ) признаков локализации золоторудных объектов «наталкинского» типа в условиях ЦКР.

Из трансформант потенциальных полей лучше всего дуговые и радиальные элементы выявленных по АГС данным региональных структур отражает карта линеаментов (Δg)б. Кроме того, Северная структура практически совпадает с «Эликским кольцом», выделяемым по гидросети и ориентации дайковых поясов, Южная – с результатами дешифрирования космоснимков, а Центральная – с повышенной «плотностью» даек неработающих и басугуньинского комплексов.

В своих нижних частях описываемые структуры отвечают, вероятно, внутрикоровым магматическим очагам основного и среднего состава, находящимся на глубинах порядка 25 –



30 км. Об этом свидетельствуют совмещенные с ними низкочастотные (глубинные) положительные гравитационные и магнитные аномалии, выделенные методом «послойной фильтрации». Причем Центральная и Северная структуры лучше проявлены в низкочастотной компоненте поля силы тяжести, а Южная – в аналогичной составляющей магнитного поля.

Еще одной важной особенностью региона, фиксируемой АГС методом, является отмечаемый многими специалистами литолого-стратиграфический контроль золотой минерализации [8], большая часть которой сосредоточена в верхне-пермских образованиях (главным образом – в туфогенных сланцах /диамиктах/ атканской свиты и в углеродистых терригенно-морских отложениях сопряженных с ней пионерской и омчакской свит). Как видно из таблицы 1, при пониженной общей радиоактивности породы  $P_3$  *at* относительно обогащены калием, но обеднены торием. Поэтому при обработке АГС данных стандартной модификацией «АРК» (с расчетом статистик по всей площади выхода пермских образований) они уверенно картируются  $K^+$ ,  $K+U$  классами, контролирующими размещение всех эталонных РУ.

Применительно к рудным полям главное внимание уделялось оконтуриванию рудовмещающих метасоматитов [8], состав и зональность которых предполагают возрастание вклада калиевой компоненты в осевой зоне измененных пород. Для выявления таких аномалий (в том числе – в отложениях атканской свиты) выполнена обработка АГС информации модификаций «АРК», учитывающей влияние специализированных комплексов (относительно обогащенных тем или иным радиоактивным элементом). Вычисленные в итоге повышенные значения вторичной компоненты содержания калия ( $K'$ ) позволили существенно локализовать участки наиболее интенсивно измененных пород, с которыми пространственно коррелируют все рудные зоны эталонных РП.

Для оценки влияния уровня эрозионного среза рассмотрены графики радиогеохимических параметров по серии профилей, пройденных вкрест и по простиранию рудной залежи Наталкинского месторождения с учетом ее погружения с северо-запада на юго-восток. Установлено, что рудовмещающий блок на всех уровнях среза относительно обогащен калием, что проявилось повышенными значениями его вторичной составляющей, которые максимальны на вскрытых (хорошо эродированных) северо-западных участках месторождения.

По мере погружения рудных зон в юго-восточном направлении величина  $K'$  постепенно снижается. При этом просматривается обратная корреляция с торием ( $Th'$  минимален на вскрытых участках, но с уменьшением уровня среза вклад этого элемента в интегральное гамма-поле неуклонно растет). Отсюда следует, что для выявления вскрытых эрозией рудовмещающих блоков лучше использовать разность вторичных компонент  $K'$  и  $Th'$ , а для слабоэродированных площадей (с преобладанием краевых фаций гидротермально-метасоматических изменений) больше подходит чисто калиевая составляющая. Поскольку с погружением оруденения скорость затухания полезного сигнала у  $K'$  ниже, чем у  $K'-Th'$ , признаком слабоэродированных залежей «наталкинского» типа могут быть близкие к минимально-аномальному порогу и сопоставимые по величине значения указанных параметров. Аналогичные закономерности распределения РЭ при разных уровнях эрозионного среза установлены на Дегдеканском и Верхне-Хакчанском РП.

Выявленные радиогеохимические критерии локализации рудных узлов и полей с крупнотоннажными золото-кварцевыми месторождениями могут быть использованы для

выделения перспективных площадей по всей территории ЦКР, изученной АГС методом с современной цифровой аппаратурой.

### **Список литературы**

- Аэрорадиогеохимическое картирование /Методические рекомендации/ Краснов А.И., Высокоостровская Е.Б., Зубов Е.И. и др. - Л., НПО Рудгеофизика. - 1983. 104 с.
- Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Зубов Е.И., Лаврова Т.Ю., Трусов А.А. Интерпретация аэрогеофизических данных при поисках месторождений твердых полезных ископаемых. // Разведка и охрана недр, №5. – 2006. - С. 18-27.
- Володькова Т.В. Некоторые закономерности распределения отношений естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) Северного Сихотэ-Алиня в связи с золоторудными и оловорудными объектами // Тектоника, глубинное строение и геодинамика Востока Азии. – Хабаровск. - 2001. - С. 308-322.
- Геохимия радиоактивных элементов. / С.И. Арбузов, Л.П. Рихванов. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 304 с.
- Зубов Е.И. Автоматизированное выделение радиохимически специализированных комплексов горных пород и зон нарушенного распределения радиоактивных элементов средствами системы АСОМ-АГС/ЕС // Методы рудной геофизики. Рудная аэрогеофизика. – Л., НПО “Рудгеофизика”. – 1989. - С. 137 - 146.
- Крутоус М.П. Низкотемпературный метаморфизм рудовмещающих толщ и методика его изучения в золотоносных районах Северо-Востока СССР при геологическом картировании масштаба 1:50 000. // Метаморфические комплексы Северо-Востока СССР, их рудоносность и геологическое картирование. Магадан: СВКНИИ ДВО АН СССР, 1991. С. 124-143.
- Курбанов Н.К. Полигенно-полихронные месторождения золота. // Смирновский сборник – 99. М., 1999, с. 144 – 197.
- Наталенко М.В., Стружков С.Ф., Политов В.К., Голубев С.Ю., Цымбалюк Н.В. Геологические критерии и поисковые признаки крупнотоннажных золото-кварцевых месторождений Центрально-Колымского региона. // Тихоокеанский Рудный Пояс: материалы новых исследований. Владивосток: Дальнаука, 2008. С. 146 - 164.
- Смыслов А.А. Уран и торий в земной коре. Л., «Недра». - 1974. - 231 с.
- Шарафутдинов В.М., Хасанов И.М. Глубинное строение Омчакского рудного узла как модель для выделения перспективных площадей при интерпретации геофизических данных. // Колыма. – 2003. - №3. – с. 10 – 14.
- Шарафутдинов В.М., Хасанов И.М. Геофизические критерии крупнообъемных золоторудных месторождений в пределах Аян-Юряхского антиклинория // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России. – Якутск. - 2012. - Т. 2. - С. 233-236.

## **Radiogeochemical characteristics of ore nodes and fields with gold-quartz deposits of the Central Kolyma region**

**Kseniya Fedorova<sup>1</sup>, Evgeny Zubov<sup>1</sup>, Iurii\_Aslamov<sup>1</sup>**

*1 – A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI)*

### **Abstract**

The materials of high-resolution airborne gamma-ray spectrometer geophysical surveys at a scale of 1:50 000 across the Ayan-Yuryakh anticlinorium (Central Kolyma region) were analyzed to determine the radio-geochemical criteria for the area's localization which are perspective to identify large-volume gold ore deposits in blackshales. Omchaksky (with the Natalka deposit) and Arga-Yuryakh-Dekdekansky (with the Dekdekan deposit) ore clusters are taken as etalon model.

The processing of gamma-ray spectrometric data was carried out according to the technology, which is called «aeroradiogeochemical mapping». This technology reduces the influence of the landscape factor and highlights the secondary (“epigenetic”) components of the contents of radioactive elements.

Regional (rank of ore clusters) and local (rank of ore fields) radio-geochemical signs are established, reflecting the characteristics of the lithological composition and metamorphogenic-metasomatic changes of rocks in the ore-hosting sites. The identified criteria can be used to highlight perspective areas throughout the Central Kolyma region.

# ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ИНДУСТРИИ

## *Цифровая трансформация: от идей к актуальным задачам индустрии.*

**Щербич Алексей Юрьевич<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Halliburton GmbH, филиал в РФ*

### **Введение**

Цифровая трансформация индустрии является сегодня как весьма обобщенным, так и вполне конкретным понятием, отражающим назревший перечень задач нефтегазовой индустрии, решение которых подвластно только современным цифровым технологиям. Понятие обобщенное, так как едва ли не любую задачу, решение которой лежит в спектре применения современного «умного» оборудования или современных «умных» средств анализа информации, можно считать задачей цифровой трансформации. С другой стороны, конкретику этому понятию придает тот факт, что отдельно взятая задача, решенная упомянутыми выше средствами, действительно поднимает конкретный технологический процесс или бизнес-сценарий на качественно новый уровень, «трансформируя» устоявшиеся годами приемы работы. Цифровая трансформация в широком смысле может преобразовать бизнес-модель и технологические цепочки всего предприятия в целом, а в частном случае эта же цифровая трансформация поможет выдать существенный бизнес-эффект от цифровизации отдельно взятого бизнес-сценария. Постараемся далее продемонстрировать применение актуальных идей цифровой трансформации в конкретных узких задачах Upstream-сегмента.

### **Корпоративные системы управления данными**

Очевидно, что основой для применения умных цифровых технологий в Upstream являются данные. Именно данные в их многообразии и накопленных объемах призваны сегодня «рассказать» о существующих технических проблемах больше и быстрее, чем технологически сложное оборудование или даже опытный эксперт. Речь идет об алгоритмах интеллектуального анализа данных (data mining), области машинного обучения и применении этих методов на больших данных (big data). Однако стоит сказать о том, что качество работы вышеупомянутых методов напрямую зависит от качества организации структуры и контента исходных данных. Именно с этой точки зрения проблема качественного формирования корпоративных систем управления данными, будь то отдельно взятая БД для хранения результатов ГИС или корпоративный или даже национальный Банк Данных, структурирующий историю и текущие данные по всем типам геолого-геофизических данных, остается актуальной и по сей день. Однако подобные информационные системы, с позиции их архитектуры и поставленных перед ними задач, существенно преобразовались за последние 10-15 лет. Если в начале пути формирования корпоративных банков данных шла речь о том, чтобы создать единую информационную модель и единую БД для поддержания в актуальном состоянии всего спектра геолого-геофизической и промысловой информации, то сегодня банк данных – это уже интегрированная информационно-аналитическая система с поддержкой не одного, а порой нескольких десятков связанных логическими коннекторами информационных источников. Кроме того, отдельная роль отводится механизмам контроля качества информации в таких репозиториях, ведь именно эти данные становятся объектом работы экспертов в

специализированных приложениях по обработке, интерпретации, моделированию, и эти же данные берутся за основу для обработки методами искусственного интеллекта. Основные тенденции в развитии корпоративных систем управления E&P данными отражены на рис. 1.

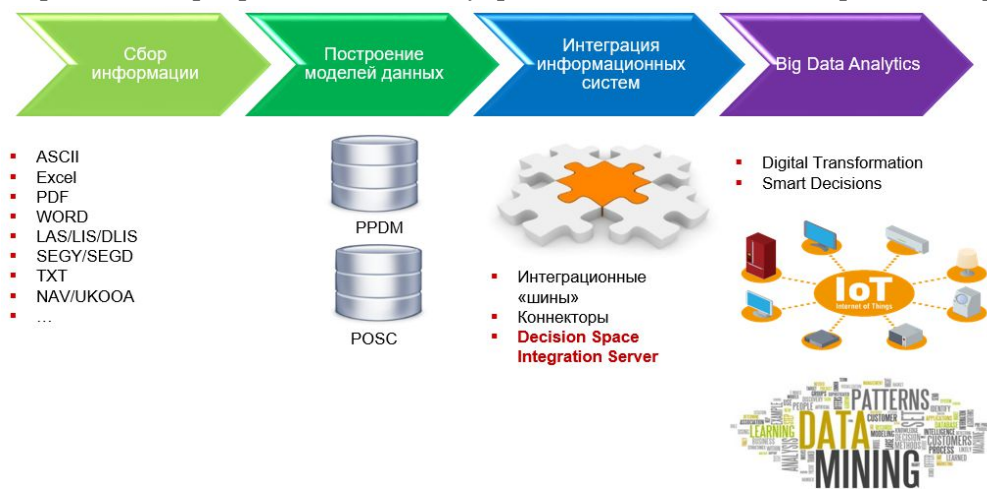


Рис. 1. Тенденции развития корпоративных систем управления данными

Сегодня в активное употребление вошел термин Data Lake («Озеро Данных»), причем употребляется он с серьезной окраской «современности» в контексте прогрессивности подхода к хранению и анализу информации. С одной стороны, действительно удобно иметь всю информацию в ее исходно виде, собранную за многие годы работы. И предположение о том, что в этой исходной информации можно определить много скрытых полезных ранее не учтенных закономерностей, действительно часто подтверждается. Однако не стоит забывать, что одной из первых стадий машинного обучения является стадия подготовки данных, включающая очистку (Data Cleaning), нормализацию (Data Normalization) и стандартизацию (Data Standardization). В результате, Data Lake – это вовсе не готовая к использованию система. Методы подготовки и контроля качества данных, которыми оперирует серьезная корпоративная информационная система, и призваны обеспечить готовность к использованию данных в решении практических задач как средствами экспертного анализа, так и методами искусственного интеллекта. Таким образом, корпоративная система управления данными остается на сегодня более высокоорганизованной структурой, чем другие современные способы организации данных, даже принимая во внимание их современность и простоту.

### Облачные сервисы (PaaS-подход)

Переход многих компаний нефтегазового сектора на облачные платформы, как приватные так и публичные, с одной стороны, вынужденная, а с другой – закономерная мера. Аппаратные требования к надежной работе современного программного обеспечения растут довольно быстро, еще быстрее развивается и само оборудование. Если ранее имеющееся в дата-центрах или ЦОДах компании оборудование позволяло обеспечить эффективную работу информационной среды предприятия в течение 5-7 лет, то текущие задачи требуют обновлений едва ли не каждый год. Такая частота и соответствующие объемы инвестиций заставляют даже крупные компании задумываться о переходе на новые аппаратно-программные модели. Существует несколько вариантов таких моделей, мы остановимся лишь на двух. Первый пример – это переход от традиционных рабочих мест пользователей к приватному корпоративному облаку и обеспечению доступа пользователей к программному

обеспечению посредством технологии VDI (Virtual Desktop Infrastructure). Такая модель призвана снизить нагрузку на вычислительные и графические средства рабочих станций пользователей, сконцентрировав выполнение всех ресурсоемких операции в частном облаке предприятия. Второй пример – это работа с профессиональным программным обеспечением, размещенным в публичных облаках. Во втором случае, помимо решения проблемы аппаратной среды, компания получает возможность снижать затраты на приобретение постоянных лицензий ПО, оплачивая доступ к ПО в облаке пропорционально необходимому времени работы и числу пользователей. В обоих случаях формируется новая бизнес-модель, переход к которой стал возможен благодаря активному росту числа публичных дата-центров, повышению эффективности современных средств защиты информации, скорости и надежности телекоммуникационных каналов, а также появлению готовых аппаратно-программных комплексов и публичных облачных платформ у ведущих вендоров программного обеспечения.

### Цифровые месторождения

Цифровое месторождение (ЦМ) как информационно-аналитическая система поддержки принятия решений (ИАС ППР) – актуальный предмет обсуждения специалистов в области разработки и эксплуатации месторождений. ЦМ действительно является одним из элементов цифровой трансформации, формируя как серьезную информационную систему, состоящую из накопленной исторической промысловой информации, так и данных реального времени, поступающих в ЦМ и актуализирующих работающие в ней математические модели. Кроме того, ЦМ включает большой набор цифровых рабочих процессов, выполняющих актуальные для конкретного месторождения инженерные задачи. Принципиальная информационная архитектура ЦМ представлена на рис. 2.

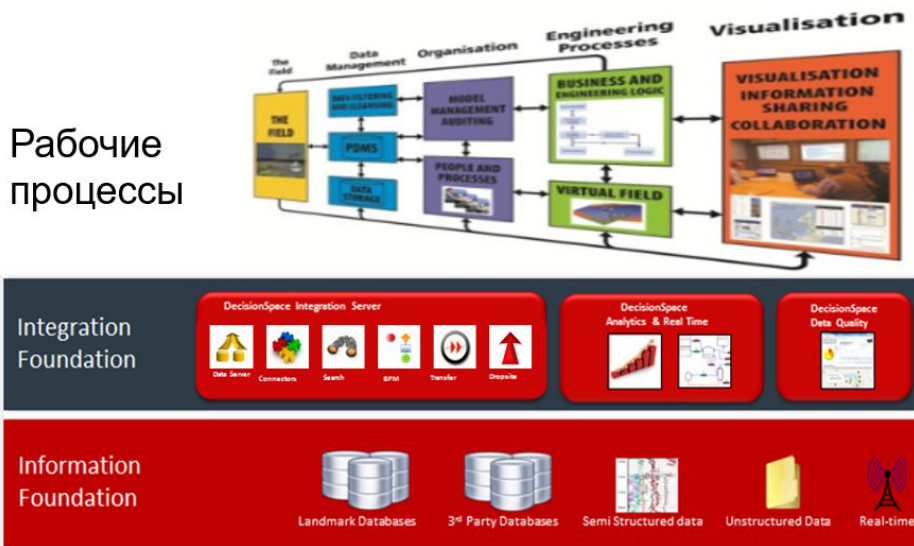


Рис. 2. Концептуальная архитектура ИАС ППР «Цифровое месторождение»

Вопросы детализации рабочих процессов и степень их автоматизации оставим для обсуждения специалистам-инженерам. Скажем лишь о том, что с позиции информационной основы в реализации ЦМ актуальными остаются все обозначенные выше задачи построения корпоративных информационных систем. А для эффективного функционирования систем ЦМ очевидной становится польза применения современных аппаратно-программных комплексов, в том числе частных облачных решений и инженерных комплексов,

осуществляющих расчеты непосредственно на промысле, а не в корпоративных центрах принятия решений. Если в общем виде говорить о технической полезности систем ЦМ, то это автоматизированный мониторинг технологических процессов работы промысла в режиме реального времени, а также предиктивный и проактивный контроль корректности работы оборудования, краткосрочное и долгосрочное планирование и прочие процессы, управление которыми возможно благодаря оперативному анализу текущих и исторических данных. Для новых месторождений в этих задачах существенную роль играет современное оборудование, в т.ч. оснащенность измерительными приборами на максимально большом числе объектов месторождения. Для зрелых месторождений существенную роль играют качественные математические модели, построенные в том числе с привлечением алгоритмов искусственного интеллекта. В обоих случаях речь идет о цифровой трансформации технологической модели управления месторождением, где цифровые технологии призваны принести максимальный технико-экономический эффект.

### **Цифровые программы бурения**

Актуальной задачей среди вопросов цифровой трансформации становится «цифровизация» программ на строительство скважин. Суть цифровизации заключается в том, чтобы инженерные расчеты для проектирования и строительства скважин, которые на сегодня выполняют различные проектные группы, «обвязать» единой бизнес-логикой, моделирующей конкретные бизнес-процессы программ бурения. Таковыми программами могут быть долотная программа, программа подбора КНБК, подбор буровых растворов, расчет конструкции скважины, расчет программы цементирования скважины и т.д. Сам же бизнес-процесс, связанный с конкретной программой, призван обеспечить автоматизацию передачи результатов между этапами, минимизировать необходимость экспорта и импорта данных, определить сроки и исполнителей конкретных этапов программы, предупредить о несоблюдении ряда predetermined нормативных правил (регламентов, локальных нормативных актов, политик компании) и т.д. Как вид информационной системы цифровая программа бурения представляет собой совокупность следующих звеньев архитектуры (см. рис. 3):

1. информационные источники, связанные друг с другом логическими коннекторами через интеграционную шину данных;
2. математические алгоритмы, заключенные в микросервисы, осуществляющие конкретные технологические расчеты для проектирования и строительства скважин;
3. средства визуализации, в том числе Бизнес Аналитики (BI) для наглядного представления результатов отдельно взятой стадии программы или обобщенной сводной информации;
4. Информационная среда для моделирования бизнес процессов, в которой определяется порядок следования и наполнение компонентов, обозначенных в п.п.2-3;
5. Основные компоненты системы управления проектами.





Рис. 3. Пример архитектуры и пользовательского интерфейса ИАС ППР «Цифровая программа бурения» в исполнении компании Halliburton

### Применение технологий машинного обучения

Машинное обучение применяется сегодня повсеместно, активное внедрение этих методов происходит и в нефтегазовой области. Стоит отметить, что большинство алгоритмов машинного обучения были известны достаточно давно, несколько десятков, а порой и больше сотни лет назад. Однако в последние годы появилось множество коммерческих и свободно-распространяемых программных библиотек, аккумулирующих в себе широкий перечень этих методов, удобных в использовании как для разовых расчетов, так и для написания полноценных программных продуктов. Не стоит забывать и о том, что аппаратные мощности сегодня позволяют существенно быстрее и эффективнее осуществлять цепочки расчетов на больших данных. Таким образом, созрела полноценная инфраструктура для применения машинного обучения.

В контексте информационных задач цифровой трансформации машинное обучение занимает едва ли не ведущую роль. Отметим лишь некоторые области применения машинного обучения в сегменте Upstream:

- Анализ экономической эффективности технологических процессов;
- Поиск «узких мест» в применяемых технологиях;
- Прогноз НПВ;
- Подбор объектов-аналогов.

Применимо к существующим в компании информационным системам, возможно как минимум два сценария развития с помощью методов машинного обучения:

1. Плагины, дополнительные модули, развивающие функции уже существующего ПО. Например, картопостроение с помощью искусственных нейронных сетей или деревьев решений в процессе геологического моделирования.

2. Применение свободно распространяемых или известных коммерческих библиотек для выполнения отдельных расчетов или написания программных модулей в решении узкоспециализированных нестрогих задач. Примеры: обработка естественного языка в суточных сводках по бурению для определения причин НПВ/СНПВ; интерактивное определение устойчивости ствола скважины в процессе бурения по высокоточным фотографиям образцов шлама; подбор оптимальных КНБК на основе анализа истории бурения скважин, контроль и предупреждение рисков в процессе эксплуатации объектов месторождения, прогнозирование ФЕС, автоматическая интерпретация ГИС и т.д.

### **Заключение**

Современные цифровые технологии выходят на передний план, формируя в комплексе набор решений для цифровой трансформации в рамках как отдельно взятой нефтегазовой компании, так и всей индустрии в целом. Данные в их многообразии и накопленных объемах способны «рассказать» о реальных объектах и процессах разведки и разработки месторождений едва ли не больше, чем опытные эксперты. В области систем управления E&P данными созрел широкий пласт актуальных цифровых задач и методов их решений, уже подтвердивших свою состоятельность. Предложенные выше элементы цифровой трансформации активно используются компаниями как компоненты для реализации цифровых стратегий.

### **Список литературы**

*Campbell, Chris. "Top Five Differences between DataWarehouses and Data Lakes". Blue-Granite.com. Retrieved 19 May 2017.*

*Барсегян, А.А. Анализ данных и процессов: учеб. пособие / А.А. Барсегян, М.С. Куприянов, И.И. Холод, М.Д. Тесс, С.И. Елизаров // 3-е изд., перераб. и доп. СПб.: БХВ-Петербург, 2009. — 512 с.*

*Флах П. Машинное обучение. — М.: ДМК Пресс, 2015. — 400 с.*

*Chagirov, P. S., Korobeynikova, E. V. (2017, October 16). Digital Field as a Field and Production Management Tool (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187922-RU*

## **Digital Transformation: from ideas to topical industry challenges.**

**Scherbich Alexey**<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Halliburton GmbH, branch in Russian Federation*

*Eurasia Services Manager, Data Management Expert, Landmark PSL, PhD*

Digital Transformation is at the same time general and specific term representing a list of topical Oil and Gas challenges. Solutions of these challenges only exist if applying up-to-date digital technologies. Generally digital transformation is able to digitally modernize business model and technological processes of the entire enterprise. In particular case it may bring tangible business outcome by digitizing the standalone business process. The goal of present review is to send a clear message of how topical ideas of digital transformation may be applied for solving particular challenges of upstream oil and gas industry segment.

### **Corporate Data Management Systems**

It is obvious that data is nowadays a basis for applying smart digital technologies in upstream business. Data in its variety and accumulated volumes is supposed to tell even more and faster about existing technical issues than experienced expert. By saying the above we mean application of data mining algorithms, machine learning techniques for big data analysis. However it is worth to remark that quality of results producing by mentioned algorithms directly depends on the quality of initial data. From this perspective the problem of building quality data management systems, whether it is standalone database storing Well log data or corporate or even national data bank, still remains topical. Thus one of the first and probably the main step is the building of quality data management enterprise systems.

### **Cloud Services (PaaS)**

There are at least 2 models of using private and public cloud solutions for transformation of traditional software infrastructure in Russian oil and gas companies. The first model proposes to move away from using powerful personal workstation in order to accumulate all calculating, graphical and storage components in centralized private cloud within company network infrastructure. End-users are supposed to work through Virtual Desktops (in VDI mode). The second way transformation is using software from public clouds. By using public cloud company saves investments in both hardware infrastructure and acquisition of perpetual software licenses working through PaaS scheme. Both transformation cases allow to move to a new business model which has recently appeared due to sufficiently increased number of public data centers, growth of up-to-date information security technologies and also active work of software vendors on development their own engineering solutions (software + hardware + cloud access) provided as both public and private clouds.

### **Digital Fields**

Digital field as information and analytical decision support system is the topical subject of discussions between specialists in field development area. Digital field is one more element of digital transformation which builds fundamental information basis composed by historical asset development data as well as by real-time data updating dynamic mathematical models used for engineering calculations. Digital Field also includes a number of digital workflows performing actual engineering operations. Digital Field is relatively new term, so there is no common single understanding of its structure and goals. What is clear is that Digital Field as solution is unique for every new physical field. For Greenfields this solution may be beneficial by using wide range of up-to-date metering and data transmission technologies thus increasing the precision of analytical

conclusions. For mature fields Digital fields should include mathematical models of high quality with artificial intelligence algorithms inside. In both cases there is a digital transformation of asset management technology where digital is intended to maximize technical and economical outcomes.

### **Digital Well Programs**

One more digital transformation domain is the digitalization of well construction programs. There are many different engineering calculations related to different operations for planning and drilling wells. These calculations are executed in drilling software by different project groups involved in planning and construction of particular well. So there is no electronic procedures in place which would allow these groups to work in a single common digital environment in order to avoid data management conflicts, properly control responsibilities and deadlines, integrate results of engineering calculations etc. We may list a couple of digital well program examples: Drill bits program, casing program, bottom-hole assembly program etc. As a kind of information system digital Well Program consists of min the following architectural components:

1. Data sources connected by logical connectors through Data Integration Bus
2. Mathematical algorithms wrapped into microservices for background engineering calculations
3. Data visualization techniques including BI dashboards
4. Business Processes Management system for modelling particular Digital Well Program
5. Components of Projects Management system

### **Applying Machine Learning algorithms**

Machine learning plays a key role in digital transformation especially in the areas of information management. Following examples are only some segments where machine learning may be applied in upstream technologies:

- Analysis of economic viability of technological processes;
- Bottom necks detection;
- NPT detection and analysis;
- Detection of objects with better similarity

There are at least 2 scenarios when machine learning can be applied for digitization of existing enterprise processes on top of the existing software infrastructure:

1. Plug-ins to existing software products;
2. Building new machine learning-based solutions by using opensource or popular commercial machine learning libraries for specific challenges solution. Examples: using NLP libraries for detection NPT by processing daily drilling reports; risks management and prediction by using ANN when managing the asset, reservoir characteristics prediction using deep-learning algorithms etc.

### **Conclusion**

Modern digital technologies has arrived to a forefront building a number of solutions for digital transformation of single oil and gas enterprise and of the entire industry. Data in its volumes and variety is becoming able to tell even more than experienced expert about real objects and E&P processes. E&P data management segment of upstream is the area where many digital solutions may be effectively applied. Elements of digital transformation listed above are being already actively used by companies as components of digital strategies.

## Контроль качества геолого-геофизических материалов, используемых в системе информационного обеспечения.

Косолапов Александр Геннадьевич<sup>1</sup>, Кобелев Сергей Леонидович<sup>1</sup>,

<sup>1</sup> ООО «Геоллидер», г. Тюмень

Эффективное управление информацией с целью принятия управленческих решений определяется наличием трех основополагающих компонент: исходные данные, программно-вычислительные или аналитические средства и опытные людские ресурсы. Зачастую данные, поступающие в агрегирующие системы, имеют различное происхождение и могут быть несогласованными и даже противоречить друг другу. В этом случае, независимо от квалификации персонала и использования самых передовых технологий, продуктивность работы всей системы и эффективность принятия решений будут чрезвычайно низкими. Чтобы полноценно использовать накопленные знания и материалы, необходимо осуществлять входной контроль качества, разработать четкие правила и регламенты по приемке. На предприятии должны быть единые соглашения по именованию объектов (скважин, сейсмических съемок и профилей), а также словари, используемые повсеместно всеми службами.

Контроль качества исходной геолого-геофизической информации – ключевой момент в организации современного банка данных. ООО «Геоллидер» ведет разработку программного обеспечения для построения информационных корпоративных хранилищ в нефтегазовом секторе, с использованием широкого спектра инструментов контроля качества различных типов данных.

Контроль качества является одной из приоритетных задач, обеспечивающих хранение качественных данных. ООО «Геоллидер» создало комплексную систему программных средств для входного контроля и пакетной загрузки больших объемов информации, состоящую из модулей, предназначенных для загрузки отдельных видов информации.

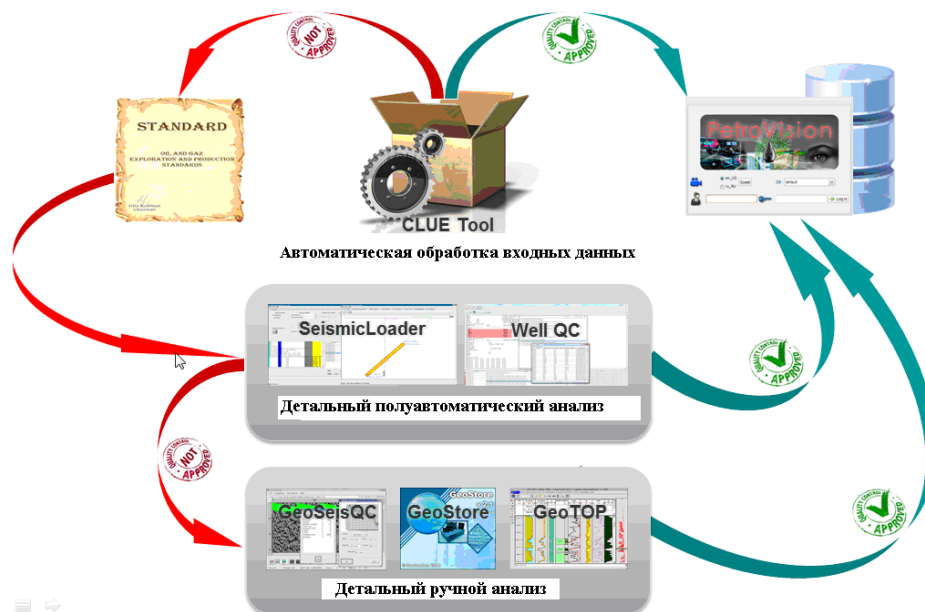


Рис 1. Модули контроля качества ООО «Геоллидер»

Для некоторых данных достаточно автоматического контроля качества, который производят программные продукты SeismicLoader, WellQC и CLUE Tool. Если данные требуют детального анализа, то выполняется контроль качества приложениями Geotop, GeoSeisQC, Geostore.

**CLUE Tool** - проверка качества большого спектра данных, пакетная загрузка.

Программа предназначена для загрузки информации в банк данных PetroVision. Приложение CLUE Tool Loader осуществляет:

- контроль правилами пользователя;
- контроль целостности данных;
- контроль дубликатов данных;
- контроль типов данных;
- контроль качества загруженного материала.

Индексацию и контроль качества данных можно осуществлять в пакетном режиме. При этом типе загрузки происходит сканирование директории, извлечение из файла табличных данных. Например, при пакетной загрузке файлов каротажа загружается информация о всех кривых, содержащихся в них.

**SeismicLoader** - контроль качества сейсмической, навигационной и топографической информации. Позволяет извлекать данные из заголовков данных сейсмических форматов. Проводит контроль качества пространственных данных (геометрия) на предмет следующих аномалий:

- дубликаты точек;
- некорректное направление обхода полигонов;
- разрыв в координатах;
- петли (самопересечение);
- угловая аномалия;
- ошибка принадлежности координатной системе.

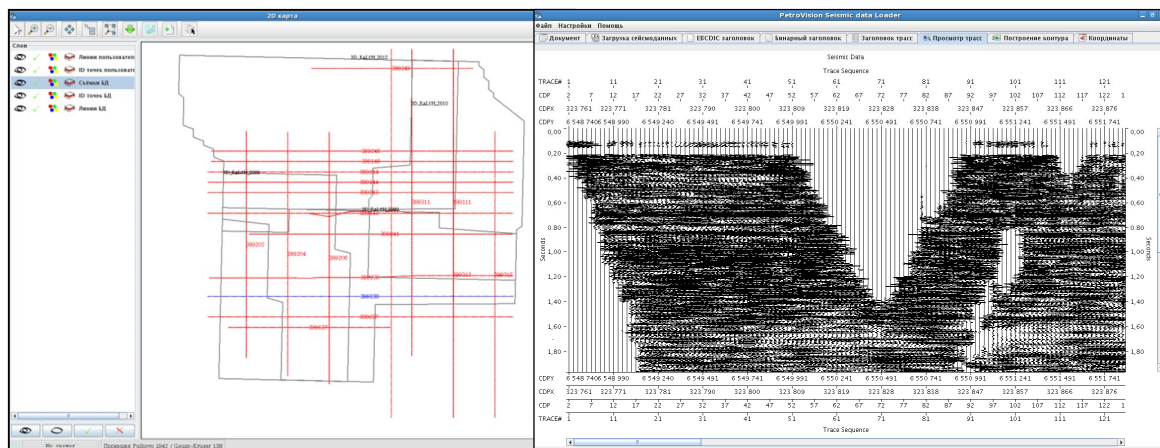


Рис 2. (а) Предпросмотр геометрии сейсмических профилей с наложением существующих контуров съемок, SeismicLoader (б) Визуализация сейсмических данных, SeismicLoader

**WellQC** - проверка соблюдения форматов и качества скважинной информации. Программный продукт WellQC обладает широкими функциональными возможностями для автоматического контроля качества геологических и геофизических данных в пакетном режиме. Осуществляет автоматический контроль данных по большинству текущих направлений: открытый ствол (скважины, вышедшие из бурения), промысловые исследования, инклинометрия, проверки поверочных и эталонированных данных. Программа выполняет более 200 различных проверок. Проверки разделены по типам предоставляемой информации.

Приложение WellQC осуществляет:

- анализ соответствия материала форматам представления данных (LAS, ASCII файлы отчетов, заключений и т. д.);
- проверку качества содержимого данных в соответствии с реальными условиями проведения работ: контроль качества данных исследований в процессе и после бурения; контроль качества инклинометрии; контроль качества по направлению ПГИ скважин (корректность параметров, анализ показаний приборов, непротиворечивость файлов данных и заключений и пр.).

**GeoSeisQC** предназначен для проведения контроля над производством сейсморазведочных работ и оценки качества сейсмических данных.

Приложение GeoSeisQC осуществляет:

- анализ данных полевого материала;
- анализ данных после суммирования;
- присвоение геометрии, управление координатами;
- переформатирование.

Возможности GeoSeisQC:

- эффективный контроль качества;
- определение соотношения уровня сигнала к уровню микросейсм с выводом таблиц и графиков, построением карт;
- программа контроля качества материала по частотному и амплитудному составу;
- вычисление среднего уровня сигнала, помехи, отношения сигнал/помеха и других параметров.

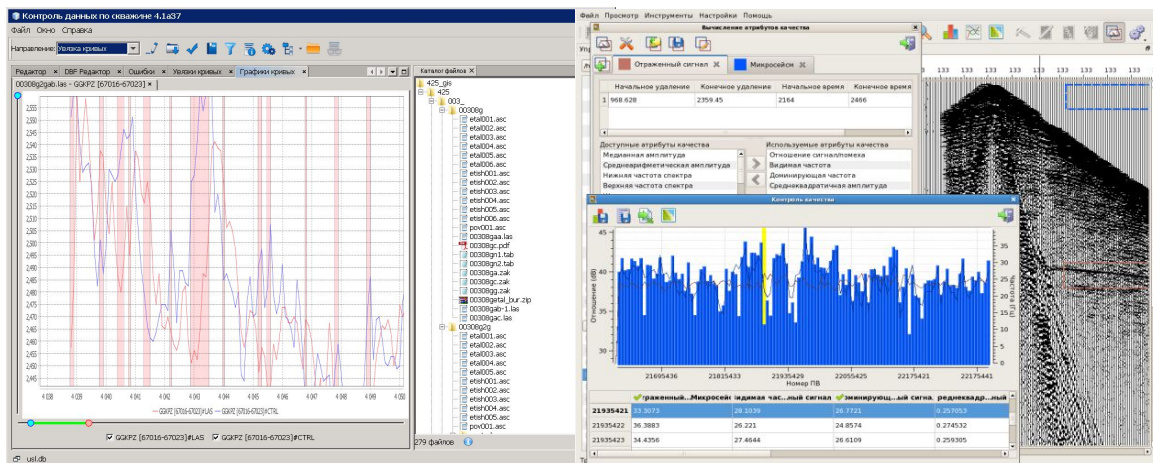


Рис. 3. (а) Визуализация зон рассогласования данных основного и контрольного замеров каротажа, WellQC (б) Отображение критериев контроля качества, GeoSeisQC.

**Geostore** – это пакет программного обеспечения для работы с ленточными устройствами, для создания и управления архивами RODE, STAGE1, TIF, KELMAN, LACEY, 408HD форматов данных Разведки и Разработки. Выполняет следующие этапы для осуществления контроля качества:

- считывание данные с входного носителя;
- считывание эквивалентных данных в инкапсулированном формате с носителя;
- деинкапсуляция данных;
- побитное сравнение.

**Geotop** - геологическая оценка, интерпретация и корректировка данных ГИРС, инструмент расширенного контроля качества каротажа и интерпретации данных.

- наличие модулей для реализации основных процедур интерпретации ГИРС;
- вычисление средних значений параметров коллекторов для дальнейшего моделирования и применения в подсчете запасов;
- визуализация и корректировка значений графически и в табличной форме;
- увязка кривых по глубине;
- преобразование кривых: сжатие, растяжение, изменение шага дискретизации;
- построение гистограмм и кроссплотов;
- поддержка форматов LAS, LIS, DLIS, ASCII.

Внедрение инструментов контроля качества позволяет автоматизировать процесс верификации данных, что существенно повышает оперативность проверки данных и минимизирует влияние человеческого фактора. Гибкая настройка системы проверок позволяет применять не только существующие стандартные проверки, но и вводить новые, специализированные для каждого клиента.

### **Заключение**

Контроль качества данных повышает ценность и релевантность материалов, которыми обладают современные предприятия, позволяет полноценно использовать данные, а не просто накапливать их.

На основании внедрения ООО «Геолитер» инструментов и регламентов контроля качества удается обеспечить непрерывный механизм проверки данных при наполнения корпоративных систем информацией. Программное обеспечение ООО «Геолитер» внесено в Реестр отечественного ПО Минсвязи РФ, может быть рекомендовано к внедрению в нефтегазовых предприятиях, работающих с данными различных типов. Среди активных клиентов, уже использующих данное ПО, следует отметить ООО «Лукой-Западная Сибирь», ФГБУ «Росгеолфонд», АУ «НАЦ РН им. Шпильмана» и других.

### **Список литературы**

*Шинкарёв М.Б., Потапов П.А., Мурзакаев А.Н., Марьин И.Е., Думбадзе Г.Д.* Концепция единой системы управления архивами геологических и промысловых данных нефтегазовых



месторождений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности – 2014. – №2. – С.17-22

*Ханжиян Е.С., Петров В.Я., Лексин А.А., Мараев В.Л.* Государственный банк морской геолого-геофизической информации // ArcReview №4 – М.:ООО “ЭСРИ СНГ”, 2003

<http://www.geoleader.ru>

## **Quality control of geological and geophysical materials used in the data management systems.**

**Kosolapov Alexander Gennadievich<sup>1</sup>, Kobelev Sergey Leonidovich<sup>1</sup>,**

<sup>1</sup> *LLC Geolider, Tyumen*

Nowadays most large oil and gas companies are aware of the need for a single data bank containing all exploration and production data. But often the data coming into such aggregation systems have different origins and may be inconsistent. In order to effectively use the accumulated knowledge and materials, it is necessary to carry out input quality control, to develop clear rules and regulations for acceptance. The enterprise should have uniform naming conventions for objects (wells, seismic surveys and profiles), as well as dictionaries used throughout by all services.

Quality control is one of the priorities to ensure the storage of quality data. Geolider LLC has created an integrated system of software for incoming control and batch loading of large volumes of information, consisting of modules designed to download certain types of information.

- **Geostore** - quality control of magnetic tapes, checking archive and original data
- **SeismicLoader** - quality control of seismic, navigation and topographic information
- **GeoSeisQC** - additional processing and quality assessment of seismic data
- **CLUE Tool** - check the quality of a large range of data, data loading
- **WellQC** check for compliance with the formats and quality of well information
- **Geotop** - geological assessment, interpretation and correction of well data

The introduction of quality control tools allows you to automate the data verification process, which significantly increases the speed of data verification and minimizes the impact of the human factor. Flexible configuration of the QC system allows you to apply not only the existing standard checks, but also introduce new ones that are specialized for each client.

Based on Geolider LLC tools and regulations for quality control, it is possible to provide a continuous mechanism for verifying data when filling corporate systems with information. The software of Geolider LLC is entered in the Register of domestic software of the Ministry of Communications of the Russian Federation, it can be recommended for introduction in the oil and gas enterprises working with data of various types. Among active customers already using this software, it should be noted Lukoil-Zapadnaya Sibir LLC, FGBU Rosgeolfond, AU NAC RN im. Shpilmana and others.

## *Подготовка исходных данных для оптимизации системы ППД для моделирования с помощью многослойной нейронной сети.*

**Юнусов Радмир Руфович<sup>1</sup>, Шестаков Дмитрий Александрович<sup>2</sup>, Муллагалин Ильяс Захибович<sup>3</sup>, Емченко Ольга Владимировна<sup>3</sup>, Мирянов Сергей Николаевич<sup>3</sup>, Холоднов Эмиль Эдуардович<sup>3</sup>, Хасанова Айгуль Рамилевна<sup>3</sup>, Хамитов Азат Тахирович<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> ООО "Лукойл-Западная Сибирь"

<sup>2</sup> ТПП «Когалымнефтегаз»

<sup>3</sup> ООО «Уфимский НТЦ»

Современные алгоритмы машинного обучения, в частности нейронные сети, умеют самостоятельно находить нелинейные закономерности в данных. Опыт применения нейросетевых моделей в различных областях деятельности человека показывает возможность их широкого использования в том числе и в планировании геолого-технических мероприятий (ГТМ) на месторождении, управлении системой поддержания пластового давления (ППД) и других задачах, связанных с обработкой большого объема данных.

В упрощенном варианте для нейронных сетей без самообучения необходимо задание трех выборок: контрольная – обучающая, контрольная – тестирующая результаты обучения и выборка, на которой, собственно, и решается поставленная задача. В таком случае данных должно быть много или очень много, но так бывает редко. Становится очевидным тот факт, что в задачах машинного обучения качество моделей очень сильно зависит от данных. В базах данных с огромным объемом информации парадоксален тот факт, что именно корректных данных, как правило, не хватает, количество параметров для построения нелинейных корреляционных связей ограничено, данные зашумлены, при записи добычи/приемистости при проведении ГТМ, РИР, исследовании скважин или при простоях скважин существуют пропуски. Следовательно, необходимы процедуры, обеспечивающие подсказки для используемой нейронной сети.

Очевидно, что исходная подготовка и предварительный анализ данных являются большой и первостепенной задачей в построения нейросетевой модели. Как правило, качество построенной модели в большей степени определяется качеством подготовленных данных, и в меньшей - выбором самой модели.

В работе решается задача об управлении системой ППД на месторождении, находящемся на третьей стадии разработки с неполной (утраченной) историей ГТМ, замеров давлений, с противоречивыми данными. В предложенном докладе рассматривается этап подготовки исходных данных на основе построения признакового пространства, сжатия избыточной зашумленной информации и методов очистки данных для создания нейросетевой модели.

Несмотря на ряд работ об использовании нейросетевых моделей в управлении заводнением, остается немало вопросов о том, как именно ставится задача, на что должен делаться основной упор в определении исходных данных, насколько сложной должна быть нейронная сеть и приемлемой степень сжатия данных.

Для реализации алгоритмов нейросетевого моделирования были использованы язык программирования Python и среда разработки Jupyter Notebook. Такой выбор обусловлен следующими достоинствами Python: достаточно прост, активно развивается, в нём появляется множество библиотек не только общего назначения, но и библиотек, связанных с

машинным обучением. Также в Python есть возможность быстрой реализации базовых моделей машинного обучения. Jupyter Notebook позволяет в полной мере использовать эти достоинства.

В качестве исходных данных использовалась информация из таблиц месячных эксплуатационных режимов (МЭР) и технологических режимов (ТР). Для добывающих скважин были выбраны следующие параметры: добыча воды за месяц (МЭР), добыча нефти за месяц (МЭР), средний динамический уровень за месяц (ТР), время работы скважины за месяц (МЭР); для нагнетательных скважин: объёмы воды (МЭР), закаченной за месяц, и время работы скважины за месяц (МЭР). Также использовалось пересчитанное значение средней обводненности за месяц и ряд других параметров.

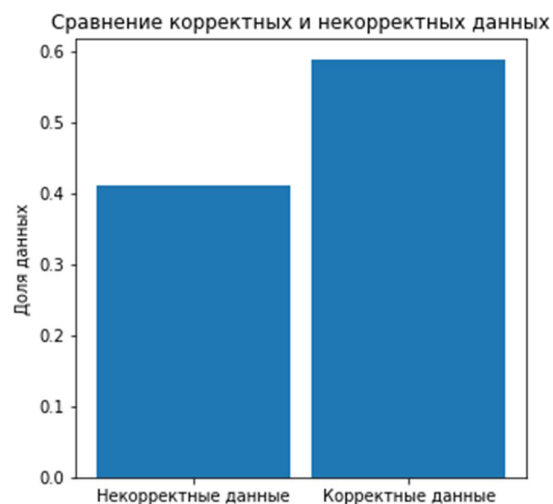
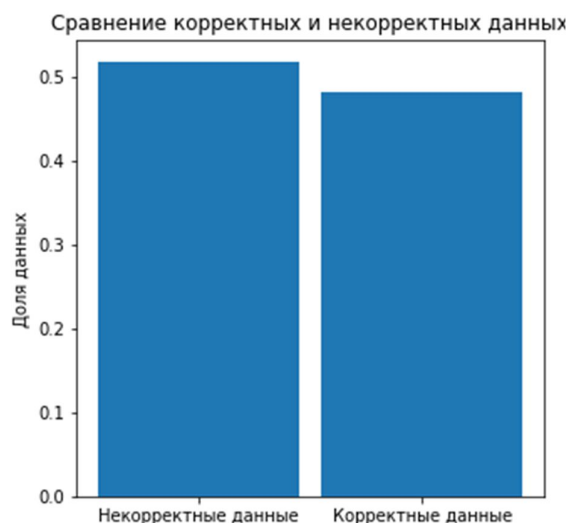
Первичная постановка задачи, основанная на опыте имеющихся литературных источников, звучала таким образом: даны дебиты и приемистости скважин, на основе критерия Пирсона построены обучающие выборки взаимовлияния: приемистость нагнетательных/обводненность добывающих скважин. Сразу же стали очевидны проблемы: критерий Пирсона плохо работает при малой и большой обводненности, учет анизотропии практически невозможен, решение неустойчиво при изменении радиуса влияния скважин, трассерные исследования не коррелируют с полученными данными о взаимовлиянии скважин.

Такие проблемы привели к изменению постановки задачи и выбору модели:

- изменение набора исходных данных: приемистость, дебиты жидкости и нефти, обводненность, динамические уровни. Рассматривается вопрос о применении статических уровней;
- обучение на данных для каждой скважины до достижения заданной обводненности;
- задание флагов для учета ГТМ, РИР.

При такой постановке задачи очевидным стал вопрос о взаимной непротиворечивости используемых данных.

Первый этап: разработаны правила и введены дополнительные условия проверки, базирующиеся на уравнениях фильтрации, потребовалась предварительная обработка данных: фильтрация, сглаживание, обнаружение выбросов и т.д., что сразу же позволило увеличить процентное соотношение корректные данные/выбросы+ошибки (рис.1). Однако эти процедуры могут сократить объем имеющихся данных.



(а)

(б)

Рис 1. Количество корректных данных до и после применения правил.

Второй этап: упростить – значит устранить ненужное, чтобы осталось только необходимое, этим устраняется и бесполезное. Очищенные данные меньшего, чем изначально, объема, тем не менее, являются набором точек некоторых временных рядов с пропусками либо из-за изначального отсутствия данных, либо из-за необходимости их очистки в ходе первого этапа. Кроме того, разбиение всего временного ряда на интервалы между ГТМ, РИР еще больше сократило количество данных.

Было предложено использовать разложение в ряд Фурье. Для исходных данных по скважинам были вычислены спектры, затем на 90% энергии спектра сделано обратное преобразование Фурье (рис.2). Таким образом, после фильтрация выбросов, были выделены значимые тренды в графиках.

Анализ данных после преобразования Фурье показал, что остались участки резкого изменения обводненности. Было сделано предположение, что они свидетельствуют о смене режима работы скважины, а именно о том, что проводились ГТМ. Поэтому к полученным данным, была добавлена информация о проведённых ГТМ. Но данные по ГТМ в базе данных были предоставлены только за последние три года, а период замеров равен 17 годам. Для решения этой задачи со специалистами-разработчиками были выработаны правила для определения ГТМ за все годы. В итоге ряд Фурье был построен только на периодах между ГТМ (рис.3).

Название этапа	Графики
Исходный график и его ряд Фурье с 90% энергии без учёта ГТМ	<p data-bbox="560 1375 641 1407">Рис 2.</p>
Исходный график и его ряд Фурье с 50% энергии с учётом ГТМ	<p data-bbox="560 1774 641 1806">Рис 3.</p>

Результаты адаптации без учета и с учетом всех этапов обработки данных приведены на рисунках 4а-б.

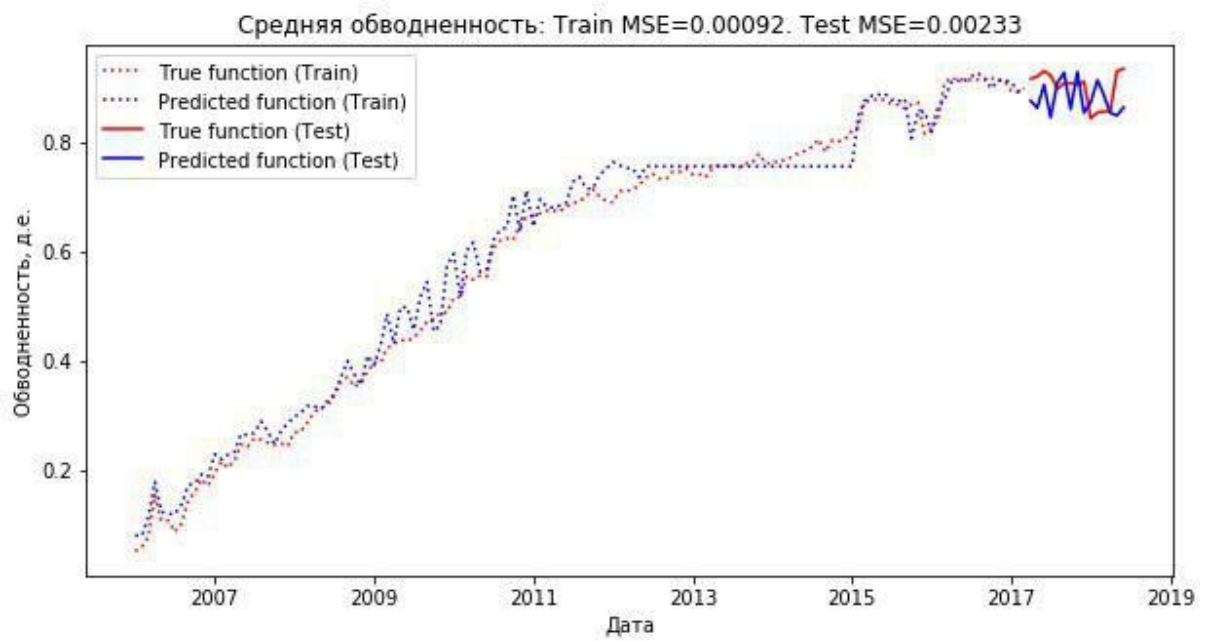


Рис. 4а. Прогнозная модель средней обводненности на данных без обработки

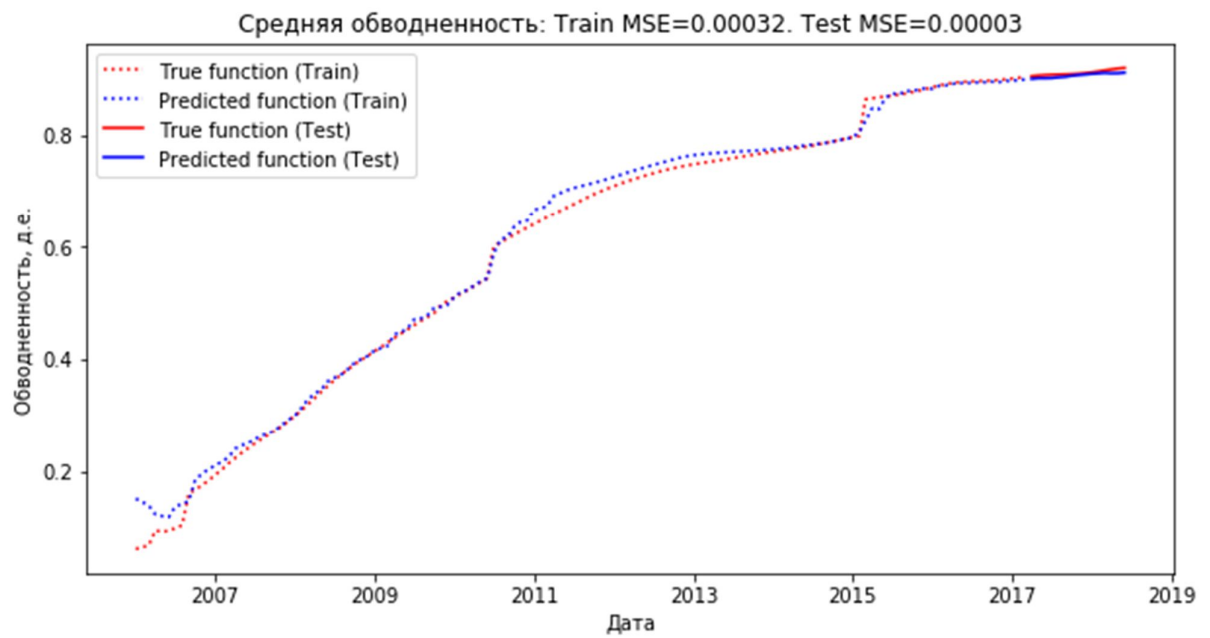


Рис. 4б. Прогнозная модель средней обводненности на данных с обработкой.

**Preparation of initial data for optimization of pressure maintenance systems with multi-layer neural network**

**Yunusov R.R. Lukoil-West Siberia.**

**Shestakov D.A. Kogalymneftegaz,**

**Mullagalin I.Z., Emchenko O.V., Miryanov S.N., Kholodnov E.E., Khamitov A.T., Kcasanova A.R.**

*Ufa Scientific and Technical Center*

The algorithms currently used in machine learning, in particular neural networks, are capable of finding nonlinear relationships in data without any assistance. The simplified scenario for neural networks without self-learning requires three sampled groups, i.e. one test group for training, another test group for testing the results of training and yet another group which is actually used for solving the given task. In such case there has to be multiple or abundant data but such cases are quite rare. Hence it becomes obvious that in machine learning the quality of models largely depends on data. As a rule the available data is insufficient and the number of parameters for plotting nonlinear correlations is limited, the data itself is noisy, there are gaps in data when recording production/injection in the process of various workover, stimulation, isolation, conformance control operations, well tests or downtime. Thus to overcome these limitations specific procedures are required to provide prompts for the used neural network.

Hence the initial preparation and preliminary analysis of the data becomes a very important and overriding task for creating neural networks. As a rule the quality of the created final model is predetermined to a greater extent by the quality of the prepared data and to a lesser extent by the choice of the model. The paper reviews this stage of the initial data preparation on the basis of attribute space creation, compression of excessive noisy data and methods for data clearing for building neural network models.

## *Модель создания базы знаний на основе формальной обработки описательной информации.*

**Кувшинова Лариса Александровна, Кувшинова Калерия Александровна, Клименцова Надежда Ивановна.**

*Российское минералогическое общество.*

### Введение

В предыдущей работе [Кувшинова, 2018] была предложена технология сбора и хранения описательных документов, оцифрованных в различных форматах с инструментарием поиска и извлечения необходимых фактов. Она представляет собой средство обработки текстовой информации, результатом которой является фактографическая поисковая система.

С другой стороны, разработанная технология обработки информации, основанная на принципах первичности информации и вторичности формата, кластерным способом ее накопления и итерационным подходом при обработке информации, является, фактически, базой знаний для конечного пользователя уже на стадии накопления исходной информации, оформленной в стандартах MS Windows.

Описательная информация (отчеты, диссертации, статьи и другие научные документы) созданная в среде MS Office или MS СУБД, составляет, в настоящее время, значительный объем научных ресурсов и представляет собой неупорядоченное информационное множество. Однако содержание научного материала, состоящего, как правило, из слабо формализованной информации достаточно произвольной структуры наименее доступно для широкого использования накопленных знаний специалистами. Это определяется отсутствием аппарата накопления информации и создания базы знаний.

### Пути решения.

Принцип первичности информации, заложенный в технологии, заключается в том, что мы берем исходную информацию в том виде, в котором она была оцифрована, не требуя никакого «стандартного» представления исходного материала.

Идея предлагаемой технологии заключается в том, что из неупорядоченного и разнородного информационного множества выделяются «источники информации» (совокупность оцифрованных документов), владеющие определенным объемом данных. Для «источника информации» создается клиентское рабочее место, предназначенное для обработки исходной информации с помощью набора инструментов.

Формальный анализ множества информационных ресурсов показал, что оно состоит из совокупности конечного числа подмножеств однотипно оцифрованной информации, что позволяет формально провести ее обработку.

Первичную информацию клиентского рабочего места, по типу оцифровки (в табличном формате, текстовом на естественном языке и базах данных), объединяем в кластеры, определяемые уникальными именами. Построенный таким образом кластер можно разделить на несколько кластеров по смыслу или желанию «источника информации», не изменяя тип оцифровки. Для каждого кластера, с единым типом оцифровки содержащейся информации, создается инструментарий преобразования, с помощью которого исходная оцифрованная информация приводится к регламентированной структуре. Этот процесс индивидуальный для каждого типа оцифровки информации и варьируется в зависимости от исходного оцифрованного материала.



Преобразование исходной оцифрованной информации к регламентированной структуре позволяет решить проблему приведения разноформатно оцифрованной информации к формальному единообразию.

Информация кластеров, приведенная к единообразному представлению, несет дополнительную информацию о знаниях и фактически является базой знаний, на следующем уровне.

При этом для описательной информации на естественном языке приведенной к регламентированной структуре возможны специальные преобразования, заключающиеся в выделении и дальнейшем объединении структурно одинаковых массивов информации, формируя следующий уровень базы знаний. Это связано со структурным представлением научных документов, которое предполагает определенную организацию (титульный лист, введение, оглавление, заключение, список литературы, главы и т.п.). А в процессе быстрого ознакомления и получения знаний возникает необходимость посмотреть однотипные разделы документов (например, предисловие и заключение) по всему информационному массиву кластера. Для этого разработан соответствующий инструментарий.

Приведение структуры исходной информации кластеров, к единообразному представлению дает возможность дальнейшую обработку информации проводить по единой схеме.

Использование понятийных списков, созданных из фрагментов регламентируемой структуры, дает возможность по выбранным фрагментам построить фактографическую поисковую систему, позволяющую создать основной наиболее глубокий уровень базы знаний для кластера.

Кроме того, таким образом, выполненная обработка информации позволяет создать базу знаний не только для кластера, но и для отдельного клиентского рабочего места (для группы кластеров) и для массива информации группы клиентских рабочих мест в неограниченном объеме. Объединяя результаты обработки тематически близких массивов информации можно получать базы знаний по определенным тематикам и различным областям знаний.

#### Заключение

- итерационный принцип заложенный в технологию позволяет создавать разнообразные базы знаний, многоуровневость, которых зависит от глубины обработки информации;
- оцифрованная описательная информация, поступающая от «источника информации» фактически является базой знаний уже на стадии накопления исходного материала;
- после приведения информации к единообразному представлению появляется следующий уровень базы знаний;
- основной вклад в базы знаний вносят результаты обработки исходной информации инструментарием фактографической информационно-поисковой системы.

Дополнительно для описательной информации на естественном языке возможны специальные преобразования, связанные со структурным представлением научных документов, которое предполагает определенную организацию информации. Оно заключается в выделении и дальнейшем объединении структурно одинаковых массивов информации (например, предисловие, заключение и т.д.).

Накапливая фрагменты, созданные конечным пользователем можно, используя их и новую информацию, преобразованную к регламентированной структуре, формально определять тематику вновь поступившей информации.

Список литературы.

Кувшинова Л.А., Кувшинова К.А., Клименцова Н.И., Комаров А.Г.. Принципы фактографической поисковой системы для коллекционных и архивных материалов. // Труды Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвроазия 2018. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» 5-8 февраля 2018 г. М. С.839-842.

## **A Model of Development of a Knowledge Base on the Basis of Formal Processing of Descriptive Information**

**Kuvshinova L.A., Kuvshinova K.A., Klimentsova N.I.**

A concept of the development of an information retrieval system was proposed for a client working place for the acquisition and storage of descriptive documents, digitized in different formats with tools for the search and retrieval of the necessary data.

Descriptive information (reports, dissertations, papers, and other research documents), created in the environment of MS Office or MS DBMS forms a considerable component of scientific resources. However, the content of a scientific material, which commonly consists of poorly formalized information of an arbitrary structure, is least available for the wide use of the accumulated knowledge by experts.

The idea of the proposed technology consists in that “information sources” (a set of digitized documents), containing certain volume of information, will be chosen from an unordered and heterogeneous information set. A client working place will be created for the information source for processing raw data with the use of a set of tools.

Formal analysis of the system of information resources has shown it to consist of a finite number of subsets of information, digitized by unified algorithms, thus allowing its formal processing.

The primary information of the client working place will be combined into clusters, specified by unique names, by the type of digitizing. The cluster thus created can be divided into several clusters by the content or by a request of the “information source,” provided that the type of digitizing is not changed.

For each cluster with a common type of digitizing the information it contains, a transformation tool will be developed to transform the digitized source information into a standardized structure, each record in which is a fact. This process will be specific for each type of information digitizing and will vary depending on the source digitized material.

The transformation of the digitized source information into a standardized structure enables solving the problem of the transformation of information digitized in different formats to formal uniformity.

The information in the clusters, converted to a standardized structure, is, in fact, already a knowledge base.

The result of the formal approach to information processing is, in fact, a database for an end-user of the client working place. By combining the results of processing thematically similar data arrays, one can obtain knowledge bases for certain themes and various fields of knowledge.

The technology, based on the formal processing of raw data and the principles of the priority of information and the secondary role of the format, as well as on the cluster method of its accumulation and the iteration approach to information processing, is a tool for processing text information, the result of which is a factographic retrieval system. It can be used to combine segmentary digitized information of any volume and create a retrieval system based on classifiers formed from elements of the source text.

## *Принципы построения универсальной палеонтологической базы данных*

Агарков Юрий Васильевич<sup>1</sup>, Агарков Андрей Юрьевич<sup>1</sup>, Клавдиева Наталья Владимировна<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Сочинский научно-исследовательский центр РАН, Сочи

<sup>2</sup> ФГБУ "Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт" (ВНИГНИ), Москва

### **Введение**

Существующие базы данных (БД) по палеонтологии и БД, имеющие блок стратиграфической информации, разработаны для решения частных задач. Агарковым Ю. В. с 1993 года разрабатывается универсальная палеонтологическая база данных на платформе Corel Paradox.

Предложена структура хранения палеонтологических данных, которая позволяет осуществлять быстрый поиск информации по любому виду и его синонимам, просматривать описания и изображения экземпляров, знакомиться с особенностями распространения видов, строить схемы филогенетических связей, биоразнообразия и послойные карты биогеографического районирования, определять геологический возраст горных пород.

### **Данные и методы**

Организация информации построена по принципу "биологический вид – образец", где для образца приведена вся исчерпывающая информация, включая уровни достоверности определения вида, возраста, географического положения точки. Упрощенная модель данных биологического блока показана на рис. 1. Основными в описываемом блоке являются следующие таблицы: 1. Словарь видов; 2. Систематика видов; 3. Описание видов; 4. Изображение видов; 5. Распространенность видов; 6. Морфологические признаки видов; 7. Словарь морфологических признаков видов; 8. Параметры скелета видов; 9. Экология видов; 10. Возрастное распространение видов; 11. Словарь родов; 12. Описание родов; 13. Систематика родовых таксонов; 14. Словарь надродовых таксонов; 15. Систематика надродовых таксонов; 16. Описание надродовых таксонов; 17. Таблица синтеза данных для анализа распространения. На странице «Photo and Description» на вкладке «Name» можно пролистать по отдельности все имеющиеся в информационной системе отсканированные и уменьшенные под единый формат изображения и все известные описания, относящиеся к данному названию (рис. 2).

Блок пространственно-возрастной распространенности позволяет хранить сведения о таксонах в любой удобной пользователю системе привязки к местности (административная, тектоническая и др.), включая географические координаты, связывающие информационную систему с цифровыми картами.

Возрастная кодировка производится в различных вариантах (ярусы, свиты, зоны) и не ограничивает пользователя (возможна кодировка возрастной распространенности группы по зонам других ископаемых групп, многократное альтернативное кодирование и др.).

Стратиграфический словарь включает более 5 тыс. стратиграфических подразделений, а сам блок палеонтологических данных – более 100 тыс. записей.

Исходная информация о геологическом возрасте хранится в "авторских стратонах", что позволяет оперативно учитывать изменения понимания их объема или положения, для этого созданы программы перевода из одной шкалы в другую, например, из зональной или региональной в общую и наоборот.

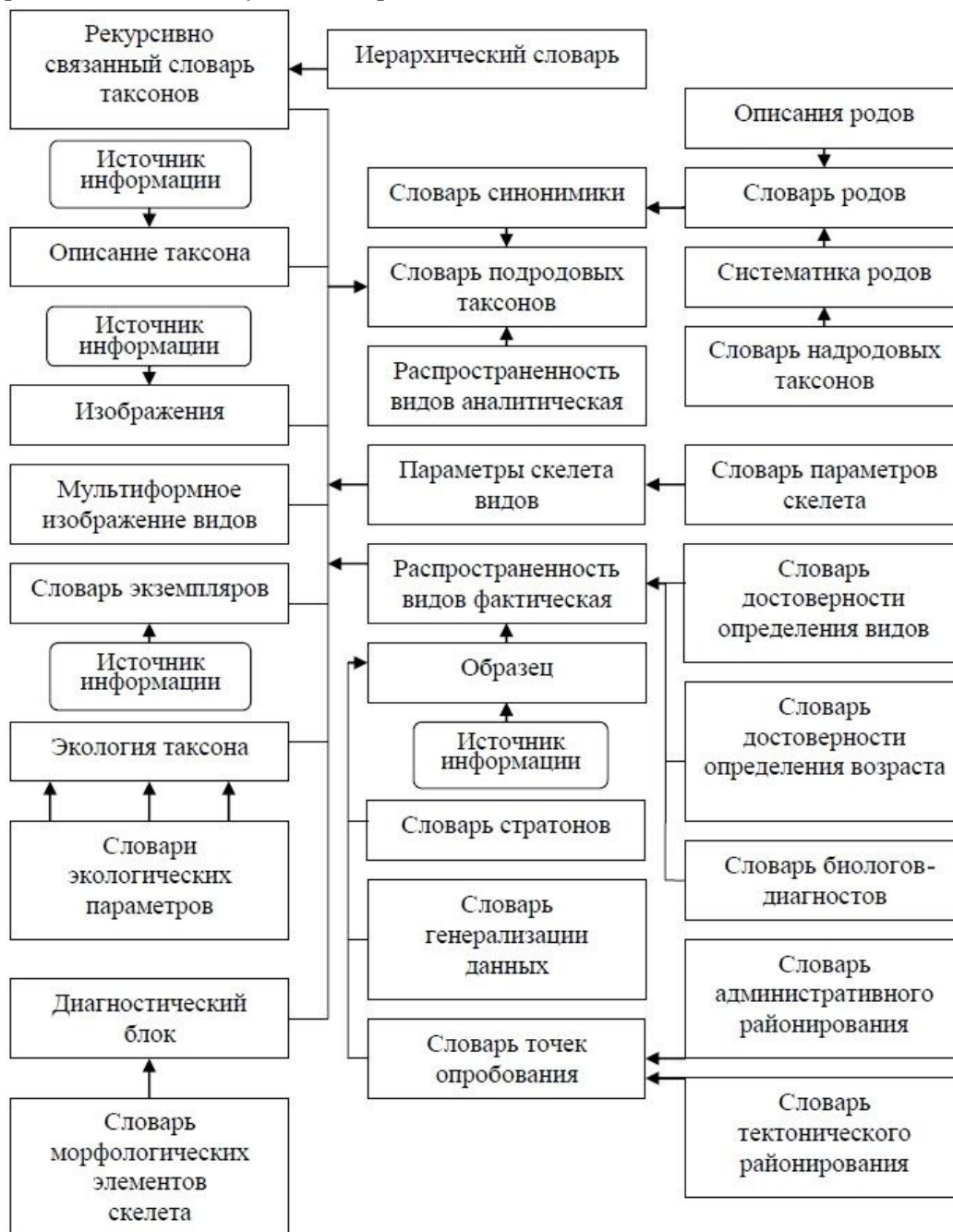


Рис. 1. Упрощенная модель данных биологического блока.

## Результаты

Предложенная универсальная палеонтологическая база данных позволяет:

- определять виды;
- анализировать видовое разнообразие;
- определять геологический возраст;

- строить карты различного назначения.

На рис. 3 показан пример карт изменения ареалов обитания радиолярий *Periphaena heliasteriscus* (Clark et Campbell, 1942) Sanfilippo et Riedel, 1973 в палеогене – миоцене, построенных с целью изучения процессов миграции и видového взаимообмена в палеобассейнах осадконакопления.

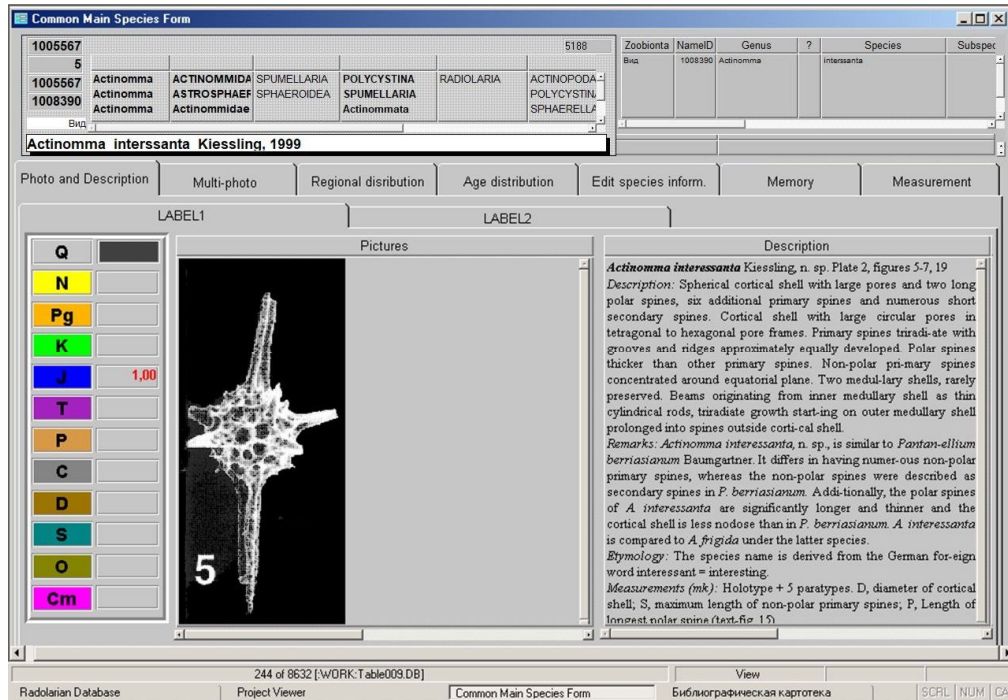
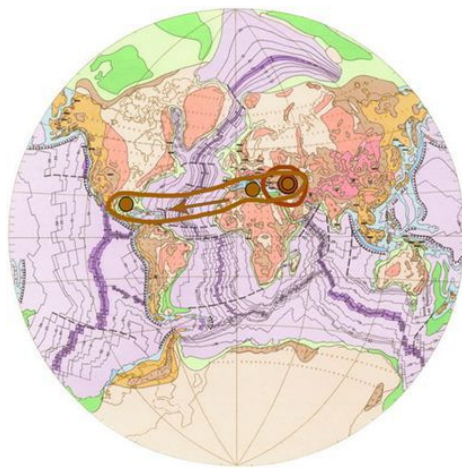
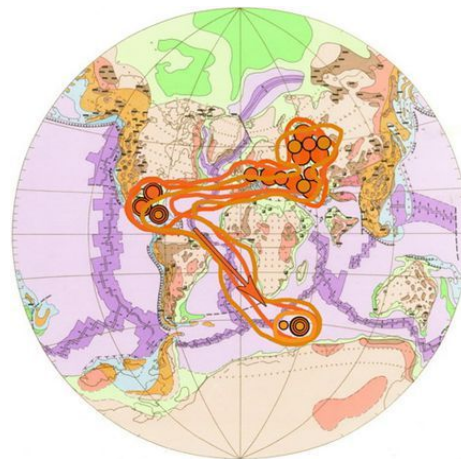


Рис. 2. Основная форма базы данных, страница "Edit species information".



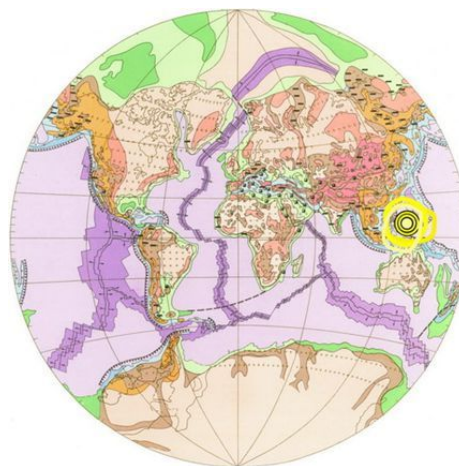
Палеоцен



Эоцен



Олигоцен



Миоцен

Рис. 3. Распространение радиолярий *Periphaena heliasteriscus* в палеогене – миоцене.

### Заключение

Общая проблема, существующая в сфере создания палеонтологических баз данных как разновидности геологических БД, – несогласованность структур данных и вообще подходов к организации данных, применяемых в различных организациях.

Пути решения проблемы, вероятно, следующие: 1) контакты заинтересованных организаций (ПИН РАН, ГИН РАН, Межведомственный стратиграфический комитет, ВСЕГЕИ, ВНИГНИ, Росгеолфонд и др.), причем на уровне технических исполнителей, т. к. на уровне руководства взаимодействие слишком бюрократизировано; 2) создание словарей-справочников баз данных и передача их в общее пользование; 3) обсуждение структур данных (возможных вариантов и уже реализованных в частных БД), особенно биологического блока и стратиграфического блока информации.



## **Principles of universal paleontological database**

**Agarkov Yuriy Vasil'evich<sup>1</sup>, Agarkov Andrey Yur'evich<sup>1</sup>, Klavdieva Natalia Vladimirovna<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Sochi Scientific Research Centre, Russian Academy of Sciences, Sochi, Russia*

<sup>2</sup> *Federal State Budgetary Institution "All-Russian Research Geological Oil Institute" (VNIGNI), Moscow, Russia*

The existing paleontological databases and databases having the block of stratigraphic information solve the limited circle of tasks. Agarkov Yu. V. since 1993 develops the universal paleontological database on the platform of Corel Paradox. The structure of paleontological database is developed, which allows a quick search for information on any species and its synonyms, view descriptions and images of specimens, get acquainted with the features of species distribution, build schemes of phylogenetic relationships, biodiversity and layer-by-layer maps of biogeographical zoning, determine the geologic age of rocks. The data organization is based on the "biologic species – sample" relationship, where for the sample all the exhaustive information is presented, including the levels of reliability of determining the species, age, geographical location of the point. The block of spatial and age distribution allows to store information about taxa in any convenient system of reference to the area (administrative, tectonic, etc.), including geographical coordinates connecting the information system with digital maps. Age coding is produced in different versions (stages, suites, zones) and does not restrict the user (it is possible to encode the age distribution of the group by zones of other fossil groups, multiple alternative coding, etc.). Stratigraphic dictionary includes more than 5 thousand stratigraphic units, and the block of paleontological data – more than 100 thousand records. The initial information about the geologic age is stored in the "author's strata", which allows you to quickly take into account changes in understanding of their scope or position, for this purpose, computer programs have been created to translate from one scale to another, for example, from zonal or regional to the international stratigraphic scale and vice versa. Common problem in the sphere of creation of paleontological databases – inconsistency of data structures and in general the approaches to data structure applied in different organizations. Problem solutions: 1) contacts of the interested organizations, 2) creation of data dictionaries and their granting in shared use, 3) discussion of variants of data structures, especially biological and stratigraphical blocks of information.



## Пути повышения эффективности работы междисциплинарных групп.

**Авдеев Павел Алексеевич<sup>1</sup>, Мифтахов Руслан Фанисович<sup>1</sup>,  
Базанов Андрей Константинович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> ООО «ГридПоинт Дайнамикс»

### **Введение**

На сегодняшний день нефтегазовый рынок ставит перед крупнейшими недропользователями целый ряд крупных задач: сохранность информации, безопасность, оперативный обмен данными, контроль за деятельностью подрядных организаций и др. Все вышеперечисленные задачи формируют необходимость в подготовке общей рабочей среды для комплексного взаимодействия подразделений и сотрудников организации различного уровня. Работа познакомит слушателей с новейшей Отечественной разработкой – платформой “Geomanager”, решающей целый комплекс задач, таких как:

- Наличие единой платформы хранения геолого-геофизических данных
- Обеспечение полноценного многопользовательского режима работы над проектом
- Создание системы распределения задач и мониторинга исполнения
- Удаленный запуск расчетных алгоритмов

### **Описание технологии**

Первоочередной задачей, решаемой в рамках реализации представленного проекта платформы, явилось программирование новой рабочей среды с возможностью хранения массива геолого-геофизических данных по проектам компании и обмена результатами работ между исполнителями и междисциплинарными группами.

Разработана отдельная рабочая среда с оригинальным интерфейсом - продукт "Geomanager" - инструмент для работы с геолого-геофизическими данными, сформированными в виде сейсмогеологических проектов. Доступен инструментарий для организации командной работы с проектом. В основе лежит принцип локального хранения пользовательских копий проекта для возможности индивидуальной работы над объектами, при этом “Geomanager” следит за изменениями всех файлов выбранного проекта: на сервере компании хранится общий проект, каждый пользователь имеет возможности для синхронизации своих локальных изменений, а также отслеживания и получения изменений других пользователей.

Основные функциональные возможности “Geomanager”:

- Командная работа над проектом
- Управление учетными записями пользователей
- Возможность создавать роли: Пользователь, Суперпользователь, Супервайзер
- Разнообразная настройка прав доступа к проекту
- Управление статусом объектов/Просмотр измененных объектов
- Просмотр информации о свойствах объектов
- Редактирование версий объектов/отправка измененных объектов на сервер
- Управление деревом проекта: сортировка, поиск, группирование объектов
- Создание историй изменений, возможность добавлять описание к файлам и проектам
- Добавление новых проектов, объектов, папок, управление доступом к объекту

Вышеперечисленная функциональность в полной мере обеспечивает возможность работы в режиме многопользовательского взаимодействия, что существенно оптимизирует временные затраты на обмен результатами между группами специалистов, участвующих в работе над проектом. Также упрощается функция супервайзерского контроля над изменениями в проекте за счет прозрачной системы версионности и логирования объектов.

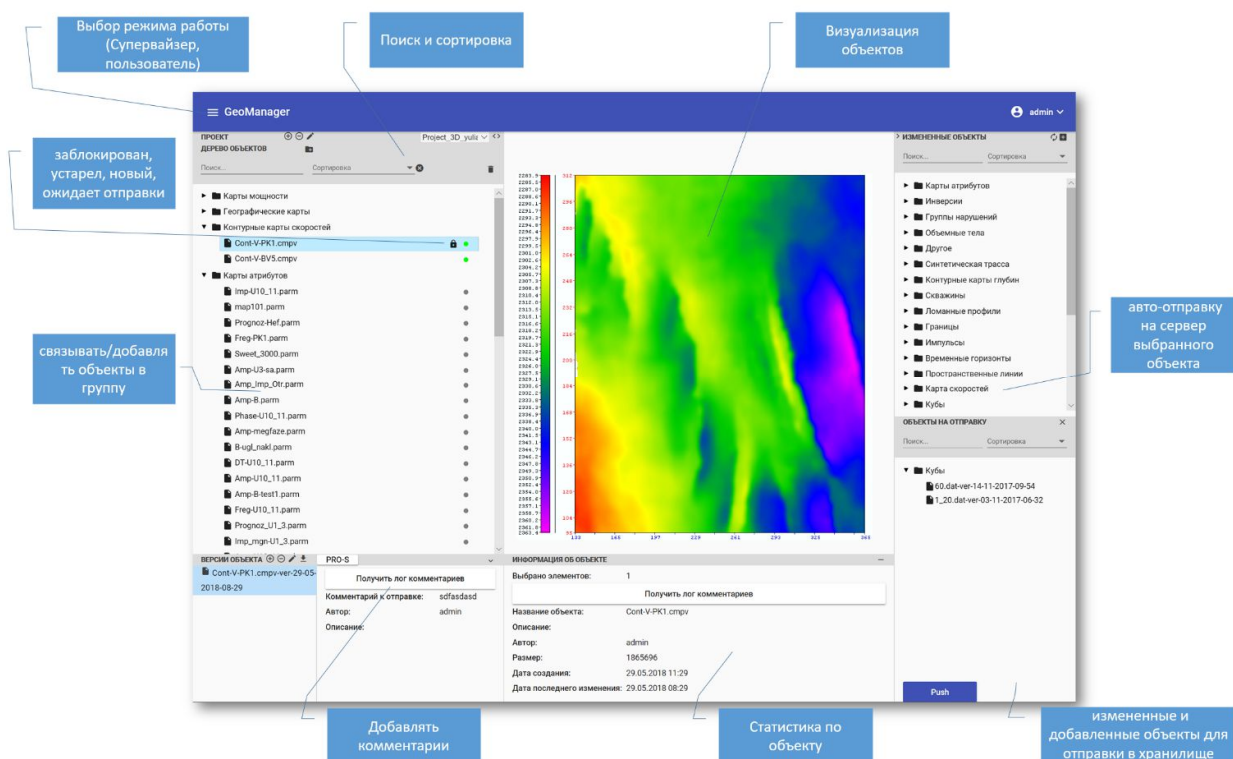


Рисунок 1. Пример интерфейса платформы “Geomanager”

Кроме того, платформа “Geomanager” способна стать единой средой хранения и оперативного обмена данными между проектами, выполненными с использованием различного специализированного ПО для нефтегазового сектора. Реализация подобной задачи обеспечивается за счет наличия собственного формата хранения данных, конвертация осуществляется за счет наличия систем взаимодействия с базами данных различных программных комплексов. На сегодняшний день успешным примером решения подобной задачи является открытый международный формат хранения и передачи данных между проектами специализированного ПО для геологического моделирования - RESQML.

### Дополнительные технологические возможности

Помимо удобной системы управления данными и обеспечения полноценного многопользовательского режима работы в сейсмогеологическом проекте, платформа предлагает возможности для решения ряда смежных задач, таких как: создание системы распределения задач и мониторинга исполнения, возможность удаленного запуска ресурсоемких расчетных алгоритмов.

Предлагаемая система распределения задач для исполнителей по проекту – своего рода планировщик заданий и контроллер за процессом их выполнения. Аналогично традиционным общеизвестным системам планировки задач, планировщик, реализованный в среде “Geomanager”, обеспечивает возможность выполнять периодические регламентные задачи в автоматическом режиме без вмешательства человека. Данный подход автоматизирует рабочий процесс за счет выполнения заранее подготовленных задач в определенное время, или при возникновении определенных событий, однократно или с периодичностью, в контексте системных или пользовательских учетных записей. Выполнение заданий по расписанию обеспечивается службой Планировщика заданий. Задачи можно создавать не только на локальном компьютере, но и на удаленном, по отношению к которому имеются соответствующие права.

### **Заключение**

В современных условиях всё возрастающей конкуренции в нефтегазовом секторе перед компаниями-недропользователями и подрядчиками все острее встают задачи защиты информации, а также оптимизации производственного цикла и организации высокоуровневого взаимодействия между подразделениями внутри компании. Однако в российской практике практически отсутствуют качественные разработки ИТ-сектора, направленные на решение вышеперечисленных задач.

Платформа “Geomanager” является уникальной отечественной разработкой, способной стать эффективным инструментом для управления и оптимизации производственного цикла компаний нефтегазового сектора, а доступность и простота использования инструмента увеличит преимущества от его внедрения.

**Ways to improve the efficiency of interdisciplinary teams.**  
**Avdeev Pavel Alekseevich<sup>1</sup>, Miftakhov Ruslan Fanisovich<sup>1</sup>,**  
**Bazanov Andrey Kinstantinovich<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Ltd «Grid Point Dynamics»*

**Abstract**

Today, the oil and gas industry poses a number of major tasks for the largest companies: information integrity, security, operational data exchange, monitoring the activities of contractors, etc. All the above tasks form the necessity to prepare a common working area for the integrated interaction of departments and employees at various levels. The work will acquaint listeners with the latest domestic development - platform “Geomanager”, which solves a whole range of tasks, such as:

- Availability of a single geological and geophysical data storage platform
- Ensuring full-fledged multi-user mode of work on the project
- Creation of a task distribution and performance monitoring system
- Remote launch of calculated algorithms

“Geomanager” is a tool for working with geological and geophysical data generated in the form of seismic and geological projects. Available tools for organizing team work with the project. It bases on the principle of local storage of user project’s copies to enable individual work on objects, while “Geomanager” monitors changes to all files of a selected project. A common project is stored on the company's server. Each user has the ability to synchronize their local changes, as well as track and receive changes other users.

In addition, the “Geomanager” platform is able to become a unified area for the storage and efficient exchange of data between projects carried out using various specialized software. The implementation of such a task has provided due to the availability of its own data storage format. The conversion has carried out due to the presence of systems for interacting with databases of various software systems. Today, a successful example of solving such a problem is an open international format for storing and transferring data between projects of specialized software for geological modeling - RESQML.

The “Geomanager” platform is a unique domestic development capable of becoming an effective tool for managing and optimizing the production cycle of oil and gas companies. The availability and ease of use will increase the benefits of its implementation.

## *Трехмерная инверсия магнитотеллурических данных с использованием суперкомпьютерного комплекса «Ломоносов»*

**Сергей В. Зайцев<sup>1,2</sup>, Виктор А. Куликов<sup>2</sup>, Андрей Г. Яковлев<sup>1,2</sup>, Денис В. Яковлев<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Геологический факультет, МГУ, Россия, [zay.ser.vl@gmail.com](mailto:zay.ser.vl@gmail.com)

<sup>2</sup>ООО «Северо-Запад», Москва, Россия, [mail@nw-geophysics.com](mailto:mail@nw-geophysics.com)

### АННОТАЦИЯ

Использование 2D-инверсии магнитотеллурических данных для реальных геологических объектов может вызвать искажения, связанные с ошибкой выбора размерности среды. Но чаще всего именно 2D-инверсия используется в коммерческих проектах из-за ее эффективности и большого опыта применения. Если в случае 3D-инверсии нет такого большого опыта использования и существует ряд глобальных проблем. При переключении на трехмерную инверсию данных МТ потребность в компьютерных технологиях значительно возрастает. В этой статье мы обсудим несколько примеров трехмерной инверсии данных магнитотеллурического поля с использованием суперкомпьютера «Ломоносов» и продемонстрируем эффективность на нескольких реальных геологических объектах. Каждый объект относится к различному классу задач: от поиска мелких рудных тел до региональной разведки углеводородов. Но все эти объекты содержат большой объем измерений, для инверсии которых требуется огромное количество времени. Так что использование 3D-инверсии с высокопроизводительным вычислительным комплексом позволяет получить качественный результат решения широкого круга задач за приемлемое время.

**Ключевые слова:** Магнитотеллурическое зондирование, трехмерная инверсия, суперкомпьютер

### ВВЕДЕНИЕ

В большинстве случаев двумерная (2D) инверсия магнитотеллурических (МТ) данных используется для решения коммерческих задач, а трехмерная (3D) инверсия не так часто используется в подобных проектах. Это связано с тем, что большинство коммерческих исследований выполняются на отдельных профилях и 2D-инверсия позволяет получать результаты на очень подробной сетке даже при использовании обычного настольного ПК. Существует некоторый скептицизм в коммерческих компаниях, связанных с использованием 3D-инверсия на реальных геологических объектах. Возможно ли получить хорошее разрешение получаемой модели, которая подходит для интерпретации? Является ли время, потраченное на 3D-инверсию, сравнимым с временем, в которое будет выполняться 2D-инверсия и сопоставим ли результат? Где пределы применимости 3D-инверсии, с точки зрения решаемых проблем?

Для того, чтобы ответить на данные вопросы необходимо собрать некоторую базу решений 3D инверсии для реальных геологических объектов, которая продемонстрирует эффективность применимости 3D инверсии.

Для выбора таких объектов необходимо выполнение следующих условий:

Возможность проверки достоверности результатов;

Объекты должны решать различные по масштабу и поисковым объектам задачи;

Для исследования были выбраны два объекта, которые удовлетворяли этим условиям: проект МТ на рудном месторождении (Быстринское месторождение) и проект, направленный на поиск углеводородов, в Боливии.

## Методы

В данной работе будет рассматриваться решение обратной регуляризированной задачи электромагнитных методов, сводящейся к минимизации функционала невязки:

$$\Phi(\mathbf{m}, \mathbf{d}) = (\mathbf{d} - \mathbf{f}(\mathbf{m}))^T \mathbf{C}_d^{-1} (\mathbf{d} - \mathbf{f}(\mathbf{m})) + \nu (\mathbf{m} - \mathbf{m}_0)^T \mathbf{C}_m^{-1} (\mathbf{m} - \mathbf{m}_0) \quad (1)$$

для восстановления распределения параметров модели  $\mathbf{m}$ , которое удовлетворит полевым данным  $\mathbf{d}$ . В (1),  $\mathbf{C}_d$  отвечает ошибкам данных (их весам),  $\mathbf{f}(\mathbf{m})$  определяет решение прямой задачи,  $\mathbf{m}_0$  – априорная модель или первоначальное приближение,  $\nu$  - стабилизатор, и  $\mathbf{C}_m$  определяет сглаживание модели.

Для контроля процессов инверсии нами используется nRMS – нормированное на ошибки данных стандартное квадратичное отклонение.

Для поставленных задач был использован программный код ModEM [Kelbert, A. et al., 2014]. Основным преимуществом кода ModEM является возможность использования параллельных подходов к вычислению прямых и обратных задач с использованием технологии MPI, что значительно сокращает время, затрачиваемое на поиск решений обратной и прямой задачи, поскольку прямая задача для каждого периода рассчитывается независимо. Другим важным сегментом исследования является применение суперкомпьютерного комплекса «Ломоносов». Его максимальная производительность составляет 2 962,3 TFlop / s, что является № 1 России на сегодняшний день [www.top500.org]. Более важным параметром для вычисления на суперкомпьютере для нас является количество используемых CPU. Так как на всех исследуемых объектах количество периодов составляло не более 30, то все вычисления выполнялись на 64 CPU.

Был использован стандартный подход к определению ошибок данных: процент от  $\sqrt{Z_{xy} * Z_{yx}}$ . Следуя статье [Miensopust, 2017], сглаживание определялось в ModEM как матрица ковариации, выбранная в направлениях  $X = Y = 0.3$  и  $Z = 0.4$ . В качестве стартовых моделей использовалось однородное полупространство с сопротивлением в зависимости от априорной информации. В этой работе показаны только окончательные результаты. Конечно, выбор «самого успешного» результата зависит от опыта геофизика.

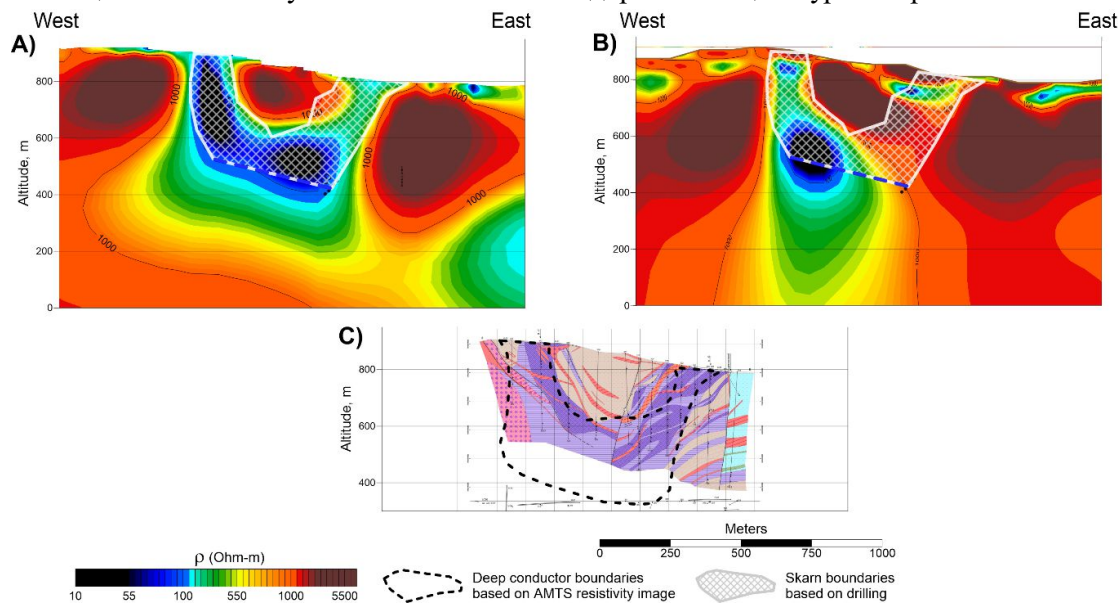
## Быстринское скарновое месторождение Cu-Fe, Россия

Первым примером является применение 3D-инверсии для разведки полезных ископаемых на Быстринском рудном месторождении. Эта область была выбрана из-за того, что имеет хорошо известную известную геологическую модель по данным бурения, которая позволяет оценить качество полученных результатов.

Инверсия была проведена для 546 станций АМТЗ ( $T < 1$  сек). Инвертированы только основные компоненты тензора импеданса. Уровень ошибок основных компонент был выбран как 5%. Горизонтальный размер сетки составлял 50 x 50 м, что позволяет получить хорошее разрешение по горизонтали. Поскольку задача состояла в обнаружении тел на глубинах первых сотен метров, вертикальный размер первой ячейки составлял 10 метров. Затем он

увеличился с коэффициентом от 1,1 до 1,5 км, затем до 40 км с коэффициентом 2. Общий размер сетки составляет 60x85x40 ячеек. Потребовалось 46 часов для вычисления 51 итераций с ошибкой (nRMS) 1,87.

Сравнение моделей удельного сопротивления (Рис.1), полученных по результатам инверсии и бурения, показывает, что границы рудных тел можно определить с высоким разрешением вплоть до глубины 800-1000 м, но по результату 2D-инверсии мы не сможем успешно определить нижнюю границу рудного тела. Успешное применение методов МТ потенциально может уменьшить количество дорогостоящих буровых работ.



**Рисунок 1.** Сравнение результатов инверсии данных АМТЗ по одному профилю.

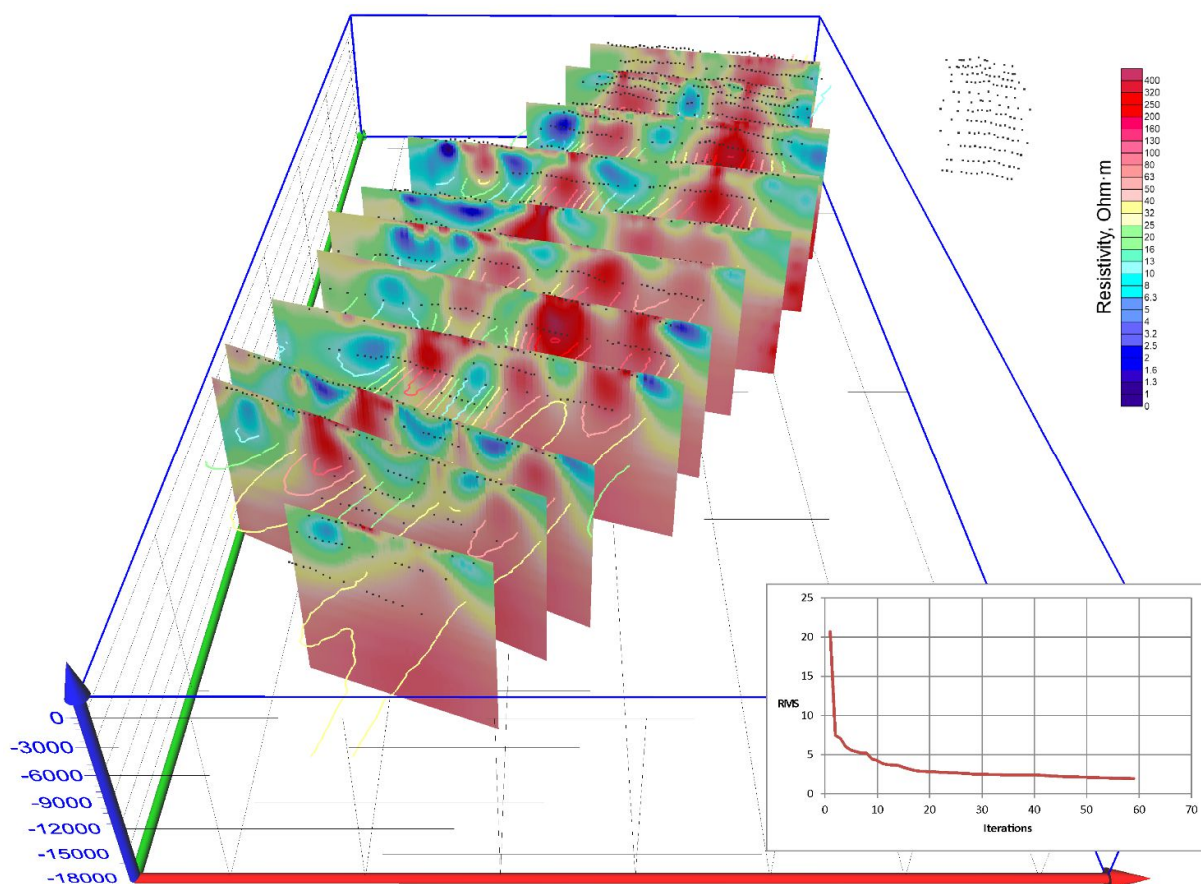
*A.* Результат 3D-инверсии;

*B.* Результат 2D-инверсии

*C.* Геологическая модель по данным бурения

#### Региональные работы по поиску углеводорода, Боливия

Более сложный пример 3D-инверсии - это региональные исследования, направленные на поиски нефтегазовых ловушек в горах Боливии, а также уточнение глубинного геологического строения региона. На рисунке 2 показано сравнение результатов 3D-инверсии и 2D-инверсии в области с сильными 3D-искажениями, выявленными по фазовому тензору на больших периодах. На глубинах более 4 км видно, что 2D инверсия «тянет» проводник на глубину, тогда как 3d-инверсия явно восстанавливает положение проводящей синклинали. Чтобы получить качественный результат (nRMS <1,8) 3D-инверсии на 360 станциях для 21 периода, потребовалось 49 часов вычислений. В то же время 2D-инверсия выполнялась в несколько этапов для каждого профиля для устранения 3D-искажений и занимала более нескольких дней.



**Рисунок 2.** Результат трехмерной инверсии данных МТЗ в Боливии, направленных на поиск УВ; в правом нижнем углу – график зависимости RMS от итераций

#### Заключение

Прделанная работа показывает, что с использованием современных алгоритмов 3D-инверсии и высокопроизводительной вычислительной системы за короткое время (сопоставимое с мультиэтапной 2D инверсией) можно достичь приемлемых результатов для огромного количества станций МТ. Мы попытались найти универсальные параметры 3D-инверсии для каждого объекта для хорошей корреляции с геологическими априорными данными для разных типов поисковых задач. Эффективность использования 3D-инверсии и хорошая корреляция полученных результатов с известной геологией были продемонстрированы на примерах.

#### Благодарности

Я выражаю благодарность персоналу компании Nord-West за предоставленные данные. Мы использовали лицензионную копию программного обеспечения ModEM, предоставленного компанией Nord-West Ltd. Исследование проводится с использованием оборудования совместных исследовательских объектов вычислительной техники и ресурсов в МГУ им. М.В.Ломоносова при поддержке проекта RFMEFI62117X0011

#### Ссылки



Kelbert A, et al.,(2014) ModEM: A modular system for inversion of electromagnetic geophysical data, *Computers & Geosciences*.66:40-53

doi:[10.1016/j.cageo.2014.01.010](https://doi.org/10.1016/j.cageo.2014.01.010)

Marion P. Miensopust (2017) Application of 3-D Electromagnetic Inversion in Practice: Challenges, Pitfalls and Solution Approaches. *SurvGeophys* 38:869–933

doi:[10.1007/s10712-017-9435-1](https://doi.org/10.1007/s10712-017-9435-1)

Sadovnichy V, Tikhonravov A, Voevodin V, Opanasenko V (2013). "lomonosov": Supercomputing at Moscow state university. *Contemporary High Performance Computing: From Petascale toward Exascale*, Chapman & Hall/CRC Computational Science: pp. 283–307

## **Three-dimensional inversion of magnetotelluric data with usage of supercomputer complex "Lomonosov"**

Sergey V. Zaytsev (1,2), Viktor A. Kulikov (1,2) , Andrei G. Yakovlev (1,2) , Denis V. Yakovlev (2)

1)Faculty of Geology, Moscow State University

2)Nord-West Ltd., Moscow

Usage of 2D inversion of magnetotelluric data for real geological objects can cause distortion, but it is more often used in commercial projects, because of its effectiveness and great experience. Whereas in the case of 3D inversion is not such a great experience and there are a number of global problems. When switching to 3D inversion of MT data, the requirement for computer technology is significantly increased. In this paper we will discuss a few examples of 3D inversion of electromagnetic geophysical field data with the usage of "Lomonosov" supercomputer and show its effectiveness on several geological objects. Each object is associated with a variety of problems: from search for shallow ore to regional hydrocarbon exploration. But all these objects contain a large volume of measurements obtaining qualitative results for which requires a huge amount of time. So that the use of 3D inversion with a high-performance computational complex makes it possible to obtain a qualitative result of solving a wide range of problems.

Keywords: Magnetotelluric, three-dimensional inversion, supercomputer, geophysics.

# *Использование сверточных нейронных сетей в задаче детектирования времен первых вступлений сейсмических волн*

**Логинов Георгий Николаевич<sup>1,2</sup>, Дучков Антон Альбертович<sup>1,2</sup>, Литвиченко Дмитрий Александрович<sup>3</sup>,**

<sup>1</sup> *Новосибирский государственный университет*

<sup>2</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск*

<sup>3</sup> *ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ», г. Тюмень*

## **Введение**

Временами первых вступлений сейсмических волн принято называть моменты прихода волн от приповерхностных отражателей, связанных с подошвой слоя выветривания. Во временах первых вступлений наблюдаются прямые волны (распространяющиеся вдоль поверхности наблюдений), головные (возникающие на границе раздела сред) и рефрагированные (распространяющиеся в среде с градиентом скорости). Годографы, построенные по временам первых вступлений используются для введения статических поправок для улучшения качества суммирования данных. При этом, годографы времен первых вступлений могут содержать информацию о приповерхностных вариациях скорости (длинно- и среднепериодных аномалиях), форме рельефа отражателя, а также остаточные статические поправки. Выделение времен первых вступлений принято выполнять в автоматическом режиме. При этом, на качество выделения времен вступлений очевидно влияет качество сейсмических записей, которое напрямую зависит от условий приема, и возбуждения сейсмических волн, а также от наличия скоростных неоднородностей в верхней части разреза (ВЧР). Неоднородности могут быть связаны со степенью выветривания пород, уплотненностью рыхлых осадков, наличием обводненности или мерзлоты.

В данной работе авторами предлагается использовать алгоритм выделения времен первых вступлений на основе методов машинного обучения и сверточных нейронных сетей. Рассматриваемый авторами подход призван повысить точность детектирования времен вступлений, с целью повышения качества последующего построения скоростной модели верхней части разреза. Подход предполагает детектирование времен вступлений на каждой сейсмотрассе независимо. Авторы полагают, что в такой постановке увеличивается вероятность сохранения особенностей волнового поля. Были протестированы различные архитектуры нейронных сетей, а также размер обучающей выборки. Объем данных для валидации составлял 4,5 миллиона трасс, где была достигнута точность в 96 процентов. В общей сложности, выборка данных для тестирования предлагаемого подхода составила более 20 миллионов сейсмических трасс. Для оценки работы алгоритма выполнялось восстановление скоростной модели и построение суммарного разреза.

## **Данные и методы**

Выделение времен первых вступления является одним из базовых этапов обработки сейсмических данных. Первой работой по данной тематике можно считать [Allen, R., 1982]. Большинство существующих методов основываются на построении детектирующей функции для каждой отдельной сейсмотрассы, по которой впоследствии, по некоторому

отлаживаемому значению функции выделяются времена вступлений. В работе [Tselentis и др., 2012] представлен широкий обзор существующих стратегий и алгоритмов.

За последнее десятилетие интерес к использованию нейронных сетей и машинного обучения в задаче выделения времен вступлений значительно вырос, что очевидно связано с развитием методов машинного обучения. Например, в работах [Akram et al., 2017; Mousavi et al., 2016] авторы рассматривают подход, в котором используется большое количество признаков сейсмической записи, построенных на базе детектирующих функций. В частности, в качестве признаков для классификации используются методы детектирования, протестированные в [Tselentis и др., 2012]. Использование сверточных нейронных сетей в задаче детектирования времен вступлений рассмотрено в [Yuan et al., 2018; Perolet et al., 2018]. Работоспособность подходов, предложенных в [Yuan et al., 2018; Perolet et al., 2018] базируется главным образом на большом объеме обучающей выборки, но не на разработке архитектуры, что существенно ограничивает применимость подхода на реальных данных. Авторы полагают, что стратегия использования сверточных нейронных сетей должна подразумевать не только использование уже обученной нейросети, но также возможность последующего до-обучения.

В данной работе, авторы предлагают использовать сверточную нейронную сеть, в которой на каждом слое выполняются следующие операции: свертка с набором фильтров; батч-нормализация; исключение (dropout) и выбор максимального результирующего фильтра путем пулинга. Для активации скрытых слоев использовалась функция ReLU (rectified linear unit), на выходном слое – softmax. Выходным результатом работы нейронной сети является детектирующая функция, той же размерности, что и исходные данные. Детектирующая функция принимает значения в диапазоне от 0 до 1. По полученной детектирующей функции выполняется определение времени вступления. Авторами предлагается использовать в качестве времени вступления номер отсчета, соответствующий максимальному значению детектирующей функции.

Обучение нейронной сети выполнялось на реальных сейсмических данных. Времена вступлений для обучения были получены при помощи программного пакета Geovation и верифицированы при последующих этапах обработки данных (построение скоростной модели ВЧР, суммирование и т.д.). Полный набор данных составлял 4,5 миллиона сейсмотрасс и соответствующих им времен вступлений. Вне зависимости от размера обучающей выборки и числа слоев, результаты работы обученной нейронной сети сравнивались с обучающей выборкой по всему набору данных. Подбор оптимального числа слоев выполнен экспериментальным путем. Результаты сравнения точности работы нейросети для различного числа слоев и объема обучающей выборки представлены в таблице 1. По результатам тестирования была выбрана нейронная сеть, из 4 скрытых слоев. Такой выбор обусловлен стремлением снизить число параметров обучения, тем самым уменьшить нагрузку на вычислительные мощности и время обучения.

Таблица 1. Сравнение точности работы обученной нейронной сети для разного объема обучающей выборки (по горизонтали) и числа скрытых слоев (по вертикали).

	5000	10 000	25 000	50 000	100 000
1	83,5	83,6			
2	91	91,3			
3	93	94,7			

4	94,3	95	95,3	95,6	96
5	94,5	95,7	95,7	95,9	96,1
6	94,1	95,8	95,7	96	96
7	95,3	95,1	95,7	95,9	95,8

## Результаты

По результатам тестирования параметров нейронной сети и выбора и размеров обучающей выборки был имитирован процесс применения предлагаемого подхода в рамках графа обработки данных. На рисунке 1 слева приведена карта превышений точек приема, где черным квадратом выделена область из которой были использованы данные для обучения. В данном случае, использовалось 5 тысяч сейсмограмм и соответствующих им времен вступлений. На рисунке 1 в центре представлено распределение невязок между данными для обучения и результатами работы нейронной сети. Из рисунка 1 видно, что распределение ошибок сильно коррелирует с особенностями рельефа. Можно заметить, что в наибольшие невязки возникают в областях пониженного рельефа, что соответствует поймам рек.

Стоит заметить, что детектирующая функция является оценкой достоверности детектирования и может быть использована для самостоятельной оценки качества. На рисунке 1 справа приведено распределение достоверности детектирования для всего набора данных. Заметно, что, как и в случае распределения невязок, распределение достоверности коррелирует с особенностями рельефа. Необходимо отдельно заметить, что карта достоверности строится без использования обучающей выборки. Таким образом, можно заключить, что рассматриваемый подход позволяет полноценно и независимо оценить качество детектирования. В ходе реализации графа обработки сейсмических данных, обработчиком может быть использована карта достоверности детектирования для принятия решения о необходимости дополнительного обучения, нейронной сети или редактирования результатов ее работы. В частности, может быть выбран участок с наименьшей достоверностью для контроля, редактирования времен вступлений и повторной тренировки всех слоев нейронной сети или только выходного.

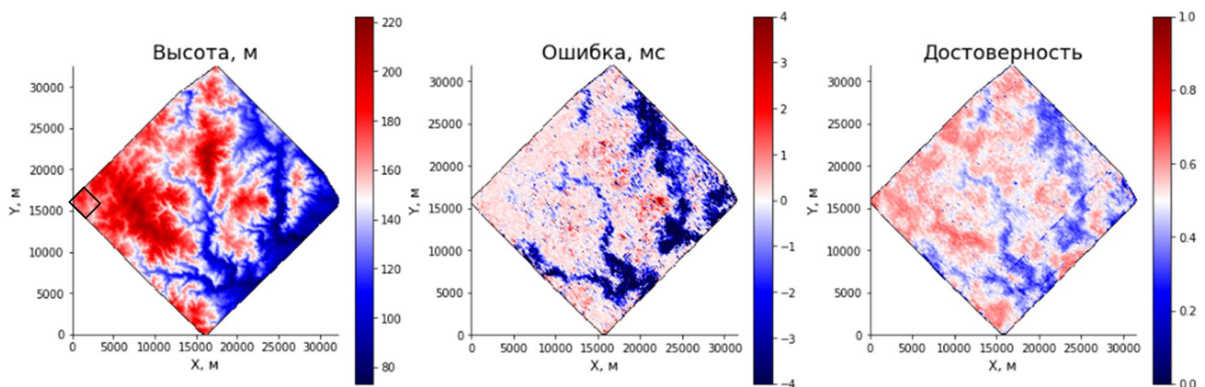


Рис 1. Слева – карта превышений рельефа; в центре – распределение невязки между временами прихода, выделенными по предлагаемому подходу и данными для обучения; справа – достоверность определения времен вступлений по результатам работы нейросети.

На рисунке 2 приведен набор сейсмограмм с наибольшей невязкой между обучающей выборкой и результатами работы нейронной сети. Сейсмограммы отсортированы по

временам вступлений обучающей выборки. Из рисунка 2 видно, что для некоторых случаев, нейронная сеть дает более правильный результат, нежели исходные данные. При этом, в некоторых случаях большая невязка может быть интерпретирована как ошибка работы нейронной сети. Заметим, что подобные примеры составляют около 5% всего набора данных. Таким образом, можно заключить, что ввиду присутствующих особенностей в данных для обучения, результаты работы нейронной сети корректны.

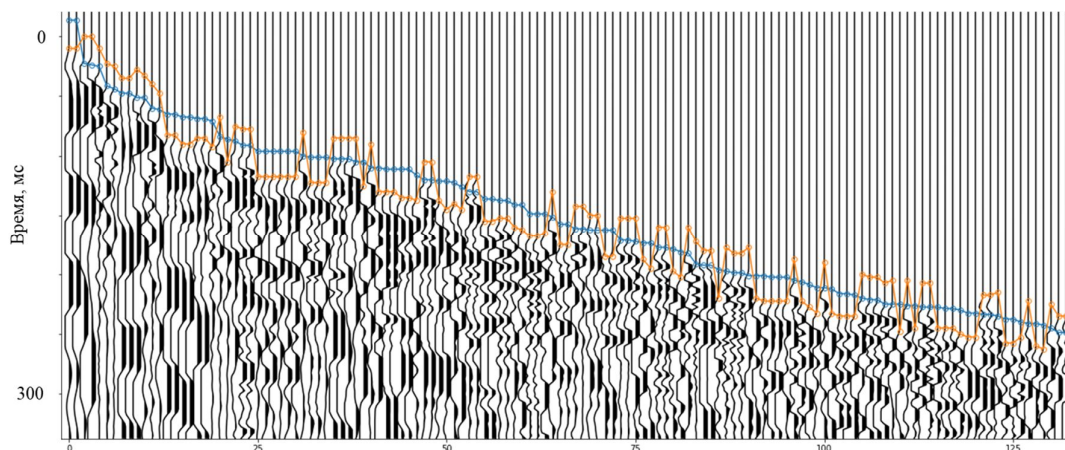


Рис 2. Пример сейсмических трасс с большим значением невязки между данными для обучения и результатами работы нейронной сети: синим – времена вступления для обучения; оранжевым – результаты работы нейронной сети.

### **Заключение**

В данной работе, предложен подход к детектированию времен первых вступлений при помощи сверточных нейронных сетей. Было протестировано несколько архитектур нейронной сети, число скрытых слоев и размер выборки для обучения. По результатам работы установлено, что для достижения требуемого качества детектирования достаточно использовать нейронную сеть с 4 скрытыми слоями. Размер обучающей выборки может составлять около 5 тысяч примеров (менее 0,1 процента общего объема данных). В ходе тестирования было установлено, что время обучения нейронной сети данной конфигурации составляет несколько минут, что вполне удовлетворяет требованиям обработки сейсмических данных. Точность работы нейронной сети на рассматриваемом наборе составила порядка 96%. При анализе больших ошибок были установлены особенности в обучающей выборке, присущие порядка 5% общего объема данных (4,5 миллиона сейсмотрасс).

Для применения обученной нейронной сети не требуются значительных вычислительных ресурсов. В дальнейшем планируется провести исследования по возможности интерпретации весов и оптимизации алгоритмов применения обученной нейронной сети.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-35-00412.

### **Благодарность (на усмотрение)**

Авторы благодарят ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ за возможность тестирования предлагаемого подхода на реальных данных и публикацию результатов исследований.

### **Список литературы**

Allen R.V. Automatic earthquake recognition and timing from single traces // Bulletin of the Seismological Society of America. – 1978. – № 68. – С.1521–1532.

Akram J., Ovcharenko O., Peter D. A robust neural network-based approach for microseismic event detection // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2017. – С. 2929-2933.

Mousav S.M., Horton S.P., Langston C.A., Samei B. Seismic features and automatic discrimination of deep and shallow induced-microearthquakes using neural network and logistic regression // Geophysical Journal International. – 2017. – № 207. – С. 29–46.

Tselentis G.A., Martakis N., Paraskevopoulos P., Lois A., Sokos E. Strategy for automated analysis of passive microseismic data based on s-transform, otsus thresholding, and higher order statistics // Geophysics. – 2012. – № 77. – С. KS43–KS54.

Yuan, S., Liu J., Wang S., Wang T., Shi P. Seismic waveform classification and first-break picking using convolution neural networks // IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters. 2018. – № 15. – С. 272–276.

Perol T., Gharbi M., Denolle M. Convolutional neural network for earthquake detection and location // Science Advances. – 2018. – Т. 4. – №. 2. – С. e1700578.

## **Seismic waves first break detection with use of convolutional neural networks**

**Loginov Georgy N.<sup>1,2</sup>, Duchkov Anton A.<sup>1,2</sup>, Litvichenko Dmitry A.<sup>3</sup>,**

<sup>1</sup> *Novosibirsk State University*

<sup>2</sup> *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk*

<sup>3</sup> *«GAZPROMNEFT - NTC» Ltd., Tyumen*

### **Abstract**

The seismic waves arrival are usually called the moments of arrival of waves from near-surface reflectors associated with the bottom of the weathering layer. In the times of the first arrivals, direct waves (propagating along the surface of observations), head waves (originated at the refractor) and refracted (propagating in a medium with a velocity gradient) are observed. The travel time curves built on the times of the first arrivals are used to introduce static corrections to improve the quality of the summation of the data. At the same time, the curves of the times of the first arrivals can consider information about the near-surface variations of the velocity (long and medium-period anomalies), and the shape of the relief of the reflector, as well as residual static corrections. Detection of the times of the first breaks is usually performed automatically. At the same time, the quality of detection of arrival times is obviously influenced by the quality of seismic records, which directly depends on the acquisition conditions and the generation of seismic waves, as well as on the presence of high-speed inhomogeneities in the upper part of the velocity model. Heterogeneities can be associated with the degree of weathering of rocks, compaction of loose sediments, the presence of watering or permafrost.

In this paper, the authors propose to use the algorithm for the detection of seismic waves first breaks based on machine learning methods and convolutional neural networks. The approach considered by the authors is intended to improve the accuracy of detection of arrival times, in order to improve the quality of the subsequent construction of the velocity model of the upper part of the section. The approach involves detecting arrival times at each seismic trace independently. The authors believe that in this formulation the probability of preserving the features of the wave field increases. Various neural network architectures were tested, as well as the size of the training dataset. The dataset for validation considered about 4.5 million traces, where 96 percent accuracy was achieved. In total, data sampling for testing the proposed approach amounted to more than 20 million seismic traces. To evaluate the accuracy of the algorithm, the velocity model was restored and a seismic data stacking was constructed.



## *«Технология цифровизации геолого - геофизических данных и логистическое сопровождение их интерпретационного цикла*

**Никитин А.А., Земцова Д. П. , Егорова Ю. М. (**

### **Мотивация работ**

1) Сложное строение изучаемых геологических сред, снижающих достоверность интерпретационного цикла и качество подготовки объектов к бурению.

2) Прорыв в области геодинамики, обеспечивающий возможность детального исследования аномальных зон и источников их формирования.

3) Необходимость практической реализации цифровизации разно-методной геолого-геофизической информации в рамках логического подхода к результату работы.

Практическая реализация комплекса программ нацеленных на выделение углеводородосодержащих разномасштабных объектов, в том числе нетрадиционного типа.

Последовательность применения процедур обработки целевых комплексов и прогнозируемых результатов.

### **Целевое назначение**

Формирование поисково-промышленной модели (ППМ) концентрации углеводородосодержащих объектов, максимально приближенных к геодинамике реальной среды.

### **Этапность работ**

1. Построение псевдокубов эффективной мощности и пористости целевых коллекторских интервалов на основе современных опробованных и патентных технологий, ориентированных на геодинамические преобразования волновых полей.

- разноуровневая обработка временных полей в соответствии с различным литофациальным составом изучаемых сред;

- построение многопараметрических полей, выбор диагностически значимых характеристик для прогноза пористости разреза;

- выделение объектов с повышенной трещиноватостью среды и селективный прогноз коллекторов;

Различные варианты пространственной трансформации временных разрезов, освещающие разномасштабные неоднородности, включая развитие трещиноватых компонентов различного масштаба.

2. Распознавание образов по данным комплексных многоуровневых геолого-геофизических наблюдений. Обучение на эталонных объектах. Параметрами, характеризующими эталонный объект, являются двумерные поверхности, заданные в дискретных точках наблюдений в прямоугольной сети. Каждая поверхность отражает форму проявления конкретного физического поля над эталонным объектом. Признаками могут быть значения различных геофизических полей, их производные, наблюдения на различных уровнях одного геофизического параметра, оцифрованная геологическая, петрофизическая и геохимическая информация.

3. Многометодные технологии, которые использованы при решении поставленных задач.

– Технология низкочастотного резонанса сейсмической эмиссии геодинамического шума (НРЭ) – патент на изобретение.

Указанная технология четко фиксирует частотно- энергетический резонанс при наличии залежей углеводородов и отображает зоны повышенного поглощения энергии при разномасштабной трещиноватости среды.

– Технологии декомпозиции дисперсии волнового поля. Ориентирована на картирование зон высокой трещиноватости и коллекторских зон по аномальным эффектам энергии рассеянных волн, приуроченных к точкам дифракции.

По результатам вейвлет-преобразования локальной составляющей дисперсии оценивается энергия и частота рассеянных волн.

Таким образом, обеспечивается привязка выделенных аномальных зон рассеянной компоненты к определенным моментам времени на сейсмическом разрезе. (Патент на изобретение).

– Расширены интерпретационные возможности выделения нефтяных и газовых залежей. Способ селекции нефтегазовых залежей (ОИС-2015).

### **Заключение**

В процессе решения поставленных задач использовался новый подход сейсмофоциального анализа на основе кластеризации и классификации геолого-геофизических данных (методы комплексного атрибутивного прогнозирования, использования нейросетевых алгоритмов).

### **Литература**

1. Никитин А.А. Энергетическая фильтрация геофизических полей. М.,ГЕОФИЗИКА,2014. №3 с 2-13.

2. Устройство для обработки и интерпретации сейсмических данных. Патент на изобретение №2567434, 2015г.

3. Сейсморазведочный комплекс для поиска углеводородов с модулем анализа низкочастотной резонансной эмиссии геодинамического шума. Патент на изобретение №2559123,2015г.

4. Селекция нефтегазовых залежей (ОИС,2015г.)

## **Technology of digitalization of geological and geophysical data and logistic support of their interpretation cycle**

**Nikitin A. A. , Zemtsova, D. P. , Egorova Yu. M.**

### Motivation of works

1) the Complex structure of the studied geological environments that reduce the reliability of the interpretation cycle and the quality of preparation of objects for drilling.

2) Breakthrough in the field of geodynamics, providing the possibility of a detailed study of anomalous zones and sources of their formation.

3) the Need for practical implementation of the digitization of different methods of geological and geophysical information in the framework of a logical approach to the result.

Practical implementation of a set of programs aimed at the allocation of hydrocarbon-containing objects of different sizes, including non-traditional type.

Sequence of application of procedures of processing of target complexes and the predicted results.

### Designated purpose

Formation of a search-industrial model (PPM) of the concentration of hydrocarbon-containing objects as close as possible to the geodynamics of the real environment.

### Stages of work

1. Construction of pseudocubes of effective power and porosity of target collector intervals on the basis of modern tested and patent (technologies) focused on geodynamic transformations of wave fields.

2. Pattern recognition from the data of complex multi-level geological and geophysical observations. Training on reference objects.

3. Multi-method technologies that are used in solving problems.

Thus, the selected anomalous zones of the scattered component are bound to certain moments of time in the seismic section. (Patent for invention.)

### Conclusion

In the process of solving these problems, a new approach of seismic and social analysis based on clustering and classification of geological and geophysical data (methods of complex attribute forecasting, the use of neural network algorithms) was used.

## *«Придонный пазл» как инструмент анализа данных гидролокатора бокового обзора*

Марченко Антон Леонардович<sup>1</sup>, Судакова Мария Сергеевна<sup>1</sup>, Терентьева Евгения Борисовна<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра сейсмометрии и геоакустики*

### Введение

Гидролокатор бокового обзора (ГЛБО) является разновидностью активной гидроакустической системы, которая применяет ультразвуковой зондирующий импульс для формирования картины подводной обстановки. При работе ГЛБО фиксируются значения амплитуд обратного рассеяния. Эта величина коррелирует с рядом физических свойств среды, например, с шероховатостью поверхности. ГЛБО применяется при классификации типов морского дна (Владов, Степанов, 2017, Галаев и др., 2017), построения навигационных карт, экологических исследованиях. Задача классификации типов морского дна решается различными способами (атрибутный анализ, построение визуально сбалансированного изображения посредством выравнивания уровня серого цвета - Twichell и Paskevich, 2000). При этом применяются статистические методы, а информация об истинных значениях амплитуд оказывается вторичным вопросом.

Однако существует множество задач, для решения которых истинные значения амплитуд принципиальны. К таким задачам относятся задачи изучения морской фауны (поиск косяков рыб), поиска и идентификации подводных объектов, а также выявления пузырьков газа, которые могут являться признаками различных процессов, происходящих в придонном слое или свидетельствовать о газовых месторождениях. Возможность решения этих задач, в частности, обусловлена наличием акустического контраста между водой и газом, содержащимся в газовых просачиваниях, в лёгких морских млекопитающих и плавательных пузырях рыб (Simmonds и MacLennan, 2005; Lucifredi и Stein, 2007; Au и Hastings, 2008; Davy и Fenton, 2013). Вопрос о влиянии пузырьков газа на дисперсию и затухание акустических волн в морской воде детально рассматривается в публикациях (Medwin и Clay, 1998; Leighton, 1996). Решение задач, для которых важны истинные значения амплитуд выходного сигнала ГЛБО, требует разработки и применения специальных алгоритмов. Далее описывается один из таких алгоритмов ("придонный пазл") и его применение.

### Определения

Пазл – складная картинка, мозаика, в которой требуется составить мозаику из множества фрагментов рисунка различной формы. «Придонный пазл» – метод представления данных ГЛБО в виде последовательностей определённых значений с последующим кодированием результатов данного представления в виде множества записей определённого формата (множества описателей в составе фрагментов придонного пазла). В терминах обработки сигналов придонный пазл обеспечивает преобразование функции сигнала в виде временных рядов во множество описателей. Иными словами, это преобразование превращает функцию времени в множества записей, содержащих информацию о значениях амплитуд, образующих связные фрагменты сонограммы, о прямоугольниках, ограничивающих эти фрагменты, о

координатах этих прямоугольников, о значениях их площадей, длин их сторон, а также собственных площадей фрагментов сонограмм, ограниченных данными прямоугольниками. Результаты этого преобразования могут быть визуализированы в едином формате представления исходных данных на акустическом изображении.

Выделенное множество значений амплитуд – подмножество значений амплитуд выходного сигнала, входящих в исходный диапазон значений, которыми кодируется выходной сигнал ГЛБО. Предполагается, что значения амплитуд, которые необходимо выделить, задаются на этапе настройки алгоритма. Возможно определение нескольких выделенных множеств значений амплитуд. Выделенное множество кодируется собственным идентификатором. В случае если выделенное множество содержит одно значение амплитуды, идентификатор выделенного множества может совпадать с этим значением.

Элемент пазла – запись фиксированного формата с несколькими полями, в которых записывается информация о суммарной длине описателей, образующих данный элемент пазла ("собственная площадь" элемента пазла), о характеристиках прямоугольника, ограничивающего связный фрагмент сонограммы, которому соответствует множество описателей элемента пазла (координаты, длины сторон, площадь прямоугольника). Запись элемента пазла также содержит ссылку на множество образующих её описателей. Вся кодируемая в записях элементов пазла информация собирается непосредственно в процессе сборки элементов пазла. Элементом пазла на сонограмме соответствуют связные области, образованные соответствующими значениями амплитуд на соседних строках данных ГЛБО. Смежные описатели последовательностей значений амплитуд образуют пазлы. Элемент пазла характеризуется:

уникальным номером (присваивается приложением в процессе сборки пазла);  
бортом;

идентификатором выделенного множества значений амплитуд;  
множеством образующих пазл смежных описателей;

суммарным значением длин образующих его описателей (площадь пазла);

координатами пазла - парой значений  $(X, Y)$ , где  $X$  соответствует минимальному значению индекса первого значения амплитуды множества смежных описателей, образующих пазл,  $Y$  - номеру строки первого описателя пазла;

прямоугольником, описывающим соответствующую связную область на сонограмме, его периметром и площадью.

Включения в элемент пазла – промежутки между описателями последовательностей значений на  $n$ -ой строке множества описателей, образующих один элемент пазла. Множество смежных описателей, образующих элемент пазла, может располагаться на большом количестве "соседних" строк сонограммы. Возможное количество описателей, образующих множество описателей пазла, ограничивается количеством и длиной строк сонограммы. Описатели одной строки, входящие во множество смежных описателей пазла, разделены между собой промежутками. Смежные описатели соответствуют общему значению идентификатора выделенного множества значений амплитуд, промежутки между описателями соответствуют последовательностям значений амплитуд, отличных от заданных.

Пример применения алгоритма.

Информация, кодируемая в полях записей элементов пазлов, может быть использована при описании результатов интерпретации данных ГЛБО. Одной из задач, которая может быть решена в процессе формирования множества элементов пазла, является составление каталога объектов, которые характеризуются определёнными значениями величины обратного рассеяния и представляются на сонограмме последовательностями соответствующих значений амплитуд. Результат поиска объектов на сонограмме, величина обратного рассеяния которых кодируется значениями амплитуд в диапазоне 75-100, представлен на рисунках 1 и 2.

В результате выполненного поиска каждому из представленных на рисунке 2 объектов акустического изображения соответствует запись (элемент пазла) с информацией о значении амплитуды (индекс выделенного подмножества значений амплитуд), параметрами ограничивающего фрагмент сонограммы прямоугольника, значением "собственной площади" элемента пазла, ссылкой на множество записей описателей, образующих элемент пазла. Эта информация может быть применена для анализа сонограммы, документирования результатов исследования или записана в базе данных в интересах дальнейшего применения.

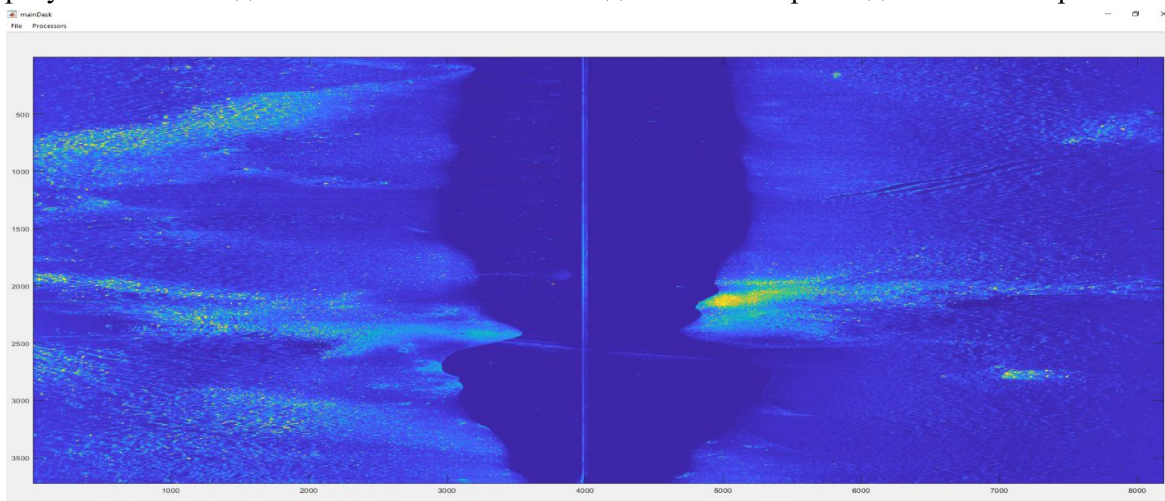


Рис.1. Акустическое изображение данных ГЛБО

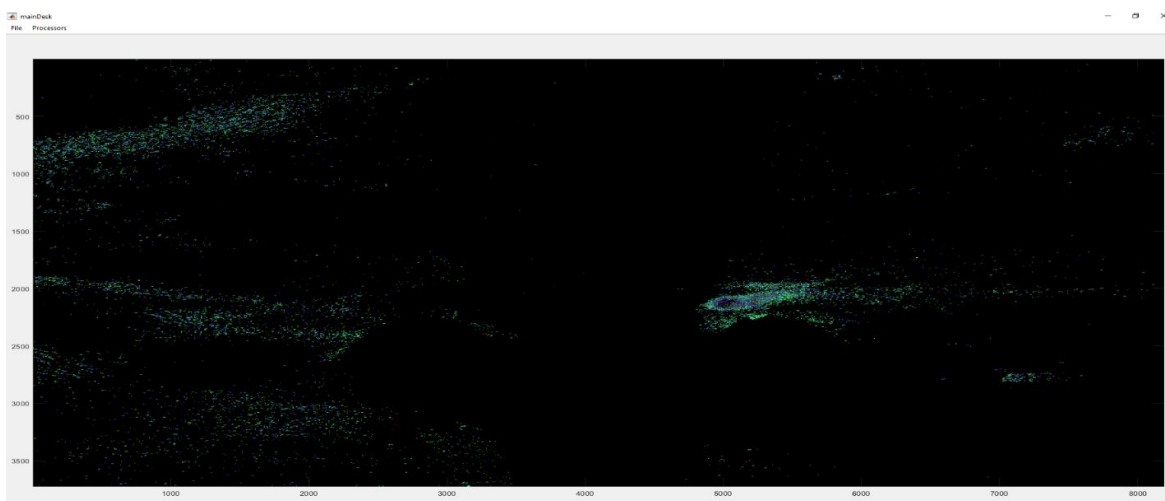


Рис.2. Акустическое изображение с представлением результата поиска объектов в диапазоне значений амплитуд 75-100

**Заключение**

С помощью разработанного алгоритма построения элементов придонного пазла на основе заданных значений амплитуд возможно выделение на данных ГЛБО как областей равных амплитуд, которыми являются водная толща, области разных осадков на дне, области скопления газа и пр., так и включений в эти области, которыми могут быть пузырьки газа или косяки рыб. Алгоритм является настраиваемым по значениям амплитуд (выделенных множеств значений амплитуд). Таким образом, на данных ГЛБО (сонограммах) с помощью цвета возможно выделение областей (элементов придонного пазла), соответствующих определённым (заданным) значениям амплитуд и сохранение информации об этих областях (размера, координат и пр.) в выходном файле.

#### Список литературы

*Владов М.Л., Степанов Н.А.* Выделение типов подводных ландшафтов на основании разбиения данных гидролокации по интенсивности и размерам объектов // *Технологии сейсморазведки*. — 2017. — № 1. — С. 21–28.

*Галаев В.Е., Козловский В.В., Новоявчев А.В., Терёхина Я.Е., Токарев М.Ю., Шабалин Н.В.* Атрибутный анализ данных гидролокатора бокового обзора для картографирования подводных ландшафтов // Труды VI международной научно-практической конференции "Морские исследования и образование: MARECEDU-2017": [сборник]. - Тверь: ООО "ПолиПРЕСС", 2017, стр. 530-534

*Au, W.W.L., and Hastings M.C.*, Principles of Marine Bioacoustics: Springer, NY; 2008.

*Davy, C.M., Fenton, M.B.*, Side-scan sonar enables rapid detection of aquatic reptiles in turbid lotic systems, *Eur. J. Wildl. Res.*, pp. 123e127, 2013.

*Leighton, T.G.*, The Acoustic Bubble, Academic Press, London, 1996.

*Lucifredi, I., and Stein, P.J.*, Gray whale target strength measurements and the analysis of the backscattered response, *J. Acoust. Soc. Am.*, 121 (3), pp. 1383e1391, 2007.

*Medwin, H. and Clay, C.S.*, Fundamentals of Acoustical Oceanography, Academic Press, Boston, 1998.

*Simmonds, E.J., MacLennan, D.N.* Fisheries Acoustics: Theory and Practice, Second Edition, Blackwell Publishing, Oxford. 456 pp., 2005.

*Twichell, D., Paskevich, V.* (2000). Interpretation and discussion of the bathymetry, sidescan sonar image, surface sediments, and surficial geology of the inner shelf off Sarasota, Florida. USGS Open File Report (pp. 99–396). Woods Hole, MA: Coastal and Marine Geology Team

*Urick, R. J.* (1983). Principles of underwater sound (pp. 423) (3rd ed.). New York: McGraw-Hill.

## **"Bottom puzzle" as a side-scan sonar data analysis tool**

Marchenko A.L.<sup>1</sup>, Sudakova M.S.<sup>1</sup>, Terentieva E.B.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Moscow State University, Geological Faculty, Department of Seismometry and Geoacoustics

Side-scan sonar (SSS) is a well-known tool for studying and mapping of the sea bottom. However the sonograms are used mainly as a guide to the seabed classification. The main goal of production of the sonogram mosaic is to make a visually balanced image (through grey level histogram equalization), while the preservation of true amplitudes is secondary. The physical parameter measured by side-scan sonar is backscatter amplitude, which in general correlates with surface roughness on a scale similar to the acoustic wavelength. Here we report on a study that uses a quantitative approach related to backscatter true amplitudes. Our problem was subdivided into several sub-stages: to detect the anomalies from the SSS signal which are characterized by a similar (given) amplitude value, to «collect» connected fragments of acoustic image (puzzles) from the ensemble of adjacent anomalies, to describe the collected puzzles (amplitude value (brightness), unique index, coordinates of the circumscribing rectangle, the area of the puzzle (the number of pixels)), to label the position of puzzles within an acoustic image, to determine the boundaries of the collected puzzles and to determine the amplitude values of the output SSS signal corresponding to detected anomalies (the amplitude content of the anomalies). The search for anomalies with simultaneous estimation of corresponding amplitude values will allow detecting anomalies with different physical (acoustic) properties within the water column and among other things, delineating and distinguishing such types of anomalies as gas manifestation or fish shoal.



# *Опыт применения принципа упорядоченности при кластеризации данных ГИС и керна*

**Еникеев Борис Николаевич**

## **Введение**

Никуда не деться специалистам, которые не хотят прятаться за обобщения и заключения нейронных сетей (и овладевать ремеслом, на которое способны и дрессированные обезьяны, получать нажатием кнопки результаты, основанные на обобщения частных выборок данных, о породах, имеющих неизвестную глубину залегания, литологию, минералогический состав и условия вскрытия пласта). Таким специалистом придется, по-прежнему, пытаться отвечать за результаты своей интерпретации. И одним из элементов подобной объяснения результатов является признание того, что нет универсальных петрофизических взаимосвязей, а они меняются в зависимости от типов пород.

Как устроены типизации пород – тема отдельная и важная (на сей счет мнения литологов, петрофизиков, сейсмиков и геомехаников сильно различаются). В книге В.Н.Кобрановой (1962) на основе данных Охотина было показано существование для песчано-глинистых пород диапазона перехода между областью, в которой глина заполняет поровое пространство песков и областью, в которой зерна породы располагаются между глин. Как показала Г.М.Золоева, сходная модель работает и для исследованных ей карбонатов. Обобщающее соображение в том же направлении была высказано в 70-е годы прошлого века Н.М.Свихнушиным.

Он предположил и обосновал на конкретных объектах, что изменение петрофизического типа породы может быть выявлено на известных петрофизических взаимосвязях тогда, когда эти взаимосвязи включают изломы.

Похожая позиция была позже (примерно через 20 лет) проиллюстрирована в рамках идеи FZI, которая исходит из того, что для разного типа пород зависимости проницаемости от пористости различны, а переход между типами зависимостей контролируется другими свойствами (наиболее часто – глинистостью и её индикаторами).

### **1. Когда во взаимосвязях могут появиться изломы?**

Сама по себе идея строить взаимосвязи по выборке данных отнюдь не гарантирует хорошие результаты, если эта выборка неоднородна. По существующим традициям выборки обычно подбирают или по месторождениям или по стратиграфическим подразделениям или по глубине залегания пород. Альтернативой могут быть выборки, отличающиеся по диапазонам ФЕС (обычно подразделяемые на коллектор-неколлектор).

Важным источником, порождающим резкое изменение взаимосвязей, может быть появление нового сильно влияющего фактора. Обычно это или объёмное содержание подобного какого-то компонента породы или (для транспортных и упругих свойств) изменение топологии расположения минералов в горной породе (в этом случае можно говорить о фазовом переходе геометрии). Иногда по величине закономерно влияющего фактора можно произвести организующую выборку сортировку. Нередко выборка данных, так или иначе, организована. В случае если она организована как одномерная (по глубине залегания пород) наиболее распространены нижеперечисленные переходы:

1. Смена минералогического состава с заменой одного минерала на другой (реакции осаждения-растворения);
2. Чередование типов насыщающих флюидов (Ш.А.Губерман, И.М.Чуринова, Б.М.Бикбулатов и В.Г.Ингерман, Б.Н.Еникеев);
3. Смена типа контактов между зернами породы (с точечных на протяженные);
4. Появление в изучаемом фрагменте горной породы сети трещин.
5. Наличие зоны аномально высоких давлений (когда тренды изменения по глубине пористости, сопротивления и интервального времени пробега упругих волн ломаются);
6. Существование зон палеоВНК, для которых в ряде случаев типично обильное осаждение цементирующего материала на границе геохимических барьеров (Сахибгареев).

И это далеко не всё. Так литологи могут выделять зоны закономерного увеличения и уменьшения грубости осадков, что, в простейшем случае, может быть сделано и по изолированным вертикальным скважинам.

Кроме того выборка может строиться (или исследоваться) не только по изменению с глубиной (о пример такого тренда популяризированного В.Н.Кобрановой, написано выше) другие примеры того же рода связаны, например, с ростом цементацией породы или индуцированной .

## **2. Формальные аспекты**

Моделирование подобных переходов традиционно проводится в рамках теории марковских цепей. При этом обычно предполагается, что изучаемый объект может быть условно разделен на части, каждая из которых обладает своим состоянием (так состоянием может быть насыщение, литология, диапазон изменения скалярного или векторного параметра, смена вида изменчивости или величины отражающей степень изменчивости дисперсии и т.п.).

Задачу определения точки, прямой или поверхности перехода между состояниями в статистической радиофизике обычно называют задачей о разладке [9].

Наиболее активно задачу выявления точки разладки стали применять после публикаций Ш.А.Губермана и И.М.Чуриновой [1], впервые применивших этот вид априорной информации (“нефть в массивных залежах в силу гравитационной дифференциации залегают выше воды”). С 1970 года предложенный этими авторами эвристический подход к выявлению точки разладки использовался при решении задач распознавания образов. Их подход был эвристическим, но, как удалось установить автору данной статьи, этот алгоритм может иметь и вероятностную трактовку, как задача поиска максимума правдоподобия [6,7].

Достоинством такого подхода является не преимущество в точности от его применения профессионалами, а большая формализация, которая увеличивает воспроизводимость результатов. Опишем (с целью прояснить конкретные особенности данной задачи) соответствующий формальный аппарат в его простейшей постановке.

## **3. Формальный модельный пример учета принципа упорядоченности**

Для наглядности рассмотрим простейший пример (в дальнейшем он будет расширен [5]) поясняющий алгоритм учёта упорядоченности.

Опишем используемые при построении модели идеализации;

3.1. Пусть имеется всего два состояния, изменяемых по стволу скважины (условно нефть и вода);

3.2. Предположим, что применим принцип гравитационной сегрегации (породы в одном состоянии (нефть) расположены выше чем в другом (вода)). Данное допущение означает, что разделение по принципу нефть-вода проходит по строгой границе (нет переходной зоны и вероятность нефтегазсыщения равна единице минус вероятность водонасыщения);

3.3. Пусть состояние пласта оценивается некоторым методом каротажа (например, сопротивлением -  $R_p$ ), с некоторой неточностью.

3.4. Допустим также, что известно для каждого  $j$ -го замера и задано со всеми коэффициентами уравнение, связывающее измеренное свойство (в данном случае сопротивление  $R_p$ ) с вероятностью нефтенасыщения –  $Pr_H^j$ .

В этом случае можно выписать уравнение (1) для функции правдоподобия  $L$ , которое учитывает замеры сопротивления и оценки  $Pr_H^j$  одновременно во всех пластах.

$$L(Z_0) = [\prod Pr_H^j] * [\prod (1 - Pr_H^j)] \dots \dots \dots (1)$$

В первом выражение в квадратной скобке произведение берется сверху вниз от кровли до  $Z_0=Z_{ВНК}$ , а во втором от ВНК до подошвы (уровня чистой воды).

Компактное выражение радует глаз предельными переходами (видно, что в случае если все  $Pr_H^j$  равны 1 в нефтенасыщенных пластах и 0 в водонасыщенных то  $L(Z_0)=1$ ), но основное его достоинство не в этом.

Выражение применимо и в случае неизвестного значения глубины ВНК, обозначенной  $Z_0$ . В этом случае, возможно, найти оценку  $Z_0$  путем максимизации значение  $L$  применяя простой перебора числовых значений  $Z_0$ .

Но и это не все. Допустим, что выражения для  $Pr_H^j$  точно не заданы. В простейшем случае деление идет по критическому сопротивлению, но само значение критического сопротивления нам неизвестно.

В этом случае возможен одновременный поиск значения  $Z_0$  и  $X$  (самого искомого критического сопротивления).

До какой степени соображения, высказанные автором в [5-7], и повторенные в этом разделе, имеют отношение к практическим методам оценивания? Ведь на практике сопротивление пород и, тем более, коэффициент водонасыщенности оцениваются с ошибками? Для ответа на этот вопрос автором статьи был рассчитан простой модельный пример.

#### 4. Численный расчет эффекта упорядоченности по модельному примеру

Для тестирования был использован метод Монте-Карло, поскольку он позволяет проводить серьезное полноценное тестирование, а не сводится к специально подобранной броской иллюстрации.

На практике, для расчета модельных примеров, пришлось конкретизировать допущения, приведенные в предшествующем разделе. При расчете двух модельных примеров мы исходили из того, что сопротивление продуктивных пластов варьирует в диапазоне от 5.0омм до 11 омм, а водонасыщенных пород варьирует по разному для двух примеров (для первой модели от 3.5 омм до 4.75 омм, а для второй от 3.5 омм до 6.5 омм).

Как легко видеть, в первом случае значения сопротивлений не перекрываются, а во втором перекрываются и существенно. Соотношения, которые связывают сопротивление с вероятностью нефтенасыщения, удобно задать с помощью простейшей S-кривой.

$$Pr_H^J = 0.5 + 0.5 * (Rp - X) / (1 + (Rp - X)) \quad (2)$$

$$Pr_H^J = 0.5 + 0.5 * (X - Rp) / (1 + (X - Rp)) \quad (3)$$

Значения сопротивления во втором тесте рассчитывались с помощью стандартного датчика случайных чисел  $\xi(0,1)$ , по соотношениям

$$Rp = 5 + 6 * \xi \quad \text{для нефтенасыщенных пород и} \\ Rp = 3 + 3.5 * \xi \quad (4)$$

Результаты расчета для такого теста приведены на Рис 1. В обоих случаях искомое ВНК располагалось на номере 15, а критическое сопротивление было в районе 50мм

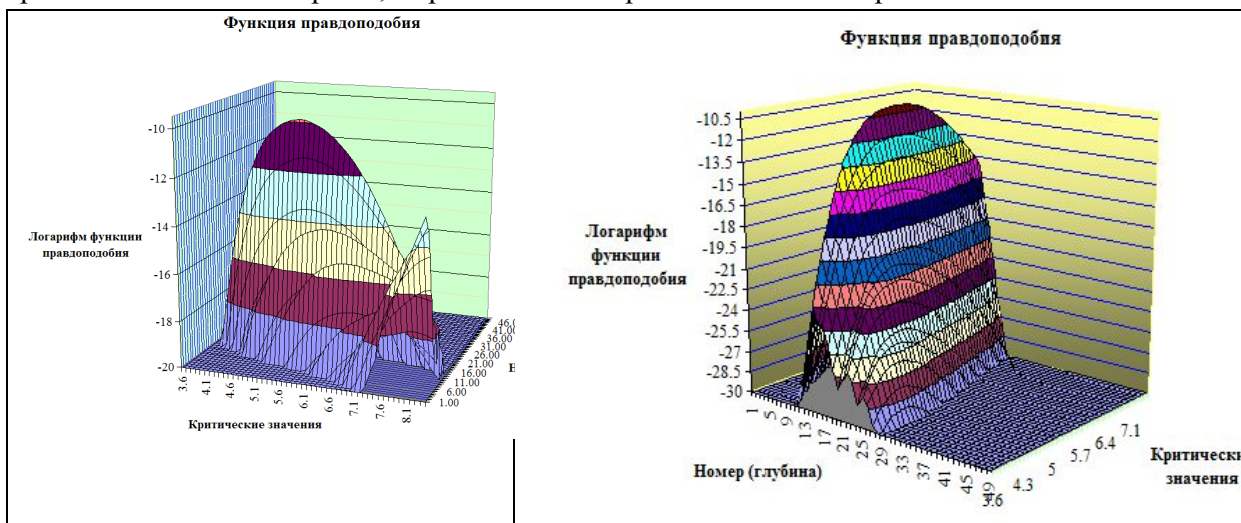


Рис 1 Логарифм функции правдоподобия при одновременном поиске глубины точки разладки (глубины ВНК) и критического сопротивления (слева первый случай – сопротивления не перекрываются, справа – второй).

Из рисунка виден довольно крутой взлет по глубине в окрестности ВНК и менее выраженный по критическому сопротивлению. Вместе с тем в окрестности ВНК вариации значений сопротивления (например появление низкомных пропластков [2-7]) могут привести к смещению оценки его расположения.

## 5. Некоторые обобщения

Наиболее очевидное обобщение связано с привлечением данных по совокупности скважин, что применил в сходном контексте Ш.А.Губерман.

5.1. В рамках вероятностной постановке подобное обобщение сводится к изменению функции правдоподобия (1) за счет одновременного учёта нескольких скважин. Такой подход позволяет увеличить информативность функции правдоподобия, но зависит как от точности определения глубин, так и от изменчивости литологического состава и горизонтальности ВНК. Кроме того в этом случае просматривается возможность применения двух различающихся алгоритмов решения задачи.

5.2. Дальнейшее наглядное обобщение постановки задачи связано с идеей учёта возможной наклонности плоскости ВНК. Для учёта этого фактора требуется вместо точечной границы между нефтью и водой использовать границу в виде наклонной плоскости. Параметры этой плоскости могут быть автоматически подобраны с применением итеративного алгоритма оценивания, а их значения могут быть регуляризованы, заданием

априорной информации о характере их наклона. Аналогично от сопротивления можно перейти к водонасыщенности.

5.3. Дальнейшее развитие подхода связанного с учётом закономерностей упорядоченности представляет использование для каждой из выделяемых итеративно областей разных процедур кластеризации [8] или кластерной регрессии. Такая идея исходит из того, что процессы описываемые подобными алгоритмами могут различаться. Особенностью подобного подхода является использование идеи совместного поиска областей разладки и алгоритма кластеризации (по сути - учета того факта, что переход искомой точки разладки в пространстве одновременно индуцирует различие коэффициентов уравнений регрессии, связывающих физические свойства). В докладе рассмотрены различные алгоритмы применения принципа упорядоченности при решении задач кластеризации несколькими вариантами метода динамических сгустков.

#### Список литературы

1. *Вайнцвайг М. Н., Губерман Ш. А., Чуринова И. М.* Использование априорной геологической информации в задачах распознавания нефтеносных пластов Моделирование обучения и поведения" М.: Наука 1975. [http://www.keldysh.ru/pages/mrbur-web/misc/mlb/mlb014\\_017.pdf](http://www.keldysh.ru/pages/mrbur-web/misc/mlb/mlb014_017.pdf)
2. *Зунделевич С.М., Еникеев Б.Н., Неяглова О.А.* Некоторые принципиальные проблемы построения систем поддержки количественной интерпретации данных каротажа и пути их решения в оболочке PetroSoftShell ///Проблемы интерпретации Тюмень 1992
3. *Еникеев Б.Н., Неяглова О.А.* Программа **PetroSoftTools** - попытка рефлексии ориентиров Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 25-32
4. *Еникеев Б.Н.* Математические модели расчета эффективных физических свойств горных пород (модель решетки капилляров). В сб.: "Исследования и разработки в области нефтяной геофизики в странах -членах СЭВ" М.: СЭВ 1982
5. *Еникеев Б.Н., Кашик А.С., Чукина Л.В., Чуринова И.М.* Оценка коллекторских свойств пласта путем настройки и решения систем петрофизических уравнений на ЭВМ. (Обзорная информация, сер. Нефтегазовая геология и геофизика, Вып. 7(80))
6. *Еникеев С.Н., Еникеев Б.Н.* Применение метода минимизации при решении на ЭВМ некоторых задач нефтепромысловой геофизики. Труды IV смотра-конкурса молодых специалистов МИНХ и ГП 1977 Депо в ВНИИГазпроме #55/2 стр.16-36
7. *Еникеев Б.Н., Еникеев С.Н.* Использование принципа упорядоченности геологических объектов при решении задач классификации и косвенной оценки параметров. В сб.: "Математические методы анализа природных явлений" М.: МОИП Наука 1981 стр.60-64
8. *Вайнберг Я.М.* Статистические методы расчленения и корреляции разрезов скважин В кн.: "Математические методы в задачах петрофизики и корреляции" МОИП Наука 1983 стр. 142-151
9. *Бородкин Л.И., Моттль В.В.* Алгоритм обнаружения моментов изменения параметров уравнения случайных процессов. Авт и тел 1976 стр 23-32

**Experience of applying the principle of ordering in the clustering of GIS and core data  
Enikeev B.N.**

**Abstract**

Clustering according to different algorithms is effectively used in the allocation of hydraulic units, lithological, petrophysical types and saturation. The reliability of clustering can be improved by taking into account a priori information about ordering in the location of the objects studied in this way. Meaningful examples of this kind may be associated with a change in lithology (for example, the limestone-dolomite transition), a change in saturation (for example, the water-oil transition), or a change in the type of relationship of physical properties due to a change in the nature of sedimentation (change in hydraulic units) or reservoir pressure (avpd).

Modeling of such transitions is traditionally carried out within the framework of the Markov chain theory. The peculiarity of the approach presented in the report is the use of the idea of finding the region of decomposition (taking into account the fact that the transition of the desired point of decomposition in space simultaneously induces a difference in the coefficients of regression equations relating physical properties).

The most obvious examples are usually the change of porosity-density, porosity-velocity and porosity – permeability dependencies. In the more formal case, dependencies are built on more than two variables. The report considers the algorithms for the application of the principle of order in solving the tasks of clustering several variants of the method of dynamic clusters. The report discusses the results obtained for both synthetic tests and methodological and applied data in relation to the carbonate and terrigenous section.

# Применение CSD-технологии при анализе и обработке морских сейсмических данных

**Митрофанов Георгий Михайлович<sup>1,2,3</sup>, Токарев Михаил Юрьевич<sup>4</sup>, Горейачев Никита Алексеевич<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск*

<sup>2</sup> *Новосибирский государственный университет*

<sup>3</sup> *Новосибирский государственный технический университет*

<sup>4</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

## **Введение**

Исследование прибрежных шельфовых зон сейсмическими методами существенно при решении многих геологоразведочных и инженерных задач, в частности, поиск залежей газогидратов или изучение строения среды для создания портов и прокладки нефтегазопроводов. Требование к повышению детальности и точности проводимых исследований приводит к анализу динамических характеристик сейсмических сигналов для широкого диапазона частот от первых десятков герц до первых килогерц. Как следствие, потребовалось совершенствование методики и техники сейсмоакустических исследований [Гайнанов, Токарев, 2008; Шматков и др., 2015]. Помимо технических сложностей, при решении задач определения параметров целевых объектов среды по наблюдаемым данным, актуальным является вопрос о стабильности исходного сигнала. Этот момент может оказаться определяющим на этапе решения обратной динамической задачи, но для практики существенным может оказаться не только общее понимание возможных изменений исходных сигналов, но и степени таких изменений даже в относительно стабильных поверхностных условиях, которые имеются при морских сейсмических исследованиях. Именно желание понять особенности изменений динамических параметров реальных сейсмических сигналов в морских условиях способствовало проведению представляемых исследований. Имевшийся у нас опыт анализа реальных данных морской сейсморазведки, относившихся к акватории Северного и Баренцевого моря с применением процедур декомпозиции [Мадатов и др., 1992] указывал, что в амплитуде сигналов подобные изменения могут составлять десятки процентов.

## **Данные и технологии**

В качестве объекта исследования были выбраны импульсы, наблюдаемые в процессе проведения морских сверхвысокоразрешающих сейсмических работ с применением заглубленной косы в акватории шельфа Белого моря. Их исключительная простота и контролируемость по сравнению с наземными аналогами повышает достоверность получаемых результатов. Существенным преимуществом заглубленных установок является: повышение отношения сигнал/помеха за счет избавления от приповерхностных шумов (кильватерная струя, волнения и т.д.); меньшая зависимость от погоды; возможность изучения «чистого» импульса источника по форме сигнала прямой волны, т.к. при достаточном заглублении не происходит интерференции прямой волны и волны, отраженной от морской поверхности. Также с увеличением глубины происходит сужение импульса источника типа «Спаркер», что увеличивает разрешающую способность сейсморазведки.

Но даже для таких сигналов можно наблюдать вариации динамических параметров, связанные с изменчивостью условий возбуждения и приема, что проявляется в форме импульса прямой волны, регистрируемого заглубленными приемниками. На рис. 1 показаны: вид волновой картины, полученной с применением технологии заглубленной косы, а также выборка по нескольким трассам интервалов, содержащих сигналы прямой волны. Видно, что, несмотря на высокое качество данных, в форме сигналов присутствуют изменения. Чтобы оценить значимость изменений рассмотрим гистограммы, которые отвечают одной из частот этих сигналов (рис. 2). Структура полученных гистограмм указывает на две важные характеристики исходных импульсов: значимые изменения спектральных свойств, которые обладают более сложным распределением, чем нормальное, и усложнении этих изменений при переходе от узких интервалов (длительность 1,5 мс), определяющих амплитуды сигналов, к более широким (длительность 6 мс), которые необходимы при анализе отражений от целевых объектов. Более полный анализ variability формы исходного импульса приведен в работе [Горевачев и др., 2016].

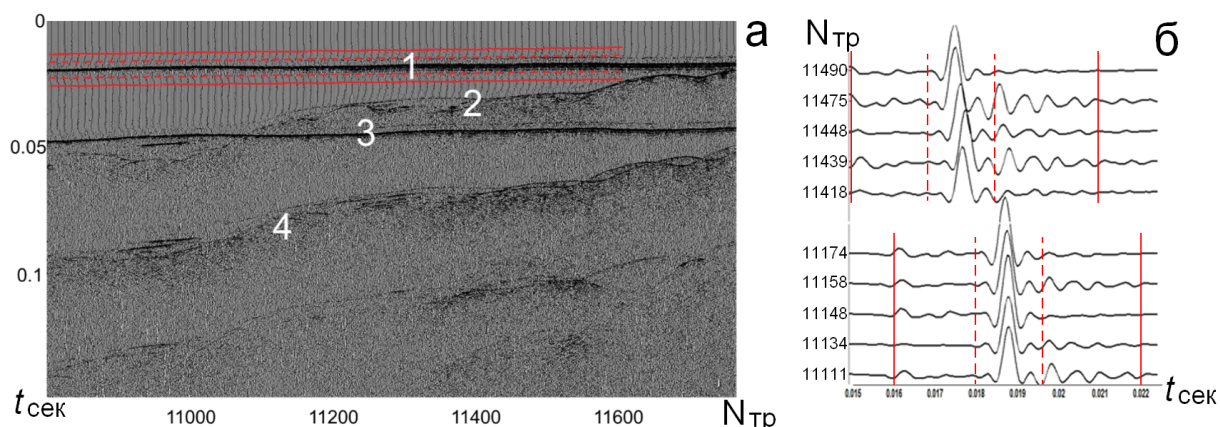


Рис 1. (а) Общий вид волнового поля с указанием типов сигналов: прямой волны (1), отраженной от придонных осадков (2), отраженной от поверхности моря (3), кратной отраженной от придонных осадков (4); (б) примеры сигналов прямой волны, относящихся к узкому (красный пунктир) и широкому (красная сплошная) интервалу анализа.

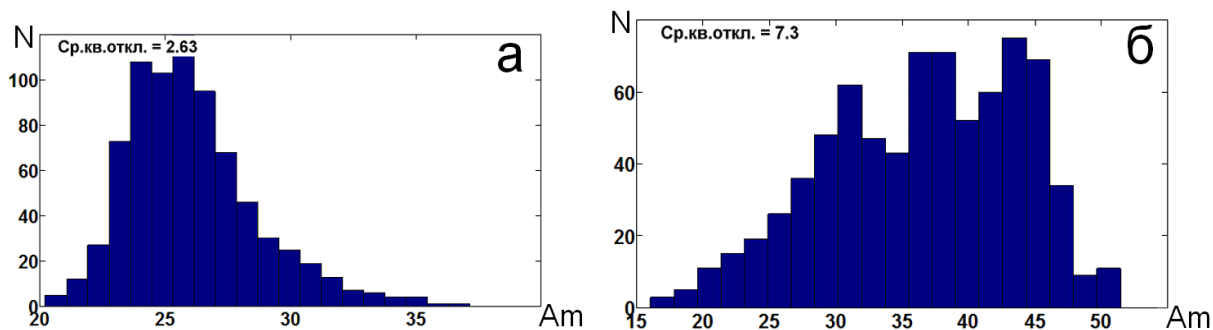


Рис 2. Гистограммы значений амплитудного спектра сигнала прямой волны для частоты 1820 Гц, полученные по: (а) узкому и (б) широкому интервалу анализа.

Наблюдаемые изменения в форме исходного импульса могли быть вызваны случайными причинами или некоторыми закономерными изменениями в условиях возбуждения и приема сигнала прямой волны. Для выяснения природы этих изменений была применена CSD-



технология. Ее основы изложены в докладе, представленном на данной конференции (Митрофанов, Технология разделения сейсмического сигнала на факторные составляющие (CSD-технология)).

Отметим, что в процессе применения указанной технологии к рассматриваемым данным были получены значимые результаты, относящиеся к проблеме длинно-периодной статистики. Дело в том, что на этапе оценивания параметров линейных факторных моделей можно использовать два типа методов. Первый тип предполагает итерационное оценивание и разбиение наблюдений на группы, относящиеся к различным факторам, в частности, источникам и приемникам. При этом итерационный процесс является сходящимся с точностью до неоднозначно определяемых составляющих. Как показали эксперименты, проведенные на модельных данных, особенности строения систем наблюдений приводят к слабой связанности таких составляющих, определяемых по различным группам наблюдений. В результате формируются длинно-периодные составляющие, которые существенно искажают получаемые оценки [Горевачев, Митрофанов, 2018]. Устранение этих особенностей получаемого решения может быть выполнено путем использования специальных условий.

### Результаты. Определение вариаций источников и приемников

При анализе формы сигналов прямой волны использовалась следующая трех факторная модель:

$$\ln\{S_{ij}(\omega)\} = z_{ij}(\omega) = C(\omega) + \alpha_i(\omega) + \beta_j(\omega) + \gamma_{\frac{i+j}{2}}(\omega) + \xi_{ij}(\omega),$$

где  $S_{ij}(\omega)$  – значения амплитудного спектра сигнала, полученные на фиксированной частоте  $\omega$ ,  $i, j$  – индексы, определяющие номера источников и приемников в системе наблюдений,  $C(\omega)$  – постоянная составляющая логарифма амплитудного спектра сигнала,  $\alpha_i(\omega)$  – фактор источника,  $\beta_j(\omega)$  – фактор приёмника,  $\gamma_{\frac{i+j}{2}}(\omega)$  – фактор общей центральной точки (ОЦТ),  $\xi_{ij}(\omega)$  – остаточная составляющая.

На рис. 3 показаны оцененные значения факторов: источника, приемника и ОЦТ на четырех указанных частотах. Видно, что наиболее значимые изменения в спектр анализируемого сигнала вносит фактор источника. Он обладает частотной зависимостью и существенно проявляется в широком диапазоне частот. Следовательно, не учет этого фактора может приводить к значительным ошибкам при использовании различных инверсных алгоритмов.

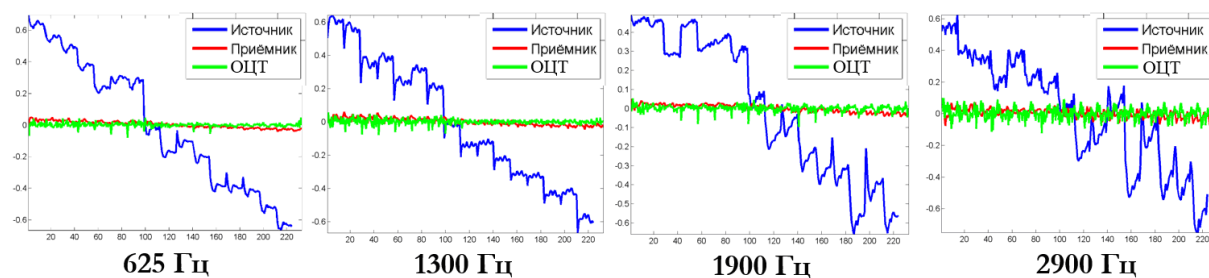


Рис 3. Значения факторов: источника, приемника и ОЦТ, полученные на четырех различных частотах для сигнала прямой волны.

Насколько существенным является вклад указанных факторов в изменения формы сигнала, показывают результаты рис. 4. Здесь представлены гистограммы исходных логарифмов спектров и остаточных составляющих, полученных после вычитания оценок факторов. Структура гистограмм остаточных составляющих унимодальна и близка к нормальному распределению, в отличие от исходных гистограмм. Поэтому основной вклад в сложную структуру исходных гистограмм вносят указанные факторы. Отметим, что аналогичные результаты получаются по всем анализируемым частотам для сигналов прямой волны.

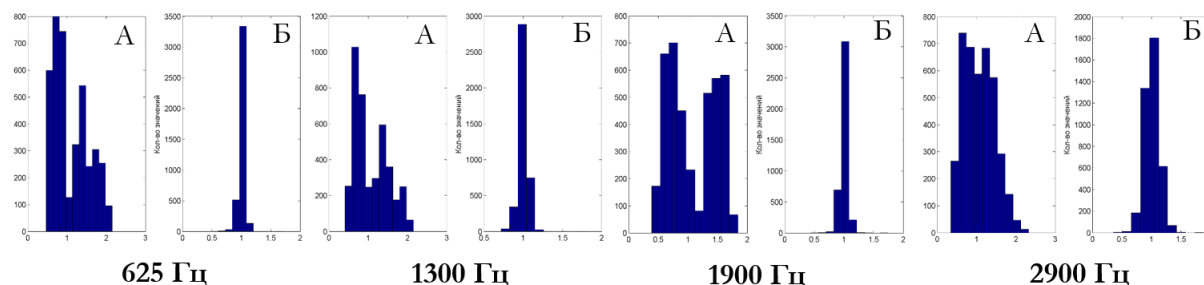


Рис 4. Исходные гистограммы (А) и гистограммы, полученные после устранения факторных составляющих (Б).

Дальнейшие исследования выполнялись при анализе сигналов отраженной волны от придонных осадков. Очевидно, что эти сигналы обладали более сложной природой. Поэтому потребовалось применение усложненных факторных моделей. Соответствующие модели и результаты будут представлены в докладе.

### Заключение

Применение двух технологий: заглубленной косы и CSD позволило с высокой достоверностью оценить степень вариаций исходных импульсов формируемых при выполнении морских сейсмических исследований. При получении результатов анализировались изменения формы и амплитудных спектров сигналов прямой волны, а также сигналов отраженной волны от придонных осадков. Для оценки вариаций различного характера были использованы модели декомпозиции: двух, трех и четырехфакторные. Оценки, построенные по реальным данным в рамках трехфакторной модели, показали что, при декомпозиции сигнала прямой волны, основной вклад в вариативную составляющую вносит фактор источника, а фактор, связанный с ОЦГ - близок к нулю. Благодаря полученным оценкам была выделена шумовая составляющая. Гистограммы амплитудных спектров шумовой составляющей прямой волны имеют унимодальную форму и близки к нормальному распределению.

При реализации декомпозиционных схем использовались два способа построения оценок факторов – итерационный и матричный. Выполненные модельные эксперименты позволили исследовать важные особенности указанных способов. Так, решение системы линейных уравнений, получаемое при помощи итерационного способа, в основе которого лежит раздельное оценивание факторов с разбиением общей системы наблюдений на группы, существенно зависит от структуры наблюдений. Для систем наблюдений с подвижной расстановкой приемников, при числе источников, значительно превышающих длину этой

расстановки, происходит локализация неединственно определяемых составляющих факторной модели. В результате проявляется локальное перераспределение неоднозначно определяемых составляющих модели, что приводит к известной проблеме низкочастотной пространственной статики, требующей значительного объема априорной информации. Применение способа решения соответствующих систем линейных уравнений, основанного на обращении расширенных матриц исключает данную проблему и сокращает объем априорной информации.

### **Список литературы**

*Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю.* Возможности и ограничения многоканального сейсмоакустического профилирования в инженерных целях: Теория и практика // Вестник Московского Университета. – 2008. – №. 4. – С. 53-62.

*Шматков А.А., Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю.* Обзор технологий трехмерных сейсмоакустических исследований на акваториях // Технологии сейсморазведки. – 2015. – №. 2. – С. 86-97.

*Мадатов А.Г., Митрофанов Г.М., Серeda В.-А.И.* Аппроксимационный подход при динамическом анализе многоканальных сейсмограмм. 3: Прикладные аспекты // Геология и геофизика. – 1992. – № 3. – С. 112–122.

*Горяевчев Н.А., Исаенков Р.И., Митрофанов Г.М., Токарев М.Ю.* Изменение формы исходного импульса при морских сейсмических исследованиях // Технологии сейсморазведки. – 2016. – №. 4. – С. 67-76.

*Горяевчев Н.А., Митрофанов Г.М.* Особенности решения систем линейных уравнений при коррекции сейсмических сигналов // Геоинформатика. – 2018. – № 2. – С. 37-44.

## **Application of the CSD-technology in the analysis and processing of marine seismic data**

**Mitrofanov G.M.<sup>1,2,3</sup>, Tokarev M.Yu.<sup>4</sup>, Goreyavchev N.A.<sup>1,2</sup>**

<sup>1</sup> *IPGG SB RAS, Novosibirsk*

<sup>2</sup> *NSU, Novosibirsk*

<sup>3</sup> *NSTU, Novosibirsk*

<sup>4</sup> *MSU, Moscow*

### **Abstract**

The results of analysis and accounting for changes in the dynamic parameters of signals in marine seismic investigations using CSD-technology are presented. In the process of obtaining results, two important issues were identified and studied. The first relates to the significance of changes in the amplitude component of the spectral characteristic of signals of a direct seismic wave propagating in water medium. Traditionally, such changes are considered insignificant and are not taken into account. This can lead to errors in an inverse dynamic problem solution and performing detailed interpretation constructions, which will give two negative effects: it will reduce the quality and increase the cost of engineering work carried out in shelf areas. Thus, when conducting marine seismic studies to improve their efficiency, it is advisable to apply two technologies: deep-towed system of receivers and CSD-technology. They will make it possible to estimate with high confidence the degree of variations in the source impulses, as well as the seismic impulses interacting with the target object. As a result of such estimation, adaptive filters the reflected signals can be obtained, significantly increasing the quality of the input data for inverse algorithms. At the same time, there is a constructive using of previously obtained information about the studying medium, which at the previous stages of processing and interpreting seismic data was available by existing software. Then solutions of inverse problems obtained using CSD-technology and related to the target local objects are a refinement of the original global model and can be considered as a subsequent iteration in the general scheme for solving the inverse problem for a three-dimensional model of the medium.

The second issue is related to the classical problem of long-period statics. The peculiarities of the used marine observation system made it possible to better explain its nature as a weak coupling of different parts of the profile on ambiguously determined components. Understanding this fact makes it possible to form special conditions that ensure the coherence of various parts of the profile, which significantly reduces the amount of required a priori information for unambiguous determination of this problem solution.

# *Интеллектуальный агент в контексте гидродинамического моделирования*

**Мифтахов Руслан Фанисович**

*ООО «ГридПойнт Дайнамикс»*

## **Введение**

Гидродинамическое моделирование применяется в деятельности по управлению месторождением, таких как проектирование, прогнозирование и оптимизация операций по добыче нефти и газа. Моделирование в этих контекстах включает в себя решение численных приближений к нелинейным и связанным системам уравнений в частных производных, которые описывают поведение потока внутри поровой структуры, а также связывают скважины и поверхностные сооружения. Результаты гидродинамического моделирования используются на всех стадиях разработки месторождения для снижения рисков по выбранному проекту добычи.

Обстоятельная гидродинамическая модель состоит из десятков миллионов ячеек. Массивный потенциал существующего численного моделирования не реализуется, поскольку они являются дорогостоящими и трудоемкими при расчете всего спектра вариантов моделирования месторождения. Поэтому для быстрого и надежного принятия решений необходим эффективный альтернативный инструментарий. Для сокращения требуемого вычислительного времени одни предлагают использовать прокси моделирование, а мы предлагаем использовать интеллектуальный инструментарий, который предоставит оптимальный вариант разработки месторождения с использованием физического гидродинамического симулятора всего за один цикл моделирования.

В настоящее время бурно развиваются методы искусственного интеллекта (ИИ) для решения сложных задач, в основном это развитие происходит из-за дешевающей вычислительной мощности и наличию больших данных. Многие знакомы с несколькими из ветвей методов обучения ИИ – (1) контролируемым и (2) не контролируемым обучением. Однако, с недавнего времени нарастает популярность обучения с подкреплением (RL – Reinforcement Learning). Контролируемое обучение используется, например, когда есть некоторый размеченный набор данных, и мы хотели бы спрогнозировать метки для новых данных (например, обнаружение рака на основе изображений МРТ или прогнозирование цен на акции, на основе предыдущих данных временных рядов). Неконтролируемые методы обучения используют тогда, когда нужно вынести некий смысл из неразмеченного набора данных, например, обнаружение мошеннических транзакции (обнаружение аномалий) или кластеризация пользователей по их предпочтениям. В отличие от контролируемых и неконтролируемых типов обучения, обучение с подкреплением не относится непосредственно к набору данных, но пытается осмыслить окружающую среду, делая действия и получая награды в этой среде. Популярность к данной ветви пришла с публикацией научной статьи «Human-level control through deep reinforcement learning» в журнале «Nature», где компания DeepMind показала возможность натренировать нейронную сеть для решения обширного класса задач.

Под агентом понимается механизм принятия решений в RL, который взаимодействует с окружающей средой  $s$  по средствам доступных действий  $a$  и пытается максимизировать совокупное полученное вознаграждение  $r$  (рис. 1.). Агент передает действие, которое было

выбрано, окружению. Окружение передает информацию о новом состоянии системы и числовую оценку последнего действия. Данная динамика взаимодействия следует логике Марковского процесса принятия решений.



Рис.1. Схематичное представление взаимодействия интеллектуального агента со средой.

В данной работе мы предлагаем совместить богатые знания в области ИИ с производственными задачами в нефтегазовом секторе и начать с процесса разработки углеводородных месторождений. Для того, чтобы представить гидродинамическое моделирование в контексте обучения с подкреплением, нужно разработать схему взаимодействия ядра симулятора с популярными фреймворками для глубокого обучения и принять архитектуру взаимоотношений агента со средой.

#### **Создание высокоэффективной связки с гидродинамическим симулятором для налаживания среды для обучения агента**

Основная работа в данной части заключалась в создании эффективной связки популярных фреймворков для глубокого обучения нейронных сетей и гидродинамического симулятора. Суть проблемы заключается в том, что гидродинамический симулятор Geoplat Pro-RS написан на программном языке C++, а фреймворк Tensorflow/Pytorch на программном языке Python. Задача по сопряжению была решена таким же способом, как это было сделано в других проектах, например таких, как UnityML, используя фреймворк gRPC. gRPC поддерживает программный интерфейс для всех популярных программных языков программирования (C++/Python/Java и т. д.). Созданная связка представляет собой клиент-серверную систему взаимодействия, где сервером является оболочка на Python, а клиентом гидродинамический симулятор Pro-RS.

#### **Описание схемы взаимодействия агента со средой**

Как было описано, агент имеет возможность воздействовать на систему по средствам разрешенных действий, и получать от системы новое состояние (гидродинамической модели) и награду. Архитектура взаимодействия интеллектуального агента со средой является критически важным для успешной тренировки, и те допущения, которые будут приняты в архитектуре, будут вносить свой вклад при работе агента над иными гидродинамическими моделями. В контексте гидродинамического моделирования можно выделить несколько источников информации о состоянии системы:

1. Индивидуальные, скважинные данные (забойное давление, дебит флюидов, накопленные показатели и т.д.);
2. Групповые показатели, такие как суммарная накопленная добыча по всему месторождению, коэффициент извлечения нефти и т.д.;

3. Статические данные, это распределение петрофизических параметров (пористость, проницаемость и т.д.), размерность и дискретизация расчетной сетки, сжимаемости флюидов и породы.;

4. Объемные динамические данные — это данные, которые изменяются с временной эволюции, такие как фазовые давления, насыщенности, относительные фазовые проницаемости, относительное содержание компонентов системы в фазах, плотности флюидов, давления насыщения и т.д.

Формулировка разрешенных действий агента при гидродинамическом моделировании во многом зависит от RL метода, который будет выбран для обучения. Список возможных действий агента:

1. Дискретные действия. Увеличить/уменьшить забойное давление или дебит скважины по определенной фазе.;

2. Непрерывные действия. Указать точные параметры работы скважин (ограничения по отборам/закачкам, забойные давления).

В архитектуре взаимодействия, одной из важных параметров является формулировка системы поощрения интеллектуального агента. От правильно выстроенной системы зависит чему научиться агент, какие у него будут ценности и если архитектура позволяет вводить других агентов, то и вопрос по конкуренции или кооперации тоже будет зависеть от поощрения. Можно считать, что метрика награды является чем-то подобной объектной функцией в оптимизации. Получение награды только в конце гидродинамического моделирования не будет явной причина-следственной связи для агента, так как агенту будет сложно определить какие из множества действий привели к такому исходу. Лучше разработать систему, по которой агент может получать отклик от системы на каждом временном шаге. Возможные объектные функции для оптимизации:

1. Физические показатели. Коэффициент извлечения, индивидуальные скважинные показатели, распределения насыщенностей и запасов и т.д.;

2. Экономические показатели.

#### **Пример использования одного из методов решения**

Для тренировки интеллектуального агента была выбрана простая 3д гидродинамическая модель, которая имеет размерность 15x15x15, с константным распределением петрофизических параметров (проницаемость имеет различное значение по главным направлениям). В качестве моделируемых флюидов были выбраны нефть и вода, которые содержат только одноименные компоненты. Константное начальное давление и насыщенности. В модели моделировался ВНК, начиная с 10 ячейки по вертикали. Добывающая скважина расположена в центре гидродинамической модели и вскрывает всю толщу до ВНК. Моделируемая длительность разработки месторождения 3 года.

Так как целью данной работы является доказать, что методы RL применимы для обучения интеллектуального агента в контексте гидродинамического моделирования, была выбрана следующая архитектура взаимодействия: 1) Состояние системы - скважинные данные; 2) доступные действия для агента – дискретные, увеличить/уменьшить забойное давление; 3) система поощрения - коэффициент извлечения нефти.

Для обучения агента выбран метод DQN (Deep Q Network). DQN использует глубокую нейронную сеть для аппроксимации функции перехода от состояния к действиям. Из-за нелинейности, которая привносится благодаря нейронной сети, алгоритм становится

неустойчивым и может не сойтись к решению. Для улучшения схождения были использованы модификации «experience replay» и «fixed Q target».

Тренировка агента проводилась на облачном сервисе на протяжении 2 дней. Проведенные тесты показали хорошие результаты, агент научился контролировать забойное давление для максимизации добычи нефти. Тесты проводились на разных моделях с разными петрофизическими параметрами и сравнивались с вариантом разработки, предложенным экспертом в гидродинамическом моделировании.

### **Выводы**

Нахождение наилучшего варианта разработки месторождения требует больших вычислительных и временных затрат для оценки всего спектра вариантов на гидродинамическом симуляторе. В данной работе мы доказали возможность использования методов ИИ для оптимизации разработки месторождения. Основными шагами для приведения контекста гидродинамического моделирования к проблеме в области «обучения с подкреплением» являлись создание программной связи (описание взаимодействия между разными языками программирования) и разработка архитектуры взаимодействия агента со средой.

В данной работе для тренировки интеллектуального агента использовался алгоритм DQN. Ввиду того, что нейронная сеть лучше анализирует нелинейный отклик системы и может вывести смысл из слабых связей, агент показал оптимальные результаты для разработки месторождения.



## **Reinforcement Learning in the context of Reservoir simulation**

**Ruslan Miftakhov**

*Ltd «Grid Point Dynamics»*

Reservoir simulation is routinely used within reservoir management activities such as the design, forecasting, and optimization of oil and gas production operations. Simulation in these contexts involves the solution of numerical approximations to the highly nonlinear and coupled systems of Partial Differential Algebraic Equations (PDAEs) that govern flow and transport within the subsurface as well as the connected wells and surface facilities. The results of reservoir simulation are used to reduce risks at all stages of field development.

The substantial reservoir model made of tens of millions of cells. The massive potential of the existing numerical simulation is not realized since they are expensive and time-consuming when calculating the entire spectrum of simulation options. Therefore, for a quick and reliable decision-making, useful alternative tools are needed. To reduce the required computational time, some suggest using proxy modeling, and we recommend using intelligent tools that will provide the best option for developing a field using a physical-based reservoir simulator in just one simulation cycle.

In this paper, we propose to combine knowledge in the field of AI with production difficulties in the oil and gas sector and begin with the process of developing hydrocarbon fields. To present reservoir modeling in the context of reinforcement learning, we need to establish a coupling scheme for with popular deep learning frameworks and adopt an agent-environment relationship architecture.

DQN (Deep Q Network) method is selected for agent training. DQN uses a deep neural network to approximate state-to-action functions. Because of nonlinearity introduced by using neural networks, the whole DQN algorithm becomes unstable and could diverge from solution. To improve the convergence, the modifications “experience replay” and “fixed Q target” were used.

The agent’s training is performed on the cloud. The tests performed showed good results, the agent learned to control the bottom hole pressure to maximize oil production. The tests were conducted on different models with different petrophysical properties, and the results were compared with the findings proposed by an expert in reservoir modeling.

# *Извлечение сеточных моделей из 3D изображений большого объема методом разбиения на подкубы.*

**Сизоненко Тимофей Олегович<sup>1</sup>, Карсанина Марина Владимировна<sup>1,2</sup>, Баюк Ирина Олеговна<sup>1</sup>, Герке Кирилл Миронович<sup>1,2,3,4,5</sup>**

<sup>1</sup>*Институт физики Земли РАН им. О.Ю. Шмидта, Москва*

<sup>2</sup>*Институт динамики геосфер РАН, Москва*

<sup>3</sup>*Институт почвоведения РАН им. В.В. Докучаева, Москва*

<sup>4</sup>*Казанский Федеральный Университет, Казань*

<sup>5</sup>*Московский Физико-Технический Институт, Долгопрудный*

## **Введение**

Определение фильтрационных характеристик пористых сред на основе 3D данных об их строении, получаемых в том числе с помощью рентгеновской микротомографии [Korost and Gerke, 2012; Gerke et al., 2012], является одной из ключевых проблем, необходимой для исследования и описания самых различных типов пористых сред — песчаников, карбонатов, керамики [Gerke et al., 2015], почвогрунтов и др., имеющих отношение к многочисленным фундаментальным и промышленным приложениям — нефтегазовой индустрии, гидрологии, материаловедению, пищевой индустрии [Derossi et al., 2019] и многих других. Такие данные после апскейлинга фильтрационных характеристик необходимы, например, для параметризации гидродинамической модели в масштабе сплошной среды [Sedaghat et al., 2016]. В отличие от методов прямого моделирования используя воксельные 3D изображения [Godinho et al., 2016; Vasilyev et al., 2016; Gerke et al., 2018], методы на основе сеточных моделей [Miao et al., 2017] позволяют проводить моделирование в масштабе пор гораздо быстрее и на более больших объемах. Перед тем как проводить численные исследования, необходимо экстрагировать сеточную модель из 3D изображений пористой среды. Эта процедура сама по себе довольно требовательна к ресурсам, а особенно к памяти RAM. Вычислительная эффективность особенно критична при расчете фильтрационных характеристик для сложно построенных иерархических образцов пористых сред [Gerke et al., 2013; Gerke et al., 2017; Karsanina et al., 2018], цифровая модель которых строится по набору разномасштабных изображений [Gerke et al., 2015; Karsanina and Gerke. 2018]. Но изображения более  $500-1000^3$  вокселей (в зависимости от метода экстракции) уже не помещаются в память обычного компьютера. По этой причине стоит актуальная проблема понижения требований к вычислительным ресурсам, которую мы предлагаем решать с помощью разбиения на подкубы.

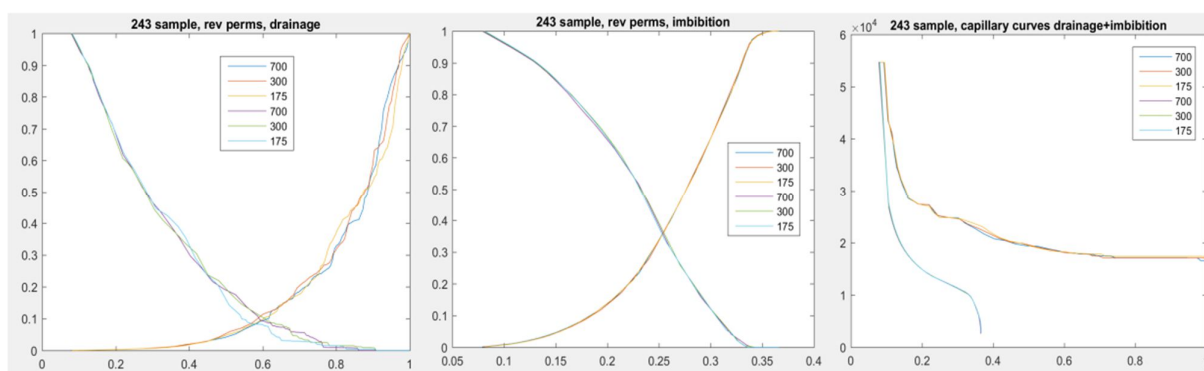
## **Данные и методы**

При выделении сеточных моделей на основе гибридного метода вписанных сфер и медианной линий [Miao et al., 2017], кубический домен (3D изображений строения образца) разбивалось на подкубы. Из каждого подкуба выделялись сеточные модели, которые потом соединялись в единую модель на основе набора специализированных правил. Правила соединения элементов на границах подкубов можно условно разбить на три вида: а) слияние пор на границах, б) установление перешейка (pore-throat) между двумя порами на границе, в) слияние двух перешейков. Выбор правил и параметризация соединенных или новых элементов сеточной модели проводится за счет анализа приграничной зоны. Тестирование

методики проводилось на изображениях песчаника размером  $700^3$  вокселей с разбивкой на подкубы размером  $300^3$  и  $175^3$  вокселей.

## Результаты

При разбивке изначального объема в  $700^3$  вокселя изменение проницаемости составило не более 15%, а характеристики многофазной фильтрации менялись незначительно, что показано на Рис.1. Расчеты проводились для большой коллекции пород-коллекторов. При этом снижение требуемых вычислительных ресурсов, в том числе RAM, было почти



пропорционально соотношению подкуба к объему всего домена.

Рис. 1. Примеры получаемых относительных проницаемостей и капиллярных кривых при разбивании куба в  $700^3$  вокселей на подкубы размерами  $300^3$  и  $175^3$  вокселей.

## Заключение

На основании результатов (Рис.1) и незначительно меняющихся значений проницаемости при выделении с разбиением на подкубы можно заключить, что методика отлично подходит для понижения вычислительных ресурсов при выделении сеточных моделей, а также представляет собой задел для реализации параллельной методики выделения сеточной модели.

## Благодарность

Совместная работа исследователей проводилась в рамках коллаборационной исследовательской группы FaT iMP (Flow and Transport in Media with Pores / Фильтрация и транспорт в поровой среде, [www.porenetwork.com](http://www.porenetwork.com)). Данные исследования были выполнены при поддержке гранта Российского Научного Фонда №17-17-01310.

## Список литературы

Derossi, A., Gerke, K.M., Karsanina, M.V., Nicolai, B., Verboven, P. and Severini, C. Mimicking 3D food microstructure using limited statistical information from 2D cross-sectional image. // Journal of Food Engineering. - 2019. - 241, pp.116-126.

Gerke, K.M., Skvortsova, E.B., Korost, D. V. Tomographic method of studying soil pore space: Current perspectives and results for some Russian soils. // Eurasian Soil Sci. -2012. – Vol. 45, P. 700–709. doi:10.1134/S1064229312070034

Gerke, K.M., Karsanina, M. V, Mallants, D. Universal Stochastic Multiscale Image Fusion: An Example Application for Shale Rock. // Scientific Reports. – 2015. – Vol. 5, P. 15880. doi:10.1038/srep15880

*Gerke K.M., Vasilyev R.V., Korost D.V., Karsanina M.V., Balushkina N., Khamidullin R., Kalmykov G.A., Mallants D.* Determining physical properties of unconventional reservoir rocks: from laboratory to pore-scale modeling. // SPE 167058 Technical paper, presented at SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition, 11-13 November 2013, Brisbane, Australia. DOI: 10.2118/167058-MS.

*Gerke K.M., Korost D.V., Vasilyev R.V., Karsanina M.V., Tarasovskii V.P.* Studying structure and determining permeability of materials based on X-Ray microtomography data (using porous ceramics as an example). // *Inorganic Materials*. - 2015. - 51(9), pp.951-957.

*Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V.* Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level. // SPE 187874 Technical paper, presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. DOI: 10.2118/187874-MS.

*Gerke K.M., Vasilyev R.V., Khirevich S., Karsanina M.V., Collins D., Sizonenko T., Korost D.V., Lamontagne S., Mallants D.* Finite-difference method Stokes solver (FDMSS) for 3D pore geometries: Software development, validation and case studies. // *Computers & Geosciences* (in press). DOI: 10.1016/j.cageo.2018.01.005.

*Godinho, J.R.A., Gerke, K.M., Stack, A.G., Lee, P.D.* The dynamic nature of crystal growth in pores. // *Sci. Rep.*, -2016. – Vol. 6, P. 33086. doi:10.1038/srep33086

*Karsanina M.V., Gerke K.M.* Hierarchical Optimization: Fast and Robust Multiscale Stochastic Reconstructions with Rescaled Correlation Functions. // *Physical Review Letters*. - 2018.- 121 (26), p.265501.

*Karsanina, M. V., Gerke, K. M., Skvortsova, E. B., Ivanov, A. L., Mallants, D.* Enhancing image resolution of soils by stochastic multiscale image fusion. // *Geoderma*. – 2018. – Vol. 314, P. 138-145.

*Korost D.V., Gerke K.M.* Computation of reservoir properties based on 3D-structure of porous media. // SPE 162023 Technical paper, presented at SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October, Moscow, Russia, 2012. DOI: 10.2118/162023-MS.

*Miao X., Gerke K.M., Sizonenko T.* A new way to parameterize conductances of pore elements: a step towards creating pore-networks without pore shape simplifications. // *Advances in Water Resources*. – 2017. – Vol. 105, P. 162-172. DOI: 10.1016/j.advwatres.2017.04.021.

*Sedaghat, M. H., Gerke, K., Azizmohammadi, S., Matthai, S. K.* Simulation-based Determination of Relative Permeability in Laminated Rocks. // *Energy Procedia*. – 2016. – Vol. 97. – P. 433-439.

*Vasilyev, R. V., Gerke, K.M., Karsanina, M. V., Korost, D. V.* Solution of the stokes equation in three-dimensional geometry by the finite-difference method. // *Math. Model. Comput. Simulations*. – 2016. – Vol. 8, P. 63–72. doi:10.1134/S2070048216010105

## **Porennetwork extraction from large 3D porous media images using domain decomposition**

**Timofey O. Sizonenko<sup>1</sup>, Marina V. Karsanina<sup>1,2</sup>, Irina O. Bayuk<sup>1</sup>, Kirill M. Gerke<sup>1,2,3,4,5</sup>**

*<sup>1</sup>Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

*<sup>2</sup>Institute of Geospheres Dynamics of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

*<sup>3</sup>Dokuchaev Soil Science Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

*<sup>4</sup>Kazan Federal University, Kazan*

*<sup>5</sup>Moscow Institute of Physics and Technology, Dolgoprudny*

### **Abstract**

Modelling single and multiphase flow within porous media on the pore level is computationally extremely expensive. So-called porennetwork models significantly simplify pore geometry while preserving topology and thus, provide a fast and robust computational framework. The major problem with this method lies in extracting such porennetwork models from the 3D porous media images. Namely, it requires a lot of RAM memory resources. In this work we optimize the RAM usage with the help of domain decomposition. The original 3D image is divided into smaller subdomains which are all processed sequentially. Thus extracted porennetworks are then merged into a single model. Based on the simulations presented in this work we observed only very slight permeability value disagreements between porennetworks extracted from original large 3D image and merged from its subdomains with varying width. It can be concluded that the technique is suitable for reducing computational resources when extracting porennetwork models. Moreover this methodology represents a foundation for implementing a parallel method for porennetwork extraction.

## *Применение методов машинного обучения для параметризации моделей в масштабе пор.*

**Лаврухин Ефим Валерьевич<sup>1,2</sup>, Герке Кирилл Миронович<sup>2,3,4,5,6</sup>, Сизоненко Тимофей Олегович<sup>2</sup>, Карсанина Марина Владимировна<sup>2,3</sup>, Корост Дмитрий Вячеславович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

<sup>2</sup>Институт физики Земли РАН им. О.Ю. Шмидта, Москва

<sup>3</sup>Институт динамики геосфер РАН, Москва

<sup>4</sup>Институт почвоведения РАН им. В.В. Докучаева, Москва

<sup>5</sup>Казанский Федеральный Университет, Казань

<sup>6</sup>Московский Физико-Технический Институт, Долгопрудный

### **Введение**

Сеточные модели (pore-network) признаны полезными для описания важных транспортных и фильтрационных механизмов 3D изображениям структуры [Korost and Gerke, 2012; Gerke et al., 2012], а также для прогнозирования фильтрационных свойств самых различных типов пористых сред — песчаников, карбонатов, керамики [Gerke et al., 2015], почвогрунтов и др., имеющих отношение к многочисленным фундаментальным и промышленным приложениям — нефтегазовой индустрии, гидрологии, материаловедению, пищевой индустрии [Derossi et al., 2019] и многих других. Pore-network обеспечивают очень быструю вычислительную структуру и позволяют моделировать большие объемы пор, что значительно отличает их от методов прямого моделирования используя воксельные 3D изображения [Godinho et al., 2016; Vasilyev et al., 2016; Gerke et al., 2018]. Вычислительная эффективность особенно критична при расчете фильтрационных характеристик для сложно построенных иерархических образцов пористых сред [Gerke et al., 2013; Gerke et al., 2017; Karsanina et al., 2018], цифровая модель которых строится по набору разномасштабных изображений [Gerke et al., 2015; Karsanina and Gerke. 2018]. Это возможно благодаря значительным упрощениям порового пространства и линейным/экспоненциальным отношениям между эффективными свойствами и геометрическими характеристиками поровых элементов. Чтобы такие отношения работали, элементы pore-network обычно упрощаются круглыми, треугольными, квадратными и другими основными формами. Однако такие допущения приводят к неточному прогнозированию транспортных свойств. Ранее нами была представлена работа [Miao et al., 2017], в которой исследовалась возможность построения параметрической модели, предсказывающей безразмерную гидравлическую проницаемость поры по её геометрическим характеристикам, инвариантным относительно масштаба: округлости, выпуклости и удлиненности. Цель данной работы — построить непараметрическую модель, которая будет предсказывать безразмерную гидравлическую проводимость поры без каких-либо геометрических упрощений, используя только бинаризованное изображение поры. В данной работе показано, что модель, построенная на основе свёрточных нейронных сетей (CNN), которая использует для предсказания целое изображение поры, показывает значительно лучшую производительность, чем модели, использующие в качестве признаков инвариантные относительно масштаба геометрические характеристики пор.

### **Данные и методы**

В качестве базового решения использовалась модель градиентного бустинга (из библиотеки Catboost), обученная на инвариантных геометрических характеристиках пор: округлости, выпуклости, удлинненности, геометрических характеристиках описанного эллипса и инвариантных моментах Ху. В качестве модели CNN использовалась модифицированная архитектура resnet34 (изначально предназначенная для классификации изображений). Для улучшения качества нейросетевой модели использовалась техника аугментации тренировочных изображений (преобразования изображений, которые не изменяют безразмерную гидравлическую проводимость пор).

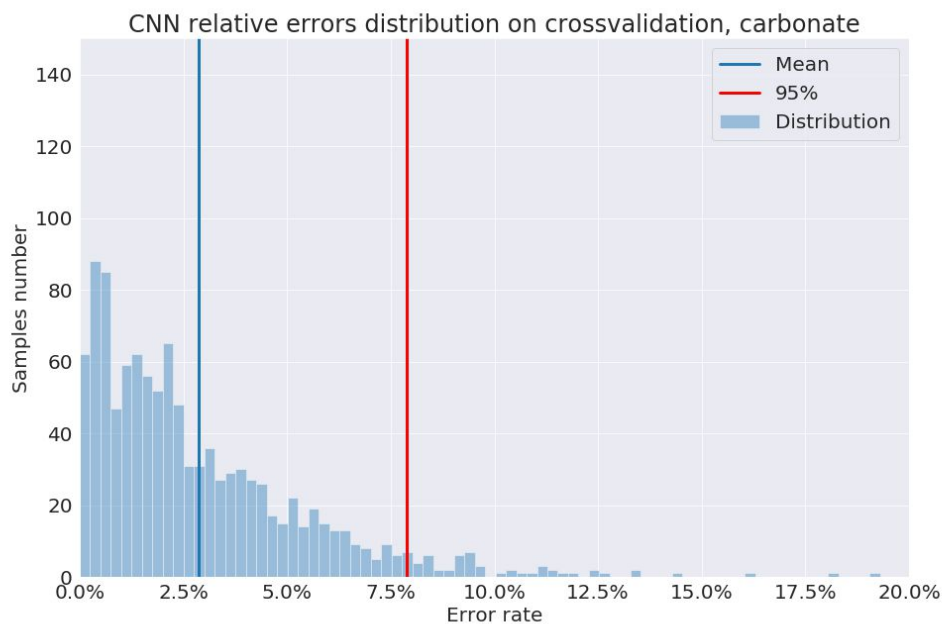
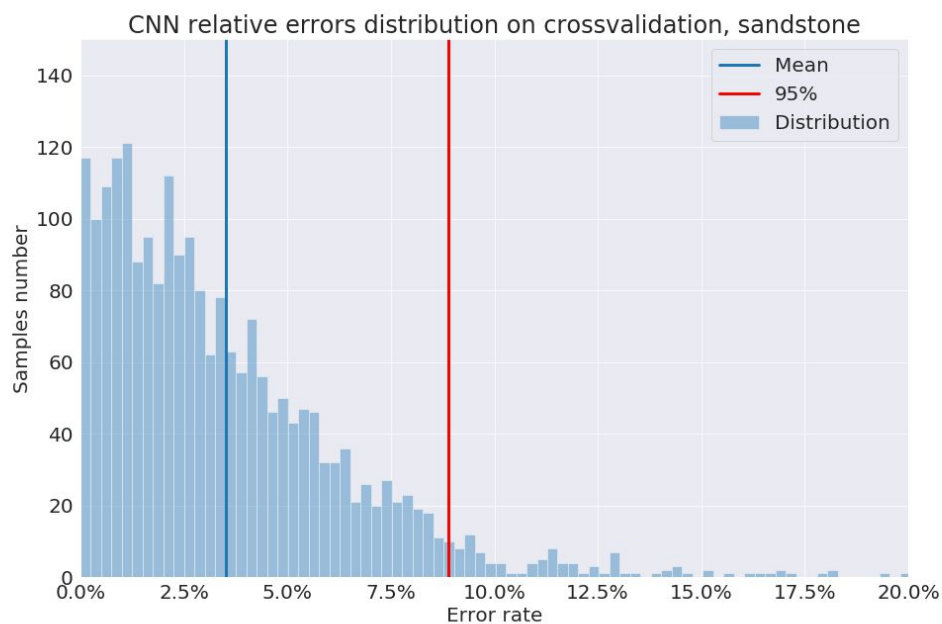


Рис. 1. Распределение ошибок, полученных на основе сверточных нейронных сетей для песчаников (вверху) и карбонатов(снизу).



## Результаты

В работе сравнивались две принципиально различные модели — модель градиентного бустинга, обученная на геометрических характеристиках пор, и нейросетевая модель, обученная на полных изображениях пор. Ошибки двух подходов показаны на Рис.1. Качество моделей оценивалось с помощью кросс-валидации на 10 частях выборки. Нейросетевая модель показала значительный прирост качества как по MSE (mean squared error), так и по MAPE (mean average percentage error, или относительная ошибка) метрикам. Удалось получить относительную ошибку прогноза в 3.5%, что, скорее всего, меньше, чем погрешность численного метода для решения соответствующей задачи.

## Заключение

На основании результатов (Рис.1) применения двух различных подходов к использованию машинного обучения для описания гидравлических проводимостей поровых каналов в сеточных моделях, можно заключить что использование методов машинного обучения имеет огромный потенциал для решения поставленной задачи. Очевидно, что можно с высокой точностью и скоростью описывать свойства поровых элементов сеточной модели при ее экстракции.

## Благодарность

Совместная работа исследователей проводилась в рамках коллаборационной исследовательской группы FaT iMP (Flow and Transport in Media with Pores / Фильтрация и транспорт в поровой среде, [www.porenetwork.com](http://www.porenetwork.com)). Данные исследования были выполнены при поддержке гранта Российского Научного Фонда №17-17-01310.

## Список литературы

*Derossi, A., Gerke, K.M., Karsanina, M.V., Nicolai, B., Verboven, P. and Severini, C.* Mimicking 3D food microstructure using limited statistical information from 2D cross-sectional image. // Journal of Food Engineering. - 2019. - 241, pp.116-126.

*Gerke, K.M., Skvortsova, E.B., Korost, D. V.* Tomographic method of studying soil pore space: Current perspectives and results for some Russian soils. // Eurasian Soil Sci. -2012. – Vol. 45, P. 700–709. doi:10.1134/S1064229312070034

*Gerke, K.M., Karsanina, M. V, Mallants, D.* Universal Stochastic Multiscale Image Fusion: An Example Application for Shale Rock. // Scientific Reports. – 2015. – Vol. 5, P. 15880. doi:10.1038/srep15880

*Gerke K.M., Vasilyev R.V., Korost D.V., Karsanina M.V., Balushkina N., Khamidullin R., Kalmykov G.A., Mallants D.* Determining physical properties of unconventional reservoir rocks: from laboratory to pore-scale modeling. // SPE 167058 Technical paper, presented at SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition, 11-13 November 2013, Brisbane, Australia. DOI: 10.2118/167058-MS.

*Gerke K.M., Korost D.V., Vasilyev R.V., Karsanina M.V., Tarasovskii V.P.* Studying structure and determining permeability of materials based on X-Ray microtomography data (using porous ceramics as an example). // Inorganic Materials. - 2015. - 51(9), pp.951-957.

*Gerke K.M., Karsanina M.V., Sizonenko T.O., Miao X., Gafurova D.R., Korost D.V.* Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for

complex rocks on pore-level. // SPE 187874 Technical paper, presented at SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, Moscow, Russia, 2017. DOI: 10.2118/187874-MS.

*Gerke K.M., Vasilyev R.V., Khirevich S., Karsanina M.V., Collins D., Sizonenko T., Korost D.V., Lamontagne S., Mallants D.* Finite-difference method Stokes solver (FDMSS) for 3D pore geometries: Software development, validation and case studies. // *Computers & Geosciences* (in press). DOI: 10.1016/j.cageo.2018.01.005.

*Godinho, J.R.A., Gerke, K.M., Stack, A.G., Lee, P.D.* The dynamic nature of crystal growth in pores. // *Sci. Rep.*, -2016. – Vol. 6, P. 33086. doi:10.1038/srep33086

*Karsanina M.V., Gerke K.M.* Hierarchical Optimization: Fast and Robust Multiscale Stochastic Reconstructions with Rescaled Correlation Functions. // *Physical Review Letters*. - 2018.- 121 (26), p.265501.

*Karsanina, M. V., Gerke, K. M., Skvortsova, E. B., Ivanov, A. L., Mallants, D.* Enhancing image resolution of soils by stochastic multiscale image fusion. // *Geoderma*. – 2018. – Vol. 314, P. 138-145.

*Korost D.V., Gerke K.M.* Computation of reservoir properties based on 3D-structure of porous media. // SPE 162023 Technical paper, presented at SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October, Moscow, Russia, 2012. DOI: 10.2118/162023-MS.

*Miao X., Gerke K.M., Sizonenko T.* A new way to parameterize conductances of pore elements: a step towards creating pore-networks without pore shape simplifications. // *Advances in Water Resources*. – 2017. – Vol. 105, P. 162-172. DOI: 10.1016/j.advwatres.2017.04.021.

*Vasilyev, R. V., Gerke, K.M., Karsanina, M. V., Korost, D. V.* Solution of the stokes equation in three-dimensional geometry by the finite-difference method. // *Math. Model. Comput. Simulations*. – 2016. – Vol. 8, P. 63–72. doi:10.1134/S2070048216010105

## Using machine learning to parameterize pore-network models

Efim V. Lavrukhin<sup>1,2</sup>, Kirill M. Gerke<sup>2,3,4,5,6</sup>, Timofey O. Sizonenko<sup>2</sup>, Marina V. Karsanina<sup>2,3</sup>, Dmitry V. Korost<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Lomonosov Moscow State University, Moscow*

<sup>2</sup>*Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

<sup>3</sup>*Institute of Geospheres Dynamics of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

<sup>4</sup>*Dokuchaev Soil Science Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow*

<sup>5</sup>*Kazan Federal University, Kazan*

<sup>6</sup>*Moscow Institute of Physics and Technology, Dolgoprudny*

Pore-network models have been found useful for describing important transport and flow mechanisms based on 3D structure images, as well as to predict the flow properties of the most diverse types of porous media — sandstones, carbonates, ceramics, in such research and application areas as hydrology, materials science, food industry and many others. Pore-networks provide a very fast computational framework and allow modeling large volumes of pores, which significantly distinguishes porenets from direct modeling methods based on voxelized 3D images. Computational efficiency is especially critical when calculating the flow characteristics for hierarchical samples of porous media with complex structure, whose digital model is based on a fusion of set of multi-scale images. Fast calculations in pore-networks is possible due to the significant simplifications of the pore space and the linear / exponential relationship between the effective properties and the geometric characteristics of the pore elements. For such relationships to work, the elements of the pore-network are usually simplified as round, triangular, square and other basic forms. However, such assumptions lead to inaccurate prediction of transport properties. Previously, we presented the work, which explored the possibility of constructing a parametric model that predicts the dimensionless hydraulic permeability of a pore according to its geometric characteristics invariant with respect to scale: roundness, convexity and elongation. The purpose of this work is to build a non-parametric model that will predict the dimensionless hydraulic conductivity of the pores without any geometric simplifications, using only the binarized image of the pores. This paper shows that a model built on the basis of convolutional neural networks (CNN), which uses a whole image of pores for prediction, shows significantly better performance than models that use the geometric characteristics of pores invariant relative to scale.

# Электромагнитные зондирования трёхмерных неоднородностей на морском шельфе.

**Барашков Игорь Сергеевич<sup>1</sup>, Дмитриев Владимир Иванович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова*

## **Введение**

В докладе рассмотрено математическое моделирование метода зондирования с донными станциями и мобильного метода морских электромагнитных зондирований.

При морских зондированиях с донными станциями в качестве источника электромагнитного поля обычно используется электрический кабель, который передвигается по поверхности моря, буксируемый судном. Электрическое и магнитное поле измеряется на морском дне с помощью всплывающих датчиков. С использованием математического моделирования исследован вопрос о том, какие из компонент электромагнитного поля наиболее чувствительны к неоднородностям среды. Разработан метод решения обратной задачи определения глубины залегания неоднородности под морским дном и её проводимости.

В мобильном методе морских электромагнитных зондирований и источник, и приёмник поля находятся на буксируемых объектах. Это позволяет непрерывно вести зондирование объектов под морским дном. При этом, движущийся источник и приёмник могут находиться вблизи морского дна, что повышает чувствительность метода к изменениям под морским дном. В настоящей работе на основе математического моделирования исследуются различные варианты метода мобильных морских зондирований с целью обнаружения месторождений углеводородов.

Для обоих методов моделирования разработаны программы расчёта сложных моделей. Задача расчёта электромагнитного поля в неоднородной среде решается методом интегральных уравнений, детально рассмотренным в работе [4]. На основе этого метода с помощью вычислительной программы разработанной для многопроцессорного суперкомпьютера *Bluegene*, установленного на факультете вычислительной математики и кибернетики МГУ, а также для многопроцессорных суперкомпьютеров *SKIF-MGU Chebyshev* и *Lomonosov*, работающих в научно-исследовательском вычислительном центре Московского государственного университета имени М.В.Ломоносова было проведено математическое моделирование электромагнитных полей.

Программа реализована для расчёта электромагнитного поля, возбуждаемого горизонтальным электрическим диполем или вертикальным магнитным диполем в горизонтально однородной слоистой среде с трёхмерной неоднородностью таким образом, чтобы можно было моделировать неоднородности больших размеров на сетке большой размерности.

## **Морские зондирования с донными станциями**

Цель математического моделирования морских зондирований с донными станциями – исследовать чувствительность различных компонент поля к поддонным неоднородностям.

В математической модели будем считать, что источником поля является электрический диполь на поверхности моря в точке  $M_0 = (x_0, y_0, z_0 = 0)$ . Учёт длины источника

принципиальных изменений не вносит. Электрическое и магнитное поле измеряется на морском дне при  $z = h_1$  с помощью датчиков, обозначенных на Рис.1 маленькими треугольниками. В качестве модели строения среды возьмём проводящую среду, в которой имеется проводящая зона с электропроводностью  $\sigma_T(M)$ ,  $M \in V$ , погруженная в слоистую среду  $\sigma(z)$ . Слоистая среда задаётся в виде:

$$\sigma(z) = \begin{cases} \sigma_0 \approx 0 & \text{при } z \in (-\infty, 0) \text{ (атмосфера)}, \\ \sigma_1 = \text{const} & \text{при } z \in (0, h_1) \text{ (море)}, \\ \sigma_{\text{осн}}(z) & \text{при } z \in (h_1, \infty) \text{ (основание)}. \end{cases}$$

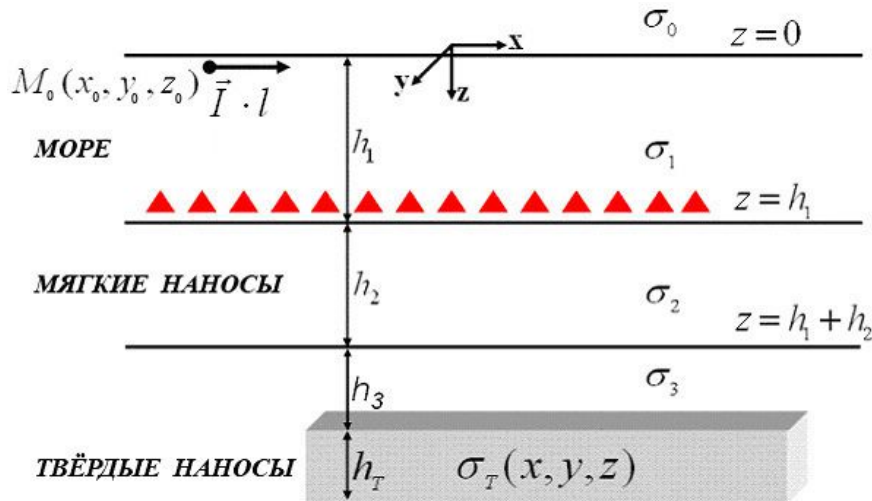


Рис.1. Модель горизонтально однородной слоистой среды с трёхмерной неоднородностью, возбуждаемой горизонтальным электрическим диполем.

Неоднородная зона находится при  $z \geq h_1 + h_2 \geq h_1$ . Численные расчёты проводились для более простой модели (Рис. 1), в которой

$$\sigma_{\text{осн}}(z) = \begin{cases} \sigma_2 = \text{const} & \text{при } z \in (h_1, h_1 + h_2), \\ \sigma_3 = \text{const} & \text{при } z \in (h_1 + h_2, \infty). \end{cases}$$

Такая модель вполне достаточна для анализа информативности различных компонент измеряемого поля.

Для расчёта электромагнитных полей в трёхмерной неоднородной среде применялся метод интегральных уравнений [4]. Используя тензорную функцию Грина, электромагнитные поля во всём пространстве можно записать в виде:

$$E(M) = E^N(M) + \int_V G_E(M, M_0) j(M_0) dv_{M_0}, \quad (1)$$

$$H(M) = H^N(M) + \int_V G_H(M, M_0) j(M_0) dv_{M_0}, \quad (2)$$

где  $E^N$  и  $H^N$  – нормальное электрическое и магнитное поле, возбуждаемое в горизонтально однородной слоистой среде горизонтальным электрическим диполем,  $j(M_0) = \sigma_a(M_0)E(M_0)$  – избыточный ток в неоднородности. Аномальная проводимость  $\sigma_a$  равна разности между проводимостью неоднородности и проводимостью горизонтально

однородной слоистой среды  $\sigma_a = \sigma_T - \sigma_3$ . Электрический и магнитный тензоры Грина  $G_E(M, M_0)$  и  $G_H(M, M_0)$  построены в монографии [4].

Зная  $G_E(M, M_0)$ , можно получить из (1) интегральное уравнение для аномального тока:

$$j(M) - \sigma_a \int_V G_E(M, M_0) j(M_0) dv_{M_0} = \sigma_a(M) E^N(M), \quad M \in V. \quad (3)$$

Рассчитав из уравнения (3) аномальный ток  $j = \sigma_a E$ , легко определяем, согласно (1)-(2), электрическое и магнитное поле в любой точке пространства. По данному алгоритму были проведены численные исследования электромагнитного поля в море для модели, показанной на Рис. 1.

В этой модели измеряемое поле зависит от частоты  $\omega$  и координат точки  $M_0(x_0, y_0, z_0)$  на поверхности моря при  $z_0 = 0$ , в которой находится источник. Такие измерения, зависящие от трёх переменных  $(\omega, x_0, y_0)$ , позволяют определить трёхмерное распределение проводимости неоднородности  $\sigma_T(x, y, z)$  под морским дном.

Таким образом, при численном моделировании и решении обратной задачи приходится рассчитывать поля от большого количества источников, расположенных на поверхности моря во всех точках, через которые проходит буксирующее судно. При этом каждый раз надо заново решать интегральное уравнение (3), а значения полей на дне моря при  $z = h_1$  надо находить лишь в нескольких точках, где находятся немногочисленные дорогостоящие измерительные датчики электрического и магнитного типа.

Согласно принципу взаимности, основанному на интегральной лемме Лоренца [5], при математическом моделировании источник и приёмник можно поменять местами. Можно считать, что источники электрического и магнитного типа расположены на морском дне, а измерения проводятся на поверхности моря. Это позволяет сократить количество дорогостоящих датчиков на дне моря. Кроме того это более удобно при решении обратной задачи, поскольку количество источников на морском дне становится небольшим и равно количеству дорогостоящих датчиков. Рассчитать от них поля нетрудно даже и по всей поверхности моря во всех точках, через которые проходит буксирующее судно. Это позволяет создать для решения обратной задачи эффективный быстрый метод.

### **Мобильное электромагнитное зондирование**

Цель математического моделирования мобильного электромагнитного зондирования – определить чувствительность мобильного электромагнитного зондирования для случая зондирования горизонтальным электрическим диполем и вертикальным магнитным диполем.

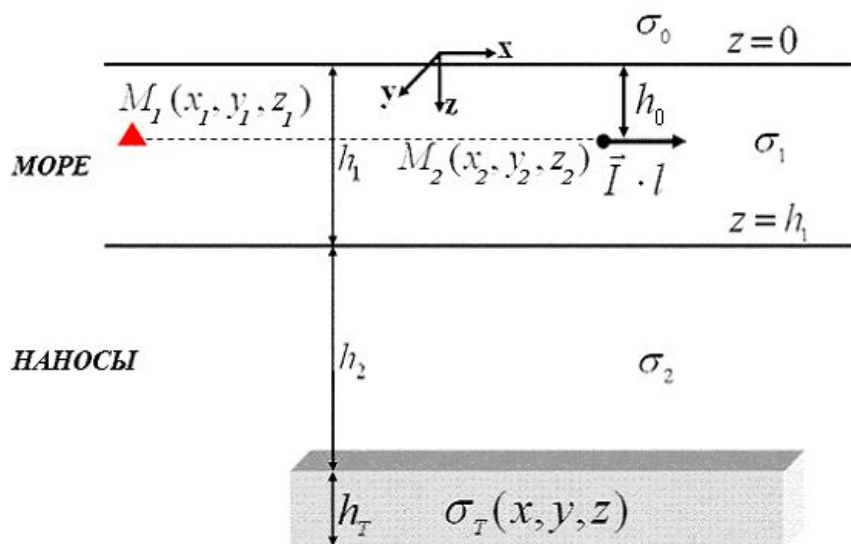


Рис. 2. Мобильное зондирование: источник и приёмник буксируются судном в общей связке, обозначенной пунктирной линией между точками  $M_1(x_1, y_1, z_1)$  и  $M_2(x_2, y_2, z_2)$ .

Так как мобильное зондирование используется для поиска месторождений углеводородов, то основной задачей является поиск плохо проводящей неоднородности. В мобильном методе морских электромагнитных зондирований и источник, и приёмник поля находятся на буксируемых объектах. На Рис.2 приёмник поля находится в точке  $M_1(x_1, y_1, z_1)$ . Он обозначен маленьким треугольником. Источник поля находится в точке  $M_2(x_2, y_2, z_2)$ .

### Заключение

Математическое моделирование морских зондирований с донными станциями, проведённое в работах [1] и [2] показало, что

- горизонтальные компоненты электрического поля при зондировании с донными станциями обладают достаточной чувствительностью для определения границ и глубины залегания залежи углеводородов;
- использование принципа взаимности позволяет существенно уменьшить количество донных станций.

В результате проведённого в работе [3] математического моделирования мобильных зондирований было показано, что

- в мобильном методе наиболее эффективна симметричная установка с одновременным возбуждением поля горизонтальным электрическим и вертикальным магнитным диполями;
- проведённое математическое моделирование обосновывает эффективность мобильного метода морских зондирований, поскольку при прохождении буксирующего судна над границей неоднородности наблюдается возмущение измеряемого поля как для случая хорошо проводящей неоднородности, так и для случая изолятора;
- мобильный метод морских зондирований позволяет оконтурить неоднородность, а при магнитном возбуждении ещё и отличить проводник от изолятора;

- описанный метод позволяет получить хорошее начальное приближение для решения обратной задачи обнаружения месторождений углеводородов в шельфовой зоне.

#### **Список литературы**

1. *Dmitriev V.I., Barashkov I.S.* Mathematical modeling of marine electromagnetic sounding of a three-dimensional nonhomogeneous medium // *Computational Mathematics and Modeling*, Vol. 23, No. 3, July 2012, P.239-253.
2. *Barashkov I.S., Dmitriev V.I.* Modeling marine electromagnetic soundings by the reciprocity principle // *Computational Mathematics and Modeling*, Vol. 24, No. 1, January 2013, P. 1-13.
3. *Dmitriev V.I., Barashkov I.S.* Mathematical modeling of mobile marine electromagnetic // *Computational Mathematics and Modeling*, Vol. 25, No. 3, July 2014, P.342-350.
4. *Дмитриев В.И., Захаров Е.В.* Метод интегральных уравнений в вычислительной электродинамике. М.: МАКС Пресс, 2008.
5. *Lorentz H.A.* Het theorema van Poynting over de energie in net electromagnetisch veld en een paar algemeene stellingen over de voortplanting van net licht, в кн.: *Verslagen der Zittingen van de Wiss.- en Naturkundige Afdeeling der K. Akademie van Wetenschappen*, 1896, Bd 4, p. 176.



## **Electromagnetic sounding of three-dimensional inhomogeneities on the sea shelf.**

**Barashkov Igor Sergeevich<sup>1</sup>, Dmitriev Vladimir Ivanovich<sup>1</sup>,**

<sup>1</sup> *Moscow state University named after M. V. Lomonosov*

### **Abstract**

The report considers mathematical modeling of the method of sounding with bottom stations and the mobile method of marine electromagnetic sounding.

In marine sounding with bottom stations, an electric cable is usually used as a source of electromagnetic field, which moves on the surface of the sea, towed by a ship. The electric and magnetic field is measured on the seabed by means of pop-up sensors. Using mathematical modeling, the question of which components of the electromagnetic field are most sensitive to the inhomogeneities of the medium is investigated. A method for solving the inverse problem of determining the depth of heterogeneity under the seabed and its conductivity is developed.

In the mobile method of marine electromagnetic sensing, both the source and the receiver of the field are located on towed objects. This allows for continuous sensing of objects under the sea floor. In this case, the moving source and receiver may be located near the seabed, which increases the sensitivity of the method to changes under the seabed. In the present work, on the basis of mathematical modeling, various variants of the method of mobile marine sensing for the purpose of hydrocarbon deposits detection are investigated.

For both methods of modeling the programs of calculation of complex models are developed. The problem of calculating the electromagnetic field in an inhomogeneous medium is solved by the method of integral equations. On the basis of this method, mathematical modeling of electromagnetic fields was carried out with the help of a computer program developed for *Bluegene* multiprocessor supercomputer installed at the faculty of computational mathematics and Cybernetics of Moscow state University, as well as for multiprocessor supercomputers *SKIF-MGU Chebyshev* and *Lomonosov*, working at the research computer center of Moscow state University named after M. V. Lomonosov.

The program is implemented to calculate the electromagnetic field excited by a horizontal electric dipole or vertical magnetic dipole in a horizontally homogeneous layered medium with three-dimensional inhomogeneity. The program is designed in such a way that it is possible to model heterogeneities of large dimensions on a grid of large dimensions.

# Применение сеточно-характеристического метода для решения задачи сейсмического мониторинга и влияния ледовых образований на сейсмограммы.

**Стогний Полина Владимировна<sup>1,2</sup>, Петров Дмитрий Игоревич<sup>2</sup>,  
Хохлов Николай Игоревич<sup>1,3</sup>, Голубев Василий Иванович<sup>1</sup>, Петров Игорь  
Борисович<sup>1,3</sup>**

<sup>1</sup> Московский Физико-Технический Институт (Государственный Университет)

<sup>2</sup> Институт автоматизации проектирования РАН, Москва

<sup>3</sup> Научно-исследовательский институт системных исследований РАН, Москва

## Введение

Задача сейсмического мониторинга состоит в проведении анализа изменения сейсмического отклика от залегающих под платформой различных грунтовых пород с содержанием газонасыщенных пород с течением времени. Решение данной задачи является крайне важной на сегодняшний день, так как выбросы газа представляют большую опасность для буровых скважин, расположенных на поверхности морей, непосредственно под газонасыщенными породами. В данной работе представлены результаты численного моделирования слоистой структуры грунтовых пород с целью наблюдения распространения газонасыщенных осадков сквозь землю к поверхности водного слоя.

Также, важной задачей является расчет волновых полей в морях в присутствии различных ледовых образований: айсбергов, торосов, стамух, припаев, ледяных полей. В работе представлен анализ волновых картин, полученных в результате численного расчета волновых процессов в модели с торосом, замороженным в ледяное поле.

Во всех расчетах использовался сеточно-характеристический метод, позволяющий ставить корректные граничные и контактные условия.

## Определяющие уравнения и метод расчета

В данной работе использовались системы уравнений для линейно-упругой и акустической среды. Лед, грунт, ил, глина, нефтеносный слой, песок описывались системой уравнений для линейно-упругой среды:

$$\rho \frac{\partial}{\partial t} u = (\nabla \cdot \sigma)^T,$$

(1)

$$\frac{\partial}{\partial t} \sigma = (\rho c_p^2 - 2\rho c_s^2)(\nabla \cdot u)I + \rho c_s^2(\nabla \cdot u + (\nabla \cdot u)^T),$$

(2)

где  $v$  – скорость движения,  $\sigma$  – тензор напряжений Коши,  $\rho$  – плотность материала;  $I$  – единичный тензор,  $a \cdot b$  – тензорное произведение векторов  $a$  и  $b$ ,  $t$  – время.

Водный слой описывался системой уравнений для акустической среды:

$$\rho \frac{\partial}{\partial t} v = -\nabla p,$$

$$\frac{\partial}{\partial t} p = -\rho c^2 (\nabla \cdot v) \quad , \quad (4)$$

где  $U$  – скорость движения,  $p$  – давление,  $\rho$  – плотность материала,  $c$  – скорость звука в идеальной жидкости,  $t$  – время.

В расчетах использовался сеточно-характеристический метод, который позволяет строить корректные численные алгоритмы при расчете точек на границах, а также точек, которые лежат на поверхностях раздела двух сред с разными плотностями. Модели считались с помощью схемы Русанова 3-го порядка точности.

### Задача сейсмического мониторинга

Рассматривается трехмерная модель распространения области газонасыщенного песка в ширину и в высоту с течением времени в слоистой структуре грунта. Схематичное изображение модели представлено на рис. 1. Модель состоит из 9 слоев: водного слоя, ила, трех слоев влагонасыщенного песка, трех слоев глины и нефтеносного слоя. С течением времени влага во влагонасыщенных песках вытесняется, в результате чего образуются газонасыщенные породы. Считается, что в 1-й год газонасыщенный песок отсутствует.

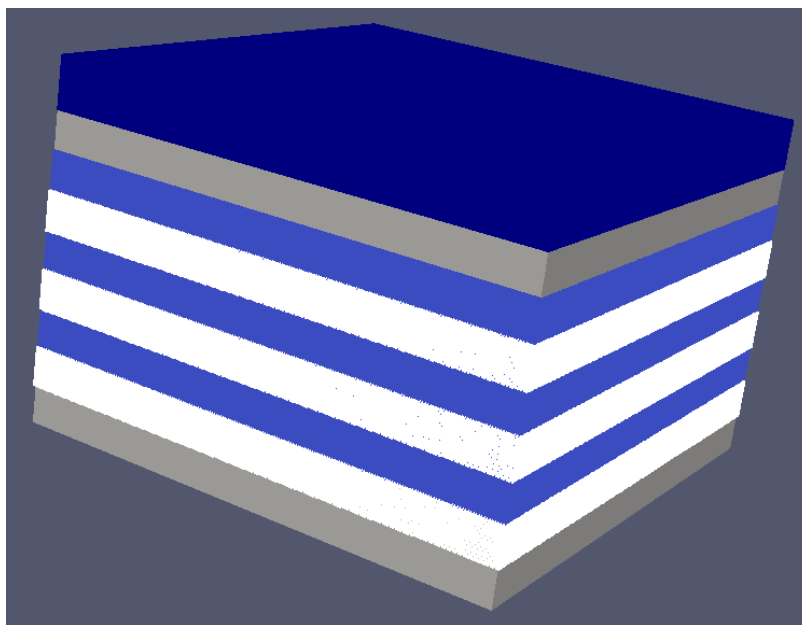


Рис. 1. Схематичное изображение модели для задачи сейсмического мониторинга, слои сверху вниз: вода, ил, влагонасыщенный песок, глина, влагонасыщенный песок, глина, влагонасыщенный песок, глина, нефтеносный слой.

В данной работе проводится сравнительный анализ волновых картин и сейсмограмм, полученных в результате расчета формирования отклика от газонасыщенной структуры в течение 4-х лет.

Волновая картина для расчета волнового отклика в течение 1-го года представлена на рис. 2.

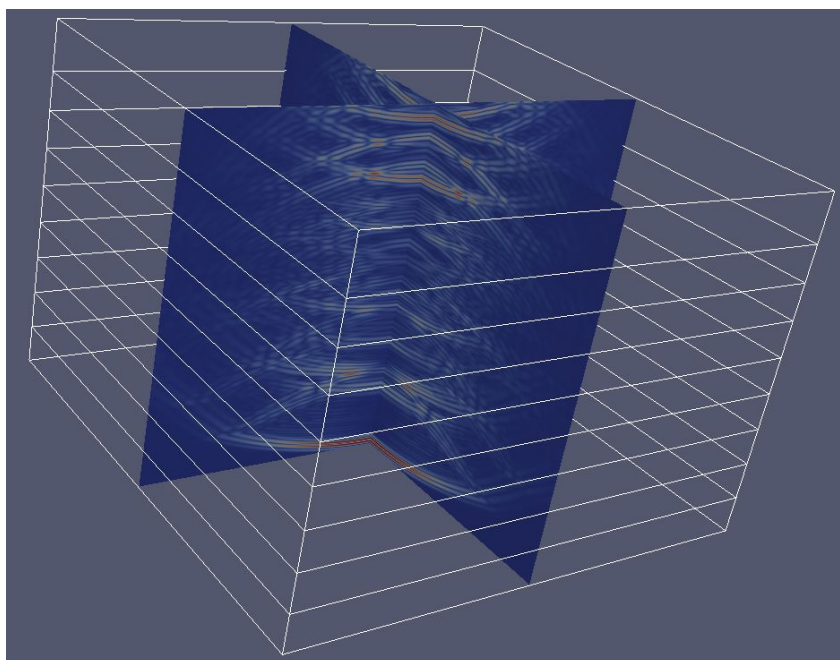


Рис. 2. Волновая картина отклика на 1-м году.

**Исследование сейсмических волновых полей при наличии тороса, вмороженного в ледяное поле**

Ставится задача исследования сейсмических откликов в модели в присутствии ледового образования — тороса, вмороженного в ледяное поле. Модель состоит из водного слоя, льда и грунта. Схематичное изображение модели представлено на рис. 3.

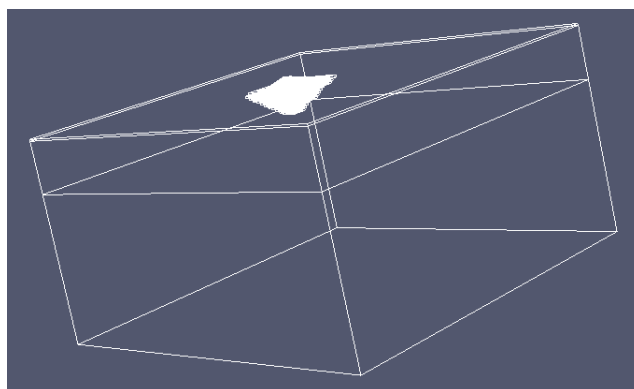


Рис. 3. Схематичное изображение модели.

Сейсмограмма волновых откликов изображена на рис. 4. Кратные волны в слое льда сильно перекрывают отклики от остальных слоев.

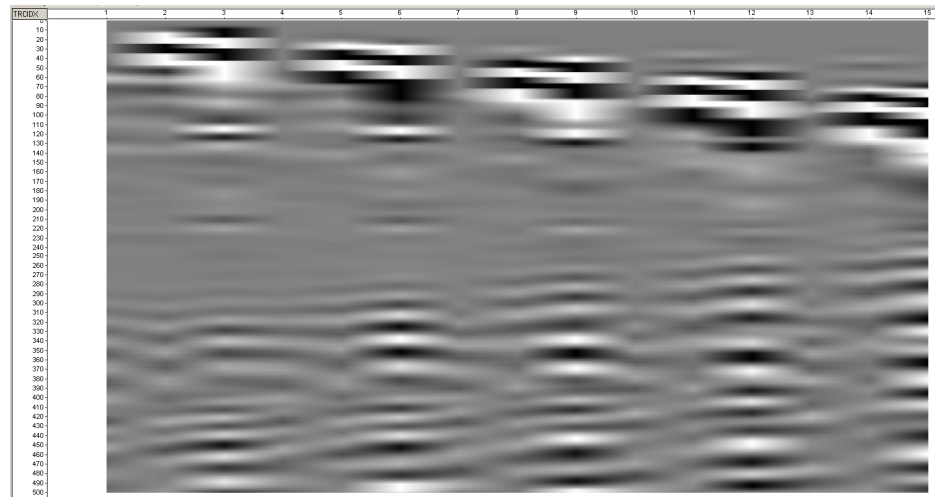


Рис 4. Сейсмограмма волновых откликов в модели с торосом, вмороженным в ледяное поле.

### Заключение

Была выполнена задача моделирования распространения области газонасыщенного песка с течением времени в слоистой структуре грунта. Получены волновые картины откликов от различных слоев.

Была выполнена задача исследования сейсмических откликов в модели с торосом, вмороженным в ледяное поле. Получены кратные волны в слое льда. Построены сейсмограммы волновых откликов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-07-00233 А.

### Список литературы

*Санников А.В.* Численное моделирование поведения динамических систем твердых деформируемых и жестких тел // Дис. на соискание ученой степени кандидата физ.-мат. наук: 05.13.18. – 2015. – С. 94–103.

*Петров И.Б., Хохлов Н.И.* Моделирование задач 3D сейсмологии на высокопроизводительных вычислительных системах // Математическое моделирование. – 2014. – Т.26, № 1. – С. 83–95.

*Goldstein R. V., Osipenko N.M.* Crack resistance and destructions of ice cove by ice-breakers // AANII transactions. – 1986. – Vol. 391. – P. 137–156.

# КРУГЛЫЕ СТОЛЫ

*ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА В РАЙОНАХ  
СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО  
СТРОЕНИЯ*

## *Возможности современных аэрогеофизических технологий при поисках углеводородов*

**Бабаянц Павел Суренович, Контарович Олег Рафаилович, Мейснер Алексей Леонидович, Трусов Алексей Андреевич**

*АО «ГНПП «Аэрогеофизика», г. Москва*

Системное использование мобильных и дешевых аэрогеофизических технологий при изучении нефтегазоперспективных территорий началось в конце прошлого века. При этом если в первое время аэрогеофизические исследования применялись в основном как опережающие, на региональной стадии, то в последние годы все чаще используются детальные съемки, сопровождающие поисковые работы. В настоящее время аэрогеофизические методы и технологии находят свое применение на всех этапах изучения нефтегазоперспективных территорий, начиная с ранних стадий опознания и вплоть до транспорта добытой нефти. В настоящее время для решения нефтегазоперспективных задач используется комплекс аэрогеофизических методов, включающий аэромагнитный и аэрогравиметрический каналы.

Для выполнения аэромагнитных съемок используются практически исключительно магнитометры, использующие в качестве чувствительного элемента квантовые датчики серии CS (CS-3, CS-L) фирмы Scintrex (Канада). К сожалению, Россия утратила лидирующие позиции в разработке и производстве подобных приборов, которые по праву занимала вплоть до конца 80-х годов прошлого века.

На сегодняшний день в мире производятся и используются для выполнения съемок аэрогравиметры серии GT – разработка российской компании «Гравиметрические технологии»; AirGrav канадской компании Sander Geophysics; «Чекан АМ» производства Санкт-Петербургского завода «Электроприбор»; Lacoste & Romberg, разработанный в одноименной компании, объединившейся впоследствии с фирмой Scintrex. Две последние системы фактически представляют собой модифицированные для выполнения аэросъемок морские гравиметры и заметно уступают по своим техническим характеристикам аэрогравиметрам GT и AirGrav, которые, в свою очередь, сравнимы по своим параметрам. Однако AirGrav производится компанией Sander Geophysics исключительно для собственных нужд и не продается на сторону – можно лишь заказать этой компании выполнение съемок с их использованием. Таким образом, с учетом особенностей Российского законодательства, на территории России выполнение аэрогравиметрических съемок требуемого качества возможно только с приборами серии GT (GT-1, GT-2, GT-X).

Опыт использования аэрогравиметрии в различных геолого-ландшафтных условиях свидетельствует, что при соблюдении определенных технических требований аэрогравиметрическая съемка может полностью удовлетворять условиям масштаба 1:100 000 при использовании в качестве носителя самолета и 1:50 000 – при использовании вертолета (за счет более низкой скорости).

Достоинствами современных аэрогеофизических технологий являются высокая производительность (до 20 000 погонных километров в месяц одним летательным аппаратом – ЛА), отсутствие техногенной нагрузки на изучаемые территории, практически неограниченный по времени полевой сезон. Это делает их незаменимыми при выполнении нефтегазоперспективных работ, в первую очередь, в отдаленных районах и на труднодоступных



территориях. Как следствие, в последние годы спрос на аэрогеофизические работы в пределах нефтегазоперспективных территорий РФ устойчиво растет.

Важной особенностью современных аэрогеофизических данных является равномерное и плотное покрытие территории метрически однородными измерениями. Это создает предпосылки для их совместной интерпретации с данными 2D-сейсморазведки и бурения, в первую очередь, для изучения геологического строения территорий в межскважинном и межпрофильном пространстве. В связи с этим аэрогеофизические методы являются эффективными как на региональном, так и на поисково-оценочном и разведочном этапах геолого-геофизических работ на нефть и газ.

На региональной стадии работ, в условиях дефицита априорной геолого-геофизической информации, главным образом осуществляется создание тектонической основы и качественная оценка перспектив нефтегазоносности с использованием алгоритмов, эффективных именно в таких условиях. При этом могут быть решены следующие геологические задачи.

1. Оценка глубины и изучение морфологии поверхности фундамента. В условиях отсутствия представительных данных бурения и сейсморазведки указанная задача может быть решена за счет использования специальных методов анализа спектра магнитного поля.

2. Вещественно-петрофизическое картирование фундамента посредством прямого физико-математического моделирования гравитационного и магнитного полей, например, с использованием модели субгоризонтального слоя с латерально изменяющимися намагниченностью и плотностью. Двумерная классификация полученных моделей распределения плотности и намагниченности позволяет идентифицировать вещественный состав образований в составе фундамента.

3. Картирование разрывной тектоники. Известно, что плотность разрывных нарушений на единицу площади в осадочном чехле и фундаменте является одним из наиболее значимых критериев оценки перспектив нефтегазоносности. При малом их числе затруднена миграция углеводородов в потенциальные ловушки, а при большом – происходит их чрезмерное рассеивание. В связи с этим выявление разломов в фундаменте и осадочном чехле, а также прослеживание их унаследованности по данным аэрогеофизических методов помогает в решении одной из важнейших задач нефтегазовой геологии. Картирование разрывных нарушений в фундаменте по данным потенциальных методов осуществляется как традиционными методами, так и с использованием специально разработанных технологий линеаментного анализа.

4. Изучение особенностей геологического строения осадочного чехла. Указанная задача решается на основе редуцирования поля модели фундамента из исходного гравитационного (магнитного) поля. Магнитные свойства и плотность образований осадочного чехла зависят как от состава слагающих его пород, так и от влияния наложенных процессов, в частности, под воздействием вертикально мигрирующих от залежи легких углеводородов. В связи с этим в ряде случаев характер распределения остаточных (редуцированных) полей может прямо отражать отдельные элементы геологического строения осадочного чехла.

5. Изучение пространственной морфологии наиболее ярких структур в составе осадочного чехла на основе объемного (3D) моделирования образований осадочного чехла. Моделирование остаточных гравитационного и магнитного полей методами интерпретационной томографии позволяет получить объемные модели распределения

эффективных параметров, характеризующие морфологию плотностных (магнитных) неоднородностей в составе осадочного чехла.

Совокупность перечисленных выше данных дает основания для оценки перспектив нефтегазоносности территории в целом.

При поисках, оценке и разведке месторождений углеводородов на первый план выходят технологии и алгоритмы комплексной интерпретации аэрогеофизических данных с данными сейсморазведки и бурения, при этом последние в основном используются как эталонные, для определения прогнозируемых параметров в межскважинном и межпрофильном пространстве. Накопленный в последние годы опыт свидетельствует, что здесь могут быть с успехом решены следующие геологические задачи.

1. Структурное картирование целевых сейсмических горизонтов с предварительным выбором наиболее информативных признаков (результаты моделирования и трансформанты гравитационного и магнитного полей) и разделением каждого признака на информативную и неинформативную составляющие (технология КОМР – Корреляционный Метод Разделения полей). Для обучения используются данные бурения и 2D-сейсморазведки.

2. Оценка коллекторских свойств пластов в слое между двумя смежными сейсмическими горизонтами как на основе прямого моделирования остаточного (после исключения влияния фундамента) гравитационного поля, так и с использованием методов многомерного корреляционного анализа.

3. Оценка альтернативных гипотез (Пликативная структура? Интрузия? Разрывное нарушение?) на основе прямого физико-математического моделирования гравитационного и магнитного полей.

4. Выделение перспективных объектов, картирование возможных неструктурных ловушек (тектонического или литологического экранирования и др.). Оценка и ранжирование объектов по перспективности на основе анализа неопределенности и оценки геологических рисков.

Использование комплекса аэрогеофизических методов позволяет в весьма ограниченные сроки получить значительный объем информации о геологическом строении изучаемой территории, главный эффект от которой заключается в оптимизации планирования и выполнения «тяжелых» геолого-геофизических работ за счет обоснованного позиционирования линий сейсмических профилей и поисковых скважин.

*ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ:  
ПРОБЛЕМЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ*

## *Применение комплексных методов предпроектной оценки капитальных затрат нефтегазовых проектов*

**Чижиков С.В.**

*ООО «Инженерикс Групп»*

Каждая нефтегазовая компания на российском рынке имеет собственные требования к точности оценок капитальных затрат на предпроектном этапе (этапе принятия инвестиционного решения). При этом существуют классические теории, которые предлагают собственную «систему координат» в этой области. К таким относится, например, классификация Международной ассоциации стоимостного инжиниринга (ААСЕ), а также другие мировые системы.

В российской индустрии не сложилось сильных независимых центров установления норм и требований к стоимостному инжинирингу на ранних стадиях проектов, поэтому российские ВИНК исходят из внутренних потребностей и стандартов.

При этом есть общие закономерности развития отрасли, которые толкают компании к ужесточению требований к точности и обоснованности оценок, среди которых можно выделить следующие:

- снижение количества новых крупных открытий и переход к разработке более мелких месторождений, где цена ошибки при оценке затрат и эффективности инвестиций повышается;
- переход к разработке ранее не освоенных коллекторов, а также близлежащих месторождений с ТРИЗ, что влечет за собой необходимость прогнозирования эффективности разностадийных месторождений и лицензионных участков (на стадии ГРП, ОПЭ или промышленной добычи);
- рост числа зрелых месторождений, требующих пересмотра системы разработки и комплексного реинжиниринга.

Стандартом при предпроектной оценке нефтегазовых активов до недавнего времени считалось применение укрупненных удельных показателей в зависимости от основных объемных характеристик объектов капитального строительства (протяженность линейных объектов и мощность / энергопотребление площадочных основных и вспомогательных производственных объектов). Однако требование к сужению диапазона погрешности при оценках ведет к пересмотру сложившихся подходов.

Альтернативой действующему стандарту может являться комбинированное применение стоимостных баз данных модульных объектов-аналогов (для площадочных объектов), а также параметрических стоимостных моделей (для линейных объектов).

Структура базы данных объектов-аналогов при этом должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- иметь типизированные классификаторы как минимум на уровне технологических блоков объектов капитального строительства;

- иметь возможность формирования удельных объемных показателей на низовых уровнях.

Выполнение данных условий делает базу гибкой и приспособленной для целей моделирования стоимости новых объектов.

Под гибкостью базы понимается, прежде всего, возможность:

- редактирования стоимости объекта и замены / корректировки стоимости отдельных составных частей объектов;
- пересчета стоимости объекта в цены другого года и региона;
- пересчета стоимости объекта с использованием удельных показателей по трудозатратам, затратам на использование машин и механизмов, сырья;
- оценки стоимости ПИР;
- оценки стоимости импортируемого оборудования с учетом прогнозных колебаний курсов валют;
- оценки стоимости транспортировки оборудования и т.д.

Разумеется, любая база данных – это система, требующая регулярной верификации на основе новых эмпирических данных. Подверженность базы модульных объектов-аналогов к верификации и анализу является важнейшей характеристикой такой базы, определяющей корректность ее построения и приспособленность для обоснованных прогнозных оценок.

Для оценки линейных (протяженных) объектов, таких как трубопроводы, дороги или линии электропередач, лучше себя зарекомендовали параметрические стоимостных модели.

Увеличение точности оценки затрат на строительство объектов возможно путем сборки этих объектов из условно «типовых» составных элементов или работ (модулей) в рамках модели. Чем больше будет данных элементов, тем большая точность может быть достигнута. Вариативность достигается комбинированием и включением / исключением этих модулей из объекта в зависимости от его основных технических характеристик.

Аналогично базам данных типовых объектов стоимостные модели требуют верификации и анализу с учетом фактических данных.

Таким образом, комплексное применение стоимостных расчетных моделей и модульных объектов-аналогов для оценки стоимости строительства на предпроектном этапе позволяет:

- адаптировать оценку к особенностям каждого конкретного проекта;
- проанализировать влияние параметров оценки и стоимости отдельных объектов на уровне технологических блоков;
- повысить точность оценки / бенчмаркинга проектов и снизить риски инвестиционных решений даже при отсутствии полных исходных данных по техническим характеристикам объектов строительства.

## **Application of combined method for pre-FEED estimation of capital expenditures of oil and gas projects**

**Sergey V. Chizhikov**

*Ingenix Group Ltd.*

Each oil and gas company in Russia has its own requirements to estimate accuracy at pre-FEED stage. There are various approaches to references frame, including those suggested by AACE International. There are no independent bodies in Russia establishing cost engineering standards at early phases of projects, therefore companies rely on internal demands.

Companies are forced to tighten demands to estimate accuracy and validity by current industry trends such as:

- Reduction of large discoveries and move towards small deposits;
- Involvement of undeveloped reservoirs and hard-to-recover reserves;
- Increase in number of mature fields demanding development system review and complex reengineering.

Until recently aggregative per unit indicators have been widely spread, but task to minimize error range is requiring a new solution. As an alternative combined application of modular analogue objects cost database (for site facilities) and parametrical cost models (for linear objects) can be suggested.

Database structure includes standardized classifiers and per unit metrics at different levels to make database flexible and suitable for new objects cost modelling. Principally flexible database provides possibilities to edit unit costs, adjust costs to other year and region, estimate design and survey works etc.

To estimate linear objects (pipelines, roads and power lines) parametrical cost models fit better. Those models include specified elements that can be modified or eliminated depending on required technical parameters.

Both analogue objects database and cost models require verification and analysis taking into account obtained actual data to get adequate predictive estimates.

Thus, combined application of cost calculation models and modular analogue objects to estimate CAPEX at pre-project phase allows:

- adapt estimation to specifics of each project;
- analyze impact of estimation parameters and cost of particular facilities at technological blocks level;
- increase accuracy of projects' estimates and benchmarking and decrease investment decisions risks even when comprehensive inputs on technical parameters of facilities are not available.

## *О совершенствовании налогообложения нефтедобычи*

**Герт Александр Андреевич<sup>1</sup>, Немова Ольга Григорьевна<sup>2</sup>, Кузьмина Ксения Николаевна<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> ФГБУ «ВНИГНИ», <sup>2</sup> Новосибирский филиал ФБГУ «ВНИГНИ»

Перспективы освоения ресурсного потенциала и развития добывающих отраслей, в том числе и нефтяной, в значительной мере определяет налоговая нагрузка на недропользователей.

При определении налоговых отчислений при освоении объектов углеводородного сырья (УВС) значительную роль играет налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [1]. Налог, введенный в 2001 году, регулярно претерпевает изменения в методике расчета и участвует в так называемых «налоговых маневрах». Очередной такой маневр реализуется в настоящее время. В августе 2018 года принят федеральный закон, обеспечивающий завершение налогового маневра [2], который предусматривает до 2024 года постепенное снижение и отмену вывозных пошлин на нефть и соответствующее увеличение НДПИ относительно нефти.

В июле 2018 года принят закон, предусматривающий введение для некоторых нефтяных и газовых лицензионных участков налога на дополнительный доход (НДД) от добычи углеводородного сырья при значительном снижении НДПИ. Он вводится для четырех групп объектов, в том числе для участков недр, так называемых «гринфилдов», расположенных в Восточной Сибири, Севере Ямала и некоторых других регионах, перспективных для освоения.

Авторами была проведена апробация указанных изменений на трех объектах, попадающих под действие НДД и имеющих налоговые льготы по НДПИ.

Оценка экономической эффективности при различных налоговых системах проведена на базе доходного подхода с использованием метода дисконтированных денежных потоков. До уплаты налогов показатели для всех вариантов налогообложения идентичны. Основной показатель оценки – чистый дисконтированный доход (ЧДД) недропользователя после уплаты налогов в сочетании с дисконтированными поступлениями в бюджеты всех уровней, что позволяет оценить целесообразность освоения месторождений с точки зрения инвестора и государства [3]. Особое внимание уделено продолжительности безубыточного периода, который обуславливает отбор запасов к концу разработки и напрямую зависит от системы налогообложения нефтедобычи. Под безубыточным периодом понимается период времени, в течение которого освоение объектов УВС приносит положительный текущий ЧДД.

Нефтеносные объекты оценивались для трех вариантов системы налогообложения нефтедобычи в РФ: действующей системе до налогового маневра, системе после налогового маневра и с применением налога на дополнительный доход. Кроме того, с целью анализа мирового опыта в налогообложении нефтедобычи эти же объекты были оценены при налогах, существующих в различных штатах США. Для корректного сопоставления результатов расчеты проведены в долларах США при мировой цене нефти 63,4 долл./барр., валютном курсе 63,9 руб./долл., установленными в прогнозе Минэкономразвития [4], и ставке дисконтирования 10%.

**Влияние налогового маневра**

В результате осуществления налогового маневра, если рассматривать каждый из объектов независимо от переработки добываемого углеводородного сырья, показатели эффективности их освоения снижаются. И хотя все они сохраняют налоговые льготы, объекты 2 и 3 становятся нерентабельными.

Увеличение НДС не компенсируется отменой вывозной пошлины с 2024 года. Для крупного высокорентабельного объекта при почти двукратном росте НДС снижение ЧДД незначительно и не превышает 3%. Однако освоение двух небольших восточносибирских объектов, по которым НДС возрастает в 2,4 раза, становится неэффективным даже при сохранении льгот.

Налоговый маневр включает также меры, направленные на компенсацию потерь нефтеперерабатывающих производств от роста цен на нефть внутреннего рынка. Поэтому в случае вхождения осваиваемого месторождения в состав ВИНК и поставок нефти на российские НПЗ, последствия маневра могут быть другими.

### **Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья**

Актуальным для объектов УВС, рассматриваемых в данной статье, является вопрос о целесообразности их перехода на уплату НДС при значительном снижении НДС. Для вновь осваиваемых месторождений предусматривается семилетний льготный период от начала добычи с нулевым НДС. В это же время, как правило, осуществляются основные инвестиции в освоение, в связи с чем налоговая база для НДС и выплаты по нему небольшие.

Результаты расчетов прогнозных показателей налогообложения при переходе на выплату НДС для трех рассматриваемых объектов показывают, что в большинстве случаев этот переход оказывает положительное влияние на эффективность их разведки и освоения. По сравнению со стандартной налоговой системой, вводимой в действие с 2019 года, с учетом возможных налоговых льгот по всем трем объектам увеличивается период безубыточной добычи и чистый денежный поток (cash flow), накопленный за этот срок.

Таким образом, в большинстве случаев применение НДС является целесообразным с точки зрения эффективности разведки и освоения перспективных нефтяных объектов. Особенно актуально это для небольших низкодебитных месторождений, освоение которых не окупается даже при предоставлении льгот по НДС.

При переходе на уплату НДС льготы по основным налогам в период осуществления основных инвестиций обеспечивают окупаемость рассматриваемых авторами нефтяных объектов. Однако резкое повышение ставки НДС после льготного периода и применение минимального НДС после отбора более 50% извлекаемых запасов, когда затраты на добычу, как правило, превышают устанавливаемую предельную величину, не позволяют продлить безубыточный период достаточно долго и достичь высоких степеней отбора.

С целью определения возможности преодоления этого негативного момента можно обратиться к мировому опыту. В этом качестве была выбрана налоговая система США, где основные налоги на недропользователей устанавливаются на уровне штатов и в связи с этим отличаются достаточным разнообразием.

Прогнозные расчеты показателей эффективности освоения рассматриваемых в данной работе нефтяных объектов в условиях налогообложения 25 штатов США показывают, что при всем разнообразии налоговых систем показатели эффективности нефтедобычи по большинству штатов близки и обеспечивают безубыточную разработку месторождений на протяжении достаточно длительного периода. К этим значениям близки показатели,



рассчитанные для режима с уплатой НДД. Анализ структуры налогов показывает, что если в российских системах налоги на добычу (НДПИ и НДД) занимают гораздо большую долю в общей сумме налогов по сравнению с налогом на прибыль (60-85% против 3-20%), то в американских штатах эти налоги играют примерно равную роль: роялти и НДПИ составляют 32-63%, сумма налогов на прибыль всех уровней 26-59%.

При изменении экономических условий (цен на нефть) в сторону снижения наибольшую устойчивость показали налоговый режим с уплатой НДД в РФ и налогообложение в Техасе. При снижении цены реализации нефти до 50 долл./барр. освоение объекта с перспективными ресурсами не окупается при техасских налогах, но остается рентабельным при уплате НДД за счет более низких налогов на ранних этапах разработки, когда НДД не платится восемь лет. В то же время освоение небольшого месторождения, наоборот, при уплате НДД не окупается, тогда как американская налоговая система обеспечивает его рентабельное освоение и гораздо более длительный безубыточный срок разработки.

Можно заметить, что как при низких, так и при высоких ценах на нефть американская налоговая система способствует более длительной безубыточной добыче, что позволяет повысить степень отбора запасов. В большой степени это обусловлено федеральными льготами по налогу на прибыль для малодебитных скважин и на истощение. В российской налоговой системе также учитывается выработанность запасов конкретной залежи путем применения коэффициента  $K_v$  при расчете НДПИ. Но этого в данном случае недостаточно для существенного продления срока безубыточной добычи. Тем не менее, довольно часто продление безубыточного периода путем снижения налогов позволяет увеличить за счет дополнительной добычи нефти как доход инвестора так и бюджетные поступления. В данном случае это справедливо для небольшого месторождения при снижении цены на нефть до 50 долл./барр.

Таким образом, на основании проведенных расчетов можно сделать следующие выводы о проведенном изменении системы налогообложения в РФ:

1. Вступление в силу с 1 января 2019 года законов, предусматривающих завершение налогового маневра, в большинстве случаев снижает показатели эффективности нефтедобычи, особенно для компаний, не имеющих в своем составе перерабатывающих производств. Существующие в настоящее время налоговые льготы по НДПИ для ТРИЗ и отдельных регионов не могут в полной мере компенсировать значительное повышение этого налога после завершения налогового маневра.

2. Для вертикально интегрированных компаний эффективность добычи нефти может повыситься в зависимости от доли нефти, которая будет передаваться на переработку.

3. Применение НДД к участкам недр первой группы («гринфилдам») в значительной мере повышает показатели эффективности и обеспечивает окупаемость их разведки и освоения. Особенно это актуально для небольших месторождений, которые при действующем налогообложении находятся на грани рентабельности и после завершения налогового маневра становятся убыточными.

4. Переход на уплату НДД в большинстве случаев обеспечивает окупаемость инвестиций в освоение новых нефтяных месторождений, но не всегда стимулирует их разработку в долгосрочной перспективе. Для большинства объектов – «гринфилдов», рентабельных после налогового маневра без использования НДД, при переходе на режим НДД даже при увеличении ЧДД происходит сокращение периода рентабельной добычи. В

некоторых случаях после окончания восьмилетнего льготного периода, когда почти нет никаких налогов, налогообложение значительно увеличивается и добыча становится нерентабельной. Так вместе с применением 50% ставки НДС одновременно уплачивается НДС, причем его вычет не предусмотрен при определении налоговой базы НДС (пункты 5 и 6 статьи 333.47 [1]). Кроме того, НДС не может быть меньше минимального налога. Особенно это становится актуальным в случае падения цен реализации нефти.

5. При применении НДС во многих случаях показатели эффективности нефтедобычи близки к соответствующим показателям при применении к рассматриваемым объектам налогообложения США. Основное отличие здесь – более короткий период безубыточной добычи. Возможными способами его продления могут стать налоговые льготы для малодебитных скважин и корректировка коэффициента  $K_v$ , который в настоящее время не может быть менее 0,3.

6. В законе N 199-ФЗ, вводящем статью о НДС, ничего не сказано об условиях его применения и об изменении при этом ставок НДС для газовых и газоконденсатных лицензионных участков, то есть для них просто вводится новый, весьма чувствительный налог. Это на данный момент не позволяет провести прогнозные расчеты по оценке эффективности применения НДС для этих участков.

Описанный подход к сравнительной оценке вариантов налогообложения нефтедобычи может быть применен на практике при принятии решений в сфере экономики недропользования, в частности:

- добывающими компаниями для обоснования целесообразности перехода на уплату НДС по конкретным участкам недр, что необходимо сделать организациям, осуществляющих деятельность по освоению участков с доказанными запасами нефти до 31 марта 2019 года,

- государственными органами для обоснования корректировки параметров налогообложения и соответствующих изменений в законодательстве с целью стимулирования инвестиций в геологическое изучение и разработку запасов и ресурсов углеводородного сырья и более рационального их использования.

Весьма актуальна предварительная экономическая оценка с применением данного подхода для новых и малоизученных участков недр, для которых предусмотрена возможность перехода на НДС в случае открытия на них месторождений углеводородного сырья, так как после постановки запасов на баланс на принятие указанного решения дается достаточно ограниченный срок. Такую оценку целесообразно осуществлять силами Федерального Агентства по недропользованию (Роснедра) и его головного научного института ФГБУ «ВНИГНИ».

#### Литература

1. Налоговый Кодекс Российской Федерации (часть вторая). – Федеральный закон от 05.08.2000 г. N 117-ФЗ.

2. Федеральный закон от 03.08.2018 N 301-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации»

3. Герт А.А., Супрунчик Н.А., Немова О.Г., Кузьмина К.Н. – Стоимостная оценка нефтегазовых месторождений и участков недр. Учебно-методическое пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – // М: ООО «Геоинформмарк», 2010. – 195 с

4. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года //Минэкономразвития России, 2018

## **About changes of the taxation of oil production**

**Gert Alexander<sup>1</sup>, Nemova Olga<sup>2</sup>, Kuzmina Kseniia<sup>2</sup>**

*1 FSBI "VNIGNI", 2 Novosibirsk department of the FSBI "VNIGNI"*

Prospects for the oil development industry largely by determines the tax burden on subsoil users.

In August 2018, a Federal law was adopted to ensure the completion of the tax maneuver in the oil industry regarding the tax on mining (NDPI). Additionally from 01.01.2019 for some oil and gas license areas introduced a tax on additional income (NDD) from the production of hydrocarbons.

According to the results of testing of three oil objects different levels of knowledge the following conclusions were made:

1. Completion of the tax maneuver in most cases reduces the efficiency of oil production, especially for companies that do not have processing plants in their composition.

2. For vertically integrated companies, the efficiency of oil production may increase depending on the share of oil that will be transferred for processing.

3. The application of NDD to the subsurface areas of the first group ("Greenfield") significantly improves the indicators of efficiency and ensures the payback of their exploration. This is especially true for small fields which, under current taxation, are on the verge of profitability and after the completion of the tax maneuver become unprofitable.

4. The transition to NDD in most cases provides a recoupment of investment in the development of new oil fields, but does not always stimulate their development in the long term

5. In the application of NDD in many cases, indicators of efficiency of oil production are close to the corresponding indicators in the application to the objects of estimate of taxation of the United States. The main difference here is a shorter period of break-even development. Possible ways to extend it may be tax breaks for marginal wells and adjustment of the coefficient of  $K_v$ , which currently can not be less than 0.3.

6. In the law on NDD, nothing is said about the conditions of its application and about the change in the rates of NDPI for gas and gas condensate license areas, that is, they just introduced a new, very sensitive tax. It is currently not possible to estimate of the effectiveness to application of NDD for these areas.

*ПРИМЕНЕНИЕ РОБОТОТЕХНИКИ И  
БЕСПИЛОТНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ  
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ*

## Маловысотная магниторазведка с применением БПЛА ГК Геоскан.

Гозлев Д.А.\*

Много лет человечество пытается совершить прорыв в развитии технологий. Такие термины как робот, беспилотник, искусственный интеллект глубоко засели в сознании современного человека. А знаем ли мы для чего нам необходимы все эти новшества? В данной статье приводится опыт применения беспилотных летательных аппаратов в магниторазведке ГК Геоскан.

Уже не один десяток лет магниторазведка преимущественно выполняется двумя способами: с борта воздушного судна и в пешеходном исполнении. Оба варианта магниторазведки достаточно дороги, а пешеходная съемка зачастую и вовсе невозможна из-за сложных геолого-морфологических условий.

В компании Геоскан, которая является ведущим разработчиком программного обеспечения и беспилотных летательных комплексов, изучив данную проблему, решили создать альтернативный вариант выполнения магниторазведки. На беспилотный летательный аппарат серии Геоскан 401 был смонтирован специально созданный в организации новейший квантовый магнитометр на парах рубидия. Первые тестовые полеты подтвердили высокую эффективность как произведенного магнитометра, так и системы в целом. Благодаря достижениям компании в области создания точнейших карт местности, появилась возможность выполнять магнитную съемку на предельно малой высоте с детальным огибанием рельефа (рис. 1).

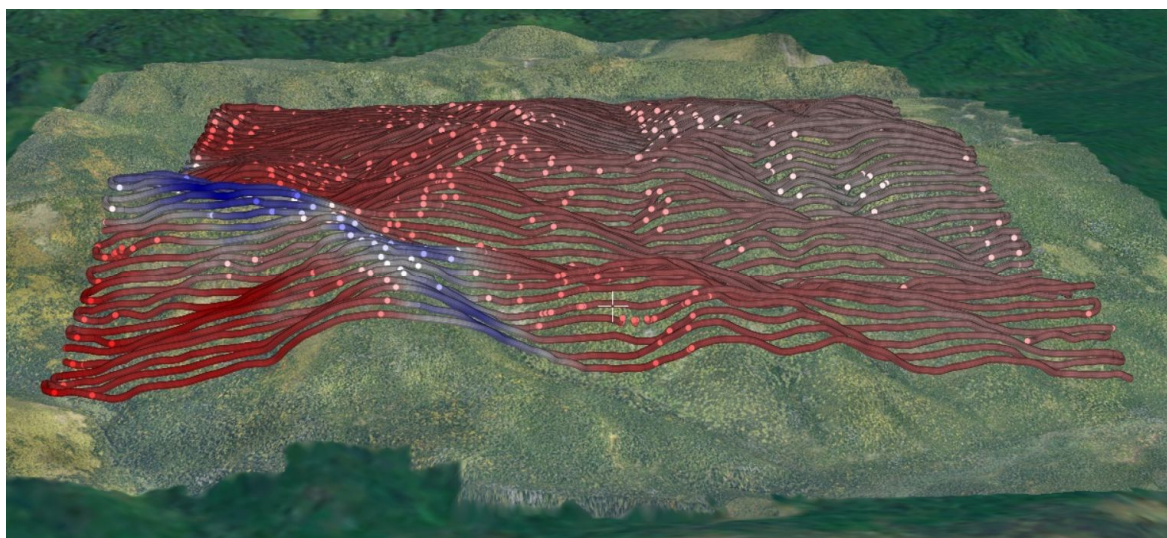
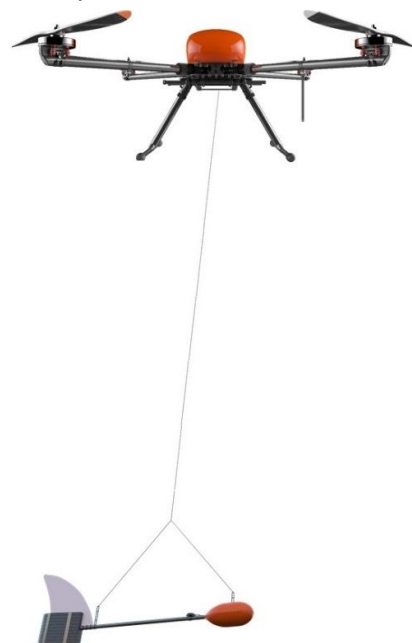


Рис. 1. Выполнение аэромагниторазведки с БПЛА с детальным обтеканием рельефа.

Работы, прошедшие сначала в Якутии для нужд ООО «Нерюнгригеофизика» (<https://www.geoscan.aero/index.php/ru/blog/713>) на железорудном месторождении, а затем в южном Казахстане по заказу ТОО «НПЦ «Геокен», направленные на поиски золото кварцевого и стратиформного полиметаллического оруденения, показали высочайшую сходимость материалов с проведенными ранее на тех же участках наземной и аэромагниторазведкой. Средняя квадратическая ошибка по работам в Казахстане превзошла все ожидания и оказалась на уровне 0.5 нТл.

В июле 2018 года специалисты компании Геоскан выполнили коммерческие работы в Забайкальском крае, в районе поселка Газимурский Завод. За 10 дней было исследовано более 800 км профилей. Благодаря заранее созданной карте высот удалось провести работы на сверх малой высоте без единой нештатной ситуации. Оборудование подтвердило свой высокий потенциал и неприхотливость в использовании.

Основными преимуществами магниторазведки с помощью беспилотных технологий компании Геоскан над классическими способами получения магнитных данных является ее высокая детальность, значительно меньшее количество шумов (рис. 2), экономическая эффективность, возможность получения достоверных данных из районов, непригодных для проведения съемки другими способами.

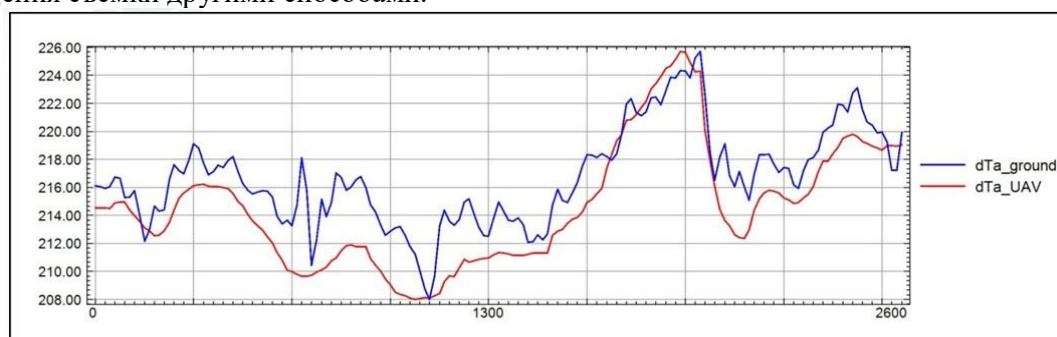
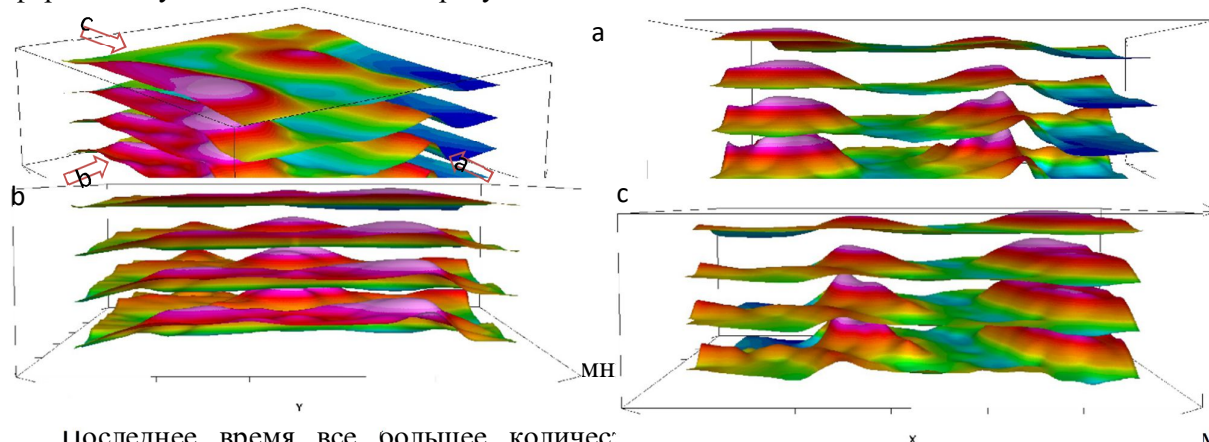


Рис. 2 Сравнение данных наземной съемки и съемки с БПЛА.

Также стоит обратить внимание на возможность проведения многоуровневой магниторазведки (рис 3.). Такие данные дают возможность более точного определения формы и глубины залегания интересующего объекта.



Последнее время все большее количество технологий – в том числе к геофизической съемке с применением БПЛА. Согласно прогнозам, в ближайшем обозримом будущем маловысотная магниторазведка с беспилотного летательного аппарата значительно потеснит наземную съемку, а в дальнейшем и вовсе ее заменит.

## **Aeromagnetic survey with UAV from Geoscan**

**Goglev D.A.**

This article presents the experience of using unmanned aerial vehicles in magnetic exploration of GEOSCAN.

For more than a dozen years, magnetic exploration is mainly carried out in two ways: from the aircraft and in the pedestrian performance. Both variants of magnetic exploration are quite expensive, and pedestrian shooting is often impossible because of the complex geological and morphological conditions.

The company GEOSCAN, which is a leading developer of software and unmanned aerial systems, having studied this problem, decided to create an alternative version of the magnetic exploration. On the unmanned aerial vehicle series GEOSCAN 401 was mounted specially created in the organization of the latest quantum magnetometer on rubidium vapor. The first test flights confirmed the high efficiency of both the produced magnetometer and the system as a whole. Thanks to the achievements of the company in the field of creating accurate maps of the area, it became possible to perform magnetic survey at an extremely low altitude with a detailed envelope of the terrain.

Work that has passed the first in Yakutia for the needs of OOO “Nerungrinsky” (<https://www.geoscan.aero/index.php/ru/blog/713>) at the iron ore Deposit, and then in southern Kazakhstan by the order of LLC “NPTS” Geoken” to find gold-quartz and polymetallic stratiform mineralization, showed the highest convergence of materials earlier on the same plots of land and aeromagnetics. The average quadratic error in the works in Kazakhstan exceeded all expectations and was at the level of 0.5 NT.

In July 2018, the specialists of GEOSCAN performed commercial work in the TRANS-Baikal region, near the village of Gazimursky Plant. For 10 days more than 800 km of profiles were investigated. Thanks to a pre - created elevation map, it was possible to work at a very low altitude without a single emergency situation. The equipment confirmed its high capacity and ease of use.

The main advantages of magnetic exploration with the help of unmanned technologies of GEOSCAN over the classical methods of obtaining magnetic data is its high detail, much less noise, economic efficiency, the possibility of obtaining reliable data from areas unsuitable for shooting in other ways.

Recently, an increasing number of companies are interested in new technologies – including geophysical surveys using UAVs. According to forecasts, in the near foreseeable future, low-altitude magnetic exploration from an unmanned aerial vehicle will significantly press the ground survey, and in the future, it will replace it altogether.



## *Отечественная беспилотная маловысотная аэромагнитометрия; настоящее и будущее*

**Цирель Вадим Соломонович, Паршин Александр Вадимович**

*АО «Геологоразведка», Санкт –Петербург,  
Иркутский национальный университет, Иркутск*

Как известно, фонд легко открываемых месторождений в большинстве развитых стран мира в основном исчерпан, и перспективы расширения минерально-сырьевой базы в основном связаны с геологическим изучением труднодоступных объектов, зачастую характеризующимися сложными ландшафтно-морфологическими условиями. Это обстоятельство затрудняет и удорожает постановку традиционных наземных вариантов геологических поисков, значительную роль в составе которых играют геофизические методы, имея ввиду, как наземные, так и аэросъемки. Следует отметить, что аэрогеофизические съемки подчас не обеспечивают необходимой детальности данных в связи с опасностью низковысотных полетов в условиях сложного рельефа.

Поскольку аномалии геофизических полей затухают с высотой, причем аномалии от меньших по размеру объектов с высотой теряют контрастность существенно быстрее, чем аномалии от крупных структур, то для получения детальных (высокоинформативных) геофизических данных необходимо осуществлять съемку как можно ближе к земле, с выдерживанием постоянной высоты датчика над рельефом. Необходимо также отметить, что удаленные и слабоизученные в геологическом плане районы зачастую не характеризуются доказанными перспективами обнаружения промышленных запасов минерального сырья, что определяет неэффективность существенных вложений в геологоразведку этих площадей на первых стадиях их изучения, а именно геологоразведка отдельных лицензионных участков на условиях предпринимательского риска представляется на современном этапе наиболее перспективным механизмом восполнения ресурсной базы как в России, так и в мире.

В связи с вышеизложенной актуальной проблемой современной геологической службы является разработка и создание новых инструментов именно для юниорского геологоразведочного бизнеса - методов геологической разведки, которые позволят оперативно и с относительно небольшими затратами получать крупномасштабную высокодетальную геологическую информацию о площадях с любой сложностью ландшафтно-морфологической обстановки, обеспечивая тем самым сокращение сроков полного изучения площади до одного-двух лет.

Одним из возможных подходов к оптимизации геологопоисковых и геологоразведочных работ в сложных природных условиях являются технологии, использующие беспилотные летательные аппараты (БПЛА), которые, с одной стороны, позволяют избежать применения более трудоемких наземных методов, а с другой, за счет меньшей высоты и скорости полета, способствуют получению данных, более детальных, по сравнению с традиционной аэросъемкой. Конечно, принимать решение о ресурсной перспективности площадей в общем случае можно только на основе комплекса нескольких взаимодополняющих методов, позволяющих с различных сторон охарактеризовать геологическую обстановку.

Датой начала эпохи БПЛА – аэрогеофизики является 1995 г., когда в мировой литературе появились две публикации (одна из них отечественная!), в которых рассматривались возможности этого нового вида аэрогеофизических измерений. Первые варианты беспилотных систем для аэрогеофизической съемки появились за рубежом в начале 2010-х гг. в виде магниторазведочных комплексов на тяжелых беспилотных самолетах с бензиновым двигателем, но полномасштабное внедрение таких технологий в практику геологоразведки берет начало с появления и развития мультироторных БПЛА с бесколлекторными двигателями и литий-полимерными аккумуляторами, которые позволили к настоящему времени начать исследования комплексом методов, включающих магнитную, гамма-, лидарную и мультиспектральную съемки. Такие комплексы, позволяющие

реализовать съемки на сверхмалых высотах с обтеканием рельефа и с точным позиционированием измерительных систем относительно поверхности земли, обеспечивают получение в сложных природно-ландшафтных условиях данных, не уступающих по информативности, как наземным, так и аэроизмерениям. Необходимо подчеркнуть, что получение материалов разновысотных съемок обеспечивает повышение степени достоверности решения обратных задач геофизики.

В России первые опыты проведения беспилотных аэромагнитных съемок были начаты в 2012 г. Государственным геологическим музеем им. В.И.Вернадского РАН совместно с Группой компаний (ГК) «Геоскан». Однако, при попытке использовать в качестве носителя беспилотный самолет возникли трудности в процессе компенсации магнитных помех, создаваемых этим носителем. Наибольший опыт проведения съемок имеют ООО «Геоинформационные технологии» и ИРНТУ (Иркутск), использующие шести- или восьмимоторный коптер; датчик магнитометра буксируется на кабеле. Фирма АО «НПП Радар ММС» (Санкт-Петербург) использует вертолетный аэромагнитный комплекс. Наконец, Институт нефтегазовой геологии и геофизики (ИНГГ) им. А.А.Трофимука СО РАН также успешно работает в области беспилотной аэромагнитометрии.

Комплексы на базе мультироторных систем являются эффективной заменой наземных съемок. Для замены классической аэрогеофизики необходимо создавать системы на базе БПЛА иных типов, обеспечивающих более длительное время и более высокую скорость полета, при этом может быть допустимо некоторое снижение точности обтекания рельефа. Такие комплексы должны быть функциональны без необходимости постройки взлетно-посадочных полос и получения сертификатов летной годности, требуемых по российскому законодательству для систем с массой более 30 кг, (канадские комплексы для магниторазведки требованиям к таким системам отвечают не полностью).

В ООО «Информационные технологии» создан комплекс для выполнения магнитометрической, радиометрической и мультиспектральной фотограмметрической съемки на базе самолета с электрическим двигателем и самолета с вертикальным взлетом и посадкой, что позволяет решить серьезную проблему проведения съемок в условиях залесенных площадей.

На основании применения БПЛА-аэромагнитометрии при поисково-оценочных и разведочных работ, проведенных в 2015 - 2018 гг., в частности на золото и уран, в различных геологических и ландшафтных обстановках Сибири и Дальнего Востока, выполнено сравнение полученных материалов с результатами ранее проведенных наземных и аэромагнитных съемок тех же масштабов. Сделан вывод о превосходстве результатов беспилотных вариантов, как в отношении информативности, так и в отношении экономической эффективности (сокращение расходов при замене наземной съемки воздушной на БПЛА колеблется от полутора до трех раз).

Основные позиции методики выполнения работ нашли отражение в согласованных Федеральным агентством по недропользованию «Методических рекомендациях по выполнению маловысотной аэромагнитной съемки». Этот документ является дополнением к существующей с советского времени «Инструкции по магниторазведке», 1981 г. Оперативное введение новой нормативной базы обеспечивает возможность применения беспилотных съемок с обтеканием рельефа для получения данных, кондиционных с позиций уполномоченных ведомств (ГКЗ, Росгеолэкспертиза и пр.).

«Методические рекомендации» представляют собой «рамочный документ», определяющий основные требования к проведению и к контролю качества магнитометрических съемок с использованием БПЛА. Проблемой разработки нормативных документов на современном этапе развития отечественной геологии является то, что в связи с разнообразием существующих на рынке роботизированных комплексов практически невозможно дать четкие указания по последовательности действий при выполнении съемки с использованием конкретных моделей. Авторы «Методических рекомендаций» (А.В.Паршин, В.С.Цирель, А.К.Разумовская) старались выделить универсальные, применимые для любых

возможных вариантов конструкций беспилотных магнитометрических комплексов, методические позиции, задающие рамки, соблюдение которых обеспечит получение достоверных данных высокого качества.

На основе полученных на данный момент результатов авторы считают, что время развития традиционной наземной магнитной, а также гамма-съемки, и в значительных объемах – электроразведки, подходит к концу, и в ближайшие несколько лет большие геофизические партии будут в основном заменены перспективными роботизированными комплексами с двумя-тремя операторами. Это справедливо для задач проведения прогнозных и поисковых работ на различные виды месторождений полезных ископаемых в пределах площадей ранга рудного узла или рудного поля в природных условиях любой сложности.

В таком случае стадийность поисковых геофизических работ может существенно измениться, вплоть до следующей: комплексная беспилотная аэрогеофизика (самолетная, затем на отдельных участках «квазиназемная» в более крупном масштабе), далее – бурение и каротаж, при этом наземный этап, наиболее дорогостоящий, исключается полностью.

В заключение необходимо подчеркнуть, что намечается совершенно новое направление маловысотных аэромагнитных исследований, которое может быть условно названо «магнитометрией техногенных объектов и массивов», имея в виду: уже проведенные успешные опыты поисков в отвалах горных предприятий отходов ранее переработанной руды, которая удовлетворяет современным требованиям; а также планируемые исследования состояния (целостности) трубопроводов. К этому же направлению можно отнести съемки с археологическими целями, равно как и решение ряда задач агрогеофизики.

**Russian Low Flying Aeromagnetometry Using Unmanned Aviation Vehicles (UAVs).  
Its Present and Future  
Tsirel Vadim, Parshin Alexander,**

*“Geologorazvedka” JSC , Saint-Peterburg, Irkutsk National University, Irkutsk*

Most of Russia easily discovered deposits are greatly exhausted and to increase substantially our mineral resources base is linked with studies of difficult access sites. Indeed, most of perspective sites are located in regions with heavy landscape conditions, such as strong landscape ruggedness, dense bushes, water obstacles etc. These factors make it difficult and expensive the performance of standard ground surveys (geophysical ones in particular). The same is true for the standard aerogeophysical surveys which in addition do not always provide necessary details in heavy landscape conditions. Besides, modern situation in the geological industry is characterized by a decrease of budget financial support and reorientation for investments from private companies by means of distribution of pioneer licenses to real economy enterprises to exploit insufficiently studied regions. The private capital encourages the introduction of new geological prospecting methods which allow to decrease significantly expenses and at the same time to increase geological survey operational efficiency.

The main merit of UAV geophysics (no risk of human loss) is not the only one. There are others, namely - increase of the number of geophysical problems solved by aerogeophysics, increase of information and its reliability, decrease of the cost of surveys, simplification of survey logistics (less complicated survey problems). Certainly there are some drawbacks, namely the increase of weather problems compared with the usual aviation, it is necessary to know the wind velocity, less it should displace the UAV from the set course; another serious drawback is the relatively small duration of each flight (for copters it is one hour, for helicopters from two to three hours). The use of an UAV whose flight duration is 10 to 12 hours has the deficiency of the problem of compensation for its own magnetic qualities. There are some difficulties connected with flight paths (the necessity of getting a flight permit).

Thus, the scientific technical progress in the use of UAVs and robot systems have made it possible to create a new branch of magnetic exploration, namely UAV-based surveys which rule out the cost of traditional aviation. To note the increase of detailed survey knowledge, which is achieved by flights at the lower limit of possibility. It is possible to get information data not inferior to pedestrian surveys but is highly superior to the latter in economic efficiency. It is obvious that low flight UAV surveys will, in the future, replace the usual surveys. Moreover, the UAV aerogeophysics will (in the nearest future) reduce considerably the volume of pedestrian geophysical activities, lengthy and expensive, which ultimately will lead to its disappearance.

At last, there appears to exist a quite new use of low flight UAV surveys, namely it is possible to measure the metal content of waste heaps. It can be named “magnetometry of mines”.

## *Зарубежный опыт подводных магнитометрических съемок*

**Лыгин И.В.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова*

### **Введение**

Как известно, магнитное поле с удалением от источника быстро затухает. Поэтому при морских, особенно, океанских исследованиях (при глубинах акваторий более 1–2 км) измерения магнитного поля, выполненные на морской поверхности, содержат лишь региональную информацию, осредненную и искаженную за счет суперпозиции эффектов от источников, расположенных не только под профилем, но и сбоку. В таких случаях крайне сложно разделить источники магнитных аномалий по глубине, сильно сглаженными только лишь за счет удаления, и устойчиво установить истинные параметры магнитной модели.

Дополнительной неоднозначностью при определении параметров источников аномалий магнитного поля является наклонное намагничение, искажающее влияние которого в виде смещения экстремумов и градиентов аномалий относительно характерных элементов магнитовозмущающих тел (центр, боковые грани) быстро усиливается с удалением от источника.

В связи с этим большой интерес представляют измерения геомагнитного поля непосредственно у дна и в толще воды, которые реализуют максимально возможное приближение средства измерений (магнитометра) к источникам магнитного поля. Если придонные съемки с использованием придонных буксируемых магнитометров являются относительно распространенными при решении инженерно-геологических задач, то магнитометрические измерения с использованием подводных автономных средств для решения геологических задач в России пока редкость.

### **Реализация подводных магнитометрических съемок за рубежом**

Классически гидромагнитные наблюдения выполняются с использованием буксируемых за надводным судном магнитометров с измерением модуля вектора магнитной индукции геомагнитного поля. Основными трудностями при организации магнитометрических измерений с буксируемыми магнитометрами являются:

1. учет магнитного влияния судна (девиация);
2. учет геомагнитных вариаций;
3. организация размещения забортной части магнитометра (определение местоположения, взаимодействие с другим забортным геофизическим оборудованием при комплексных исследованиях);

4. при выполнении съемок с использованием придонных буксируемых магнитометров наличие вероятности столкновения гондолы с морским дном, особенно, в условиях расчлененного рельефа.

Для их учета / минимизации методика магнитометрической съемки предусматривает:

5. расположение магнитометрического датчика на удалении от судна, достаточном для минимизации переменных электромагнитных помех работающего оборудования судна;
6. выполнение дифференциальных гидромагнитных наблюдений;
7. определение координат датчика пассивными (реже активными) способами;
8. максимальное удаление от источников э/м помех с/р оборудования;

9. при выполнении съемок с использованием придонных буксируемых магнитометров активное судовождение с изменением скорости судна, изменением длины буксируемого троса, знанием морфологии морского дна априорно или при сопровождении носовым эхолотированием.

Тем не менее, привязка гидромагнитных измерений к судну-носителю является существенным обременением. Выполняя морские комплексные геофизические работы, часто оказывается слишком дорогим удовольствием выполнять все необходимые методические аспекты гидромагнитных съемок, в число которых входят обязательное наличие секущих и контрольных профилей, обеспечение морских магнитовариационных наблюдений.

В последние десятилетия за рубежом развиваются и успешно применяются технологии гидромагнитных наблюдений с использованием автономных подводных средств. Если в начале магнитометрические съемки выполнялись только с измерением модуля вектора магнитной индукции [Yoerger, et al., 2007], то в последние годы внедряются аппаратные комплексы, способные измерять компоненты вектора магнитной индукции [Heyde et al., 2016; Tao Wu, et al., 2018] (рис. 1).

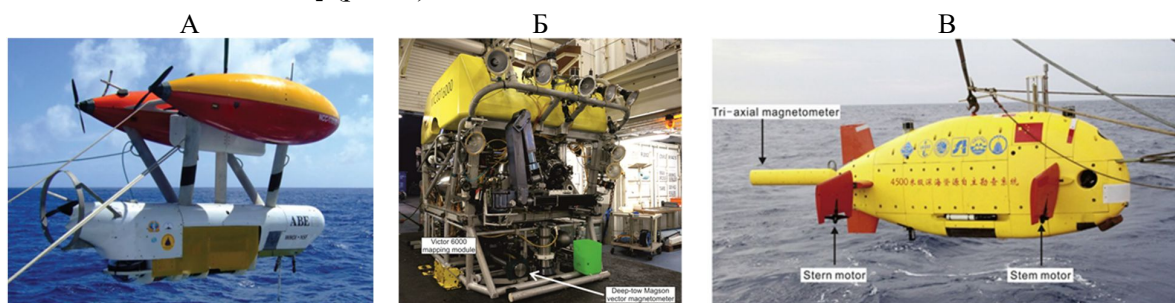


Рис. 1. Подводные автономные аппараты, оборудованные магнитометрическими комплексами: А – специализированный магнитометрический (измерение модуля вектора магнитной индукции) и батиметрический автономный подводный аппарат «Autonomous Benthic Explorer (ABE)», США, [Yoerger, et al., 2007]; Б – Комплексный автономный подводный аппарат «ROV Victor 6000» с векторным магнитометром, Германия [Heyde et al., 2016]; В – Автономный глубоководный аппарат «AUV Qianlong-II – 4500m» с трехкомпонентным магнитометром, Китай [Tao Wu, et al., 2018].

Наиболее востребованными геологическими задачами, при которых применяются придонные магнитометрические съемки с использованием глубоководных автономных аппаратов, являются:

10. изучение срединно-океанических хребтов, подводных вулканов, гидротермальных систем в научных геологических целях. Например, работы по исследованию особенностей спрединговых систем на Восточно-Тихоокеанском поднятии [Schouten H. et al., 2001, 2003] или Срединно-Атлантическом хребте [Yoerger, et al., 2007], вулканических подводных гор в Тирренском море [Szitkar et al., 2015];

11. при поиске и разведке твердых полезных ископаемых Мирового океана, связанных с гидротермальными оруденениями, приуроченных к магматическим провинциям. Например, при поиске и разведке полиметаллических сульфидов в Атлантике [Petersen et al., 2017] или Индийском океане [Heyde et al., 2016];

Особняком стоят работы по изучению пространственно-временной неоднородности магнитного поля в геодинамически активных зонах. С увеличением глубины моря внешние электромагнитные поля быстро затухают и вариации магнитного поля оказываются связанными с внутренними процессами в Земле. Интерес представляют как системы

повторных магнитовариационных наблюдений, предназначенных для изучения пространственной неоднородности геомагнитного поля путем проведения повторных наблюдений [Sas-Uhrynowski et al., 2000], так и долговременные наблюдения в составе комплексных мониторинговых донных глубоководных станций. Последние предназначены для изучения пространственно-временной неоднородности геофизических полей в геодинамически активных зонах (оси СОХ, подводные вулканы и т.п.). В частности, на первой в Европе глубоководной донной обсерватории “NEutrino Mediterranean Observatory - Submarine Network 1” (NEMO-SN1), работающей в режиме реального времени, также магнитометрические измерения выполняются. Начало работы станции NEMO-SN1 – 9 Июня, 2012. Глубина 2.1 км. Расположена станция в центральной части Средиземного моря, на западе Ионического моря, к востоку от Сицилии на в 25 км от г.Катания [Favali et al., 2013]. Интересные результаты по вариациям геомагнитного поля были получены при долговременных наблюдениях (с июля 2005 г. по апрель 2007 г.) в северо-западной части Тихого океана на глубине 5,58 км японскими специалистами [Toh et al., 2015].

### **Заключение**

Магнитометрические съемки с использованием автономных подводных аппаратов применяются за рубежом при решении как научных, так и производственных геологических задач, и перспективны для включения в комплекс морских геофизических исследований при ГРП. В настоящее время существуют технические возможности заменить буксируемые магнитометры на автономные при поиске и разведке УВ; детальном литологическом картировании придонных осадков; поиске магнитных объектов для снятия минной опасности и др. Очевидные преимуществ автономных магнитометрических работ перед буксируемыми:

- отсутствие необходимости согласования расположения забортных сейсморазведочных и магниторазведочных устройств;
- отсутствие э/м помех от забортного сейсмического оборудования;
- минимизация влияния геомагнитных вариаций и погодных условий;
- улучшение качества геологической интерпретации за счет приближения к источнику магнитного поля.

В настоящее время разрабатываются автономные подводные аппараты торпедного типа и с изменяющейся формой [Eelume..., 2019]. Увеличенная скорость передвижения, маневренность и длительная автономность являются залогом успеха постановки и проведения высококачественных магнитометрических съемок с их использованием.

### **Список литературы**

1. Petersen S., Yeo I., Jamieson J., Sztikar F., Graber S., Augustin N., Rothenbeck M. and RV Meteor 127 Scientific Party [2017] AUV-based exploration of the TAG segment at 26°N, Mid-Atlantic Ridge: implications for resource assessment and metal fluxes // Goldschmidt-2017 Abstract. 2017. P.3135.
2. Sztikar F., Petersen S., Caratori Tontini F., and Cocchi L. [2015] High-resolution magnetics reveal the deep structure of a volcanic-arc-related basalt-hosted hydrothermal site (Palinuro, Tyrrhenian Sea), *Geochem. Geophys. Geosyst.*, 16, 1950–1961, doi:10.1002/2015GC005769.
3. Tao Wu, Chunhui Tao, Jinhui Zhang, Cai Liu [2018] Correction of tri-axial magnetometer interference caused by an autonomous underwater vehicle near-bottom platform // *Ocean Engineering* 160. 2018. 68–77. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2018.04.066.

4. Yoerger Dana R., Jakuba Michael, Bradley Albert M. [2007] Techniques for Deep Sea Near Bottom Survey Using an Autonomous Underwater Vehicle // The International Journal of Robotics Research Vol. 26, No. 1. January 2007, pp. 41-54. DOI: 10.1177/0278364907073773.
5. Heyde I. and Girolami C. [2016] The spreading system north and southeast of the Rodriguez Triple Junction (Indian Ocean). Structural investigations based on bathymetry, magnetic and gravity // 4th IAG Symposium on Terrestrial Gravimetry: Static and Mobile Measurements (TG-SMM 2016). 12-15 April 2016. Concern CSRI Elektropribor, JSC, St. Petersburg, Russia.
6. Welker Elżbieta, Reda Jan, Pałka Andrzej [2017] Magnetic repeat station network on the Baltic sea — Why so needed? // Annual of navigation. Poland. 24/2017.
7. Favali P., Chierici F. et al. [2013] NEMO-SN1 Abyssal Cabled Observatory in the Western Ionian Sea // Article in IEEE Journal of Oceanic Engineering. January 2013. DOI: 10.1109/JOE.2012.2224536
8. Eelume subsea intervention: <https://eelume.com/>. The reference is actual on 1 February, 2019.



## **Foreign experience of near-bottom magnetic survey**

**Lygin I.V.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> *Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology*

### **Abstract**

While near-bottom surveys using bottom towed magnetometers are relatively common in solving geological problems, magnetometric measurements using Autonomous Underwater Vehicles (AUV) are still rare in Russia. Magnetometric surveys with AUV are used abroad in solving both scientific and industrial geological problems in the exploration of solid minerals, and are promising for inclusion in the complex of marine geophysical research in exploration. At present, there are technical possibilities to replace the towed magnetometers with Autonomous ones in the exploration of oil and gas structures, detailed lithological mapping of bottom sediments, search for magnetic objects and others. The next step will be the introduction of Autonomous underwater vehicles of torpedo type and with a changing shape. Increased speed of movement, maneuverability and long-term autonomy of AUVs are the key to the success of the production high-quality magnetic surveys with their use.

*ГЕОТЕРМИЯ КАК МЕТОД ИЗУЧЕНИЯ  
ПРИРОДЫ ДВИЖУЩИХ СИЛ  
ТЕКТОГЕНЕЗА И ГЕОЛОГИЧЕСКОГО  
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ*

# *Особенности постколлизии эволюции структур, сформировавшихся в обстановке внутриконтинентального надвига*

**О.И. Парфенюк**

*Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, г. Москва. E-mail: [oparfenuk@ifz.ru](mailto:oparfenuk@ifz.ru)*

Главными геотектоническими элементами континентальной коры в докембрии являлись гранит-зеленокаменные и гранулитовые области и пояса тектоно-термальной переработки. Сложная геологическая история докембрийских областей включает периоды собственно их формирования, деформаций, метаморфизма и постколлизии эволюции. Некоторые особенности этой сложной геологической истории являются общими для всех периодов и отражаются в строении древних областей, основная доля пород которых приходится на граниты и гнейсы (80 – 90 %). Наиболее ярко выраженная особенность этих регионов заключается в их сходстве в глобальном масштабе. Исследования выявили следующие существенные черты, присущие метаморфическим структурам докембрия.

1. Деформации древних метаморфических комплексов протекали в условиях метаморфизма, при этом значительную роль в процессе переработки играл гранулитовый метаморфизм. Интенсивность деформаций во много раз превышает обычную интенсивность деформаций неметаморфических толщ и проявляется крайне неравномерно.

2. В строении поясов тектоно-термальной переработки доминирующую роль играет покровно-надвиговая тектоника и горизонтальные деформации в обстановке тангенциальных сжимающих напряжений. Господство обстановки стресса выражается на минеральном уровне в виде вытянутости зерен формирующихся минералов. В результате происходит значительное латеральное сокращение коры и увеличение ее мощности. Причем, надвиги, возможно, более свойственны зеленокаменным поясам, чем обычно считалось.

3. Проявление гранулитового метаморфизма и тектоно-термальной переработки имело место в течение всего докембрия и раннего протерозоя.

Породы Лапландского гранулитового пояса Балтийского щита были надвинуты в юго-западном направлении на подстилающие породы Карельской провинции, образовав тектоническую зону пояса Танаелв (Tectonophysics, 1989). При пересечении собственно Лапландского гранулитового пояса в направлении надвига равновесные температуры возрастают от 750 до 820 °С, а давления – от 6.5 до 7 кбар, подтверждая общую тенденцию увеличения степени метаморфизма в направлении надвига и максимальных P - T условиях метаморфизма в зоне ограничивающего разлома. Это пример коллизии структуры раннего протерозоя, в современном строении которой отсутствует углубление Мохо при увеличении мощности коры в процессе надвига. Существуют примеры компрессионных орогенов, которые не испытали постколлизии растяжения: корни коры сохранились в Аппалачах, в поясе Лимпопо (Южная Африка), в некоторых областях фронта Гренвилл и многих других.

## **Модель внутриконтинентальной коллизии**

Исследование коллизии структур проводится на основе комплексной модели тепловой и динамической эволюции области надвига для реологически расслоенной литосферы и включает разбитую на блоки жесткую верхнюю кору, нижнюю кору и

литосферную верхнюю мантию, которые различаются значениями эффективной вязкости. Задача решается методом конечных элементов с использованием сетки, деформируемой во времени (метод Лагранжа). Горизонтальное сокращение коры сопровождается надвигом вдоль разлома блоков верхней коры вдоль наклонной зоны нарушений, появлением дополнительной нагрузки на слои, лежащие под этой зоной, и эрозией образующихся покровов. Эти процессы компенсируются вязкими течениями на глубинах нижней коры и верхней мантии. Преимуществом метода Лагранжа является возможность вычисления реальных значений скоростей деформаций, значений полных и сдвиговых напряжений и, соответственно, деформации границы Мохо, разломной зоны надвига и рельефа поверхности при перераспределении дополнительной нагрузки в области надвига в процессе образования поднятий и их эрозии.

Моделирование вязких течений на глубинах нижней коры и литосферной верхней мантии в рамках уравнения движения и неразрывности проведено в приближении ньютоновской реологии для двухслойной несжимаемой вязкой жидкости методом конечных элементов. Расчеты тепловой эволюции (закон сохранения энергии) деформируемой в процессе коллизии области включают верхнюю кору (с областью надвига), обогащенную радиоактивными элементами. Постановка задачи и граничные условия (рис. 1) детально описаны в (Парфенюк, Маршалль, 1998; Parphenuk, 2015, 2016).

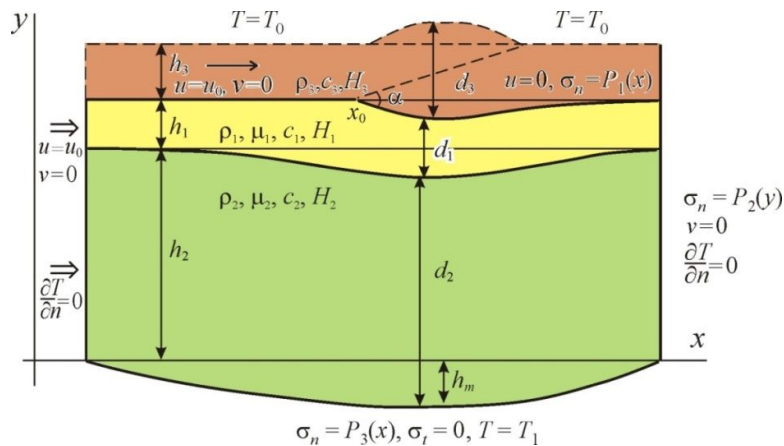


Рис.1. Геометрия модели деформаций для механической и тепловой задач: верхняя кора ( $i = 3$ ) - коричневый, нижняя кора ( $i = 1$ ) - желтый, литосферная верхняя мантия ( $i = 2$ ) - зеленый.  $h_1, h_2, h_3$  – исходные значения мощности нижней коры, верхней мантии и верхней коры,  $h_m$  – величина отклонения нижней границы;  $d_1, d_2, d_3$  – мощности нижней коры, литосферной мантии и верхней коры в процессе деформации,  $u_0$  – скорость горизонтального сокращения,  $\alpha$  – угол падения разлома

### Формирование коллизионной структуры при надвиге и после его окончания

Структура литосферы, возникающая в результате коллизионного утолщения коры, в значительной степени определяет дальнейшую эволюцию горных поясов, испытавших горизонтальное сжатие. В результате надвига “холодный” слой оказывается под “горячим” слоем, а под действием дополнительной нагрузки, перераспределяемой в ходе эрозии и отложения осадков, возникает гравитационно неустойчивая структура. При геологически приемлемых скоростях деформаций  $10^{-15} - 10^{-14} \text{ с}^{-1}$  вязких течений на уровне нижней коры

и литосферной верхней мантии комбинация сокращения коры на 70-100 км и дополнительной нагрузки при надвиге приводит к формированию «корней» коры глубиной 10-20 км протяженностью 100-200 км. Эрозия поднятых покровов выводит на поверхность глубинные породы различной степени метаморфизма (Парфенюк, 2014). Постколлизийная стадия эволюции моделируется изменением граничных условий после окончания надвига: горизонтальное сжатие сменяется растяжением и происходит перераспределение поверхностной нагрузки из-за продолжающихся процессов денудации и отложения осадков.

Детальное изучение распределения плотности теплового потока и радиоактивной коровой теплогенерации провинций различного возраста позволило авторам работы (Jaupart, Mareschal, 2004) оценить величину полной генерации тепла земной коры: 0.56-0.73 мкВт/м<sup>3</sup> для архея, 0.73-0.90 мкВт/м<sup>3</sup> для протерозоя и 0.95-1.1 мкВт/м<sup>3</sup> для фанерозоя и палеозоя при мощности коры примерно 40 км. Принимая во внимание возраст структур и тот факт, что нижняя кора обеднена радиоактивными элементами, указанные оценки в случае верхней коры должны быть увеличены с учетом значений мощности верхней коры.

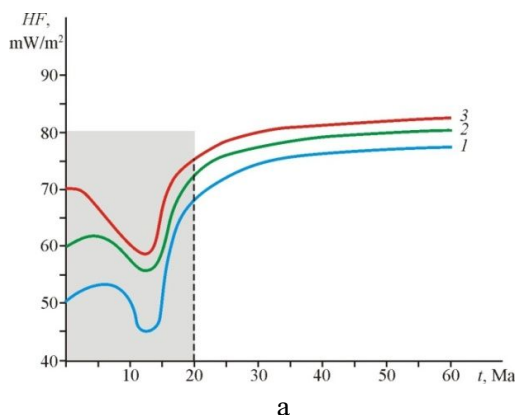
Влияние теплофизических параметров надвиговой структуры на ее эволюцию представлено для сценария сокращения коры со скоростью 0.5 см/год в течение 20 млн. лет с эрозией и одновременной седиментацией, которые начались спустя 5 млн. лет после начала надвига. Угол падения разлома 15°. Полная величина горизонтального сокращения 100 км, скорость эрозии принята равной 0.5 мм/год, убывая до 0.25 мм/год на постколлизийной стадии. Основные параметры расчетов приведены в таблице 1.

*Таблица 1. Значения основных параметров для механической и тепловой задачи моделирования эволюции структуры внутрикратонного надвига*

	Верхняя кора ( $i = 3$ )	Нижняя кора ( $i = 1$ )	Верхняя мантия ( $i = 2$ )
Удельная теплоемкость ( $c$ , Дж/кг·К)	$10^3$	$10^3$	$10^3$
Коэффициент теплопроводности ( $\lambda$ , Вт/м·К)	1.5; 2.5; 3.0	3	4
Скорость генерации тепла ( $H$ , мкВт/м <sup>3</sup> )	1.5; 2.0; 2.5	1.1	0.08
Плотность ( $\rho$ , кг/м <sup>3</sup> )	2750	3000	3300
Эффективная вязкость ( $\mu$ , Па·с)	-	$10^{22}$	$10^{23}$
Мощность слоя ( $h$ , км)	20	20	80

Рассматриваются варианты с теплогенерацией 1.5; 2 и 2.5 мкВт/м<sup>3</sup> в угольщенной верхней коре (табл. 1), что может соответствовать обстановке палеозоя, протерозоя и раннего протерозоя (когда теплогенерация была ~ в 1.6 раза выше современной). Примерно такие значения генерации тепла приняты в известной работе (England, Thompson, 1984) для одномерной модели мгновенного надвига.

Рис. 2 представляет результаты расчетов эволюции теплового потока над областью максимально возмущенного теплового поля (~ 80 км справа от точки  $x_0$  рис. 1) для различных значений теплопроводности  $\lambda$  (а) и скорости генерации тепла  $H$  (б).

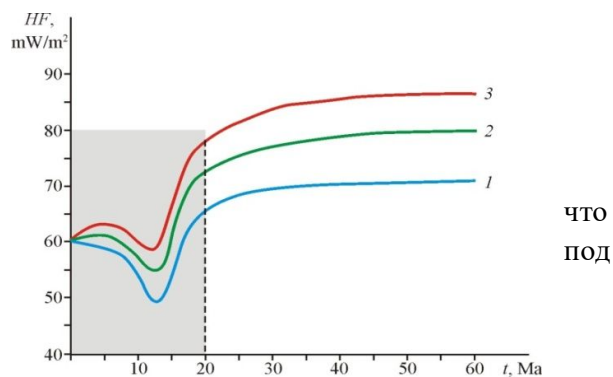


б

Рис. 2. Эволюция теплового потока с поверхности над областью максимального поднятия. (а) Варианты с различными значениями теплопроводности  $\lambda$ : 1 - 2.0 (низкая), 2 - 2.5 (нормальная), 3 - 3.0 (высокая) Вт/м·К при среднем значении теплогенерации 2.0 мкВт/м<sup>3</sup>. (б) Влияние различной скорости теплогенерации  $H$ : 1 - 1.5 (низкая), 2 - 2.0 (нормальная), 3 - 2.5 (высокая) мкВт/м<sup>3</sup> при среднем значении теплопроводности 2.5 Вт/м·К. Затененная область - период надвига

Согласно результатам моделирования величина плотности теплового потока падает примерно на 10 мВт/м<sup>2</sup> над ограничивающим разломом в ходе надвига (затененная область на рисунке) из-за того, что в процессе надвига “холодный” слой оказывается под “горячим” слоем. Далее следует стадия выравнивания температуры. Ранняя постколлизийная стадия характеризуется небольшим увеличением теплового потока из-за увеличения мощности верхней коры с максимальной теплогенерацией. Далее тепловой поток выходит на стабильные значения, т.к. перераспределение дополнительной нагрузки в результате эрозии поднятия и осадконакопления весьма незначительно на этой стадии из-за локального характера эрозии, предполагаемого в модели.

Анализ значений температур для всех 9 моделей с тремя различными значениями теплогенерации верхней коры и тремя значениями теплопроводности показывает, область максимального нагрева находится максимумом поднятия. Среднее увеличение температуры после завершения надвига составляет примерно 200 °С для верхней коры (начальная температура 460 °С на глубине 20 км) и 110 °С для глубины 30 км (нижняя кора). В дальнейшем скорость повышения температуры для 42 млн. лет постколлизийной эволюции много меньше, что демонстрирует важную роль начальной фазы нагревания в ходе медленного надвига и формирования утолщенной коры. В большинстве вариантов значений теплофизических параметров температура как на финальной стадии надвига, так и на постколлизийной стадии, за исключением высокого значения теплопроводности, превышает температуру солидуса «влажного» гранита.



что  
под

Результаты в условиях локальной эрозии подтверждают основные выводы одномерного моделирования мгновенного надвига о возможности образования зон частичного плавления при определенных тепловых условиях (England, Thompson, 1984).

Максимальные значения плотности теплового потока во фронтальной области надвига составляют на постколлизийной стадии 85-95 мВт/м<sup>2</sup> при региональных фоновых значениях 50-70 мВт/м<sup>2</sup>. Показано, что теплопотери с поверхности после окончания сокращения коры в большей степени зависят от значений теплогенерации, чем от величины теплопроводности верхней коры.

### **Финансирование**

Работа выполнена в рамках Государственной бюджетной темы № 0144-2014-0086.

### **Литература**

Парфенюк О.И. (2014). Анализ влияния эрозии коллизионных поднятий на процесс эксгумации глубинных пород (численное моделирование) // *Вестник КРАУНЦ*. № 1(23). С. 107-20.

Парфенюк О.И., Марешаль Ж.-К. (1998). Численное моделирование термо-механической эволюции структурной зоны Капускейсинг (провинция Сьюперииор Канадского щита) // *Физика Земли*. № 10. С. 22-32.

England P., Thompson A.B. (1984). Pressure - temperature - time paths of regional metamorphism. Part I: Heat transfer during the evolution of regions of thickened continental crust // *J. Petrology*. 25. P. 894-928.

Jaupart C., Mareschal J.-C. (2004). Constraints on crustal heat production from heat flow data // *Treatise on Geochemistry, V. 3: The Crust* / Ed. by R.L. Rudnick. Amsterdam: Elsevier Sci. Pub. P. 65-84.

Parphenuk O.I. (2015). Uplifts formation features in continental collision structures (evolution modeling) // *Russ. J. Earth Sciences*. V. 15, ES4002, 8 pp. doi: 10.2205/2015ES000556

Parphenuk O.I. (2016). Thermal regime and heat transfer during the evolution of continental collision structures // *Russ. J. Earth Sciences*. V. 16, ES6006, 10 pp. doi: 10.2205/2016ES000589

*Tectonophysics: The European geotraverse. Part 5: The Polar Profile* (special issue). 1989. 162, № 1/2.

**Postcollisional evolution features of the intracontinental structures formed by overthrusting**

**O.I. Parphenuk**

*Schmidt Institute of Physics of the Earth Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

*e-mail: [oparfenuk@mail.ru](mailto:oparfenuk@mail.ru)*

**Abstract**

Precambrian continental shields such as the Anabar, Baltic and Canadian, are the structurally stable areas for at least the last 1.6 Ga. Deeply eroded structures of the shields formed in the process of multistage tectonic evolution, including horizontal shortening and collision, expose at the surface middle to the lower crustal rocks uplifted along the faults from the depths 20–40 km. Thermal and deformation structures formed by the crustal thickening and shortening determine to a considerable extent the further evolution of a tectonic unit, subjected to compression.

The investigation of intracontinental collision structures is conducted based on the complex model of the thermal and mechanical evolution of overthrusting process for the rheologically layered lithosphere, which includes brittle upper crust, the lower crust and lithospheric upper mantle with different effective viscosity values. Horizontal shortening leads to the upper crust overthrusting along the fault zone, additional loading to the lower layers which is redistributed in the process of erosion of the uplift and forms gravitationally unstable structure. Finite element models with Lagrangian approach were used for the problem simulation.

The results of thermal and mechanical modeling of evolution of collision belts during and after the convergence process have been compared for main governing parameters. It was shown that thermal evolution of continental orogens essentially results from the geometry and topography due to thrusting itself and postcollision stage. This work concentrates on the thermal parameters influence on the evolution of collision zones. Analysis of thermal calculations for different heat generation rates and thermal conductivity values of the upper crust shows maximum heating of the area under the maximum uplift. Calculations for mean continental initial temperature distribution lead to the conclusion of possibility of granite melt formation for “wet” granite solidus. The early postcollision evolution shows some heat flow increase due to the thickening of the upper crust with maximum heat generation rate. Further history leads to the stable heat flow values because additional loading redistribution resulting from the denudation of surface uplift and corresponding sedimentation is small due to the local erosion in our model. It was shown that surface heat losses after the termination of horizontal shortening depend to a greater extent on radiogenic heat generation rather than thermal conductivity value in the upper crust.



## Геотермический мониторинг

Муравьев А.В.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Геологический институт РАН, Москва

Современные технологии измерения и передачи данных открывают новые горизонты в исследовании геотермического поля. К важнейшим задачам, решаемым с помощью геотермики, следует отнести контроль термодинамических условий при разработке месторождений углеводородов, оценку геотермальных ресурсов и прогноз природных катастроф – вулканических извержений и землетрясений. Одним из наиболее эффективных инструментов в решении указанных задач является геотермический мониторинг, т.е., проведение непрерывных или периодических замеров температуры и теплового излучения Земли с помощью наземных, скважинных и дистанционных методов.

**Электронные термоманометры.** За последние 30 лет произошла технологическая революция в области измерительных приборов для экстремальных условий. Пионерами цифровых измерений стали ведущие нефтесервисные компании, такие как Шлюмберже и Везерфорд. В скважинных приборах совмещены датчики температуры и давления, поскольку нефтяникам для термодинамических исследований пласта важна точная информация как по давлению, так и по температуре, полученная одновременно и в той же точке. Сегодня большая часть исследований пласта выполняется с помощью электронных термоманометров с датчиками двух типов – кварцевыми резонаторами либо тензодатчиками (датчиками мембранного типа). Одно из наиболее удачных решений – тензодатчик на основе миниатюрного кристалла сапфира с вакуумной полостью внутри ([www.slb.com](http://www.slb.com)). Размещение измерительной схемы мембранного типа и резистора температурной компенсации выполнено напылением на поверхность кристалла, что позволило значительно улучшить метрологические характеристики и надежность. Для высокоточных измерений в условиях высоких температур и давлений применяется кварцевый датчик Quartzdyne™ с температурной компенсацией. Стандартная система подземного мониторинга состоит из одного или нескольких термоманометров, закрепленных на колонне НКТ и соединенных кабелем с наземным модулем контроля и сбора данных. Данные могут передаваться дистанционно, обычно по спутниковой системе SCADA. В последние годы успешно решена проблема беспроводной передачи данных из работающей скважины. Созданная в Шлюмберже система испытания пластов QUARTET-НТ™ обеспечивает двухстороннюю связь и возможность проверки данных в режиме реального времени ([www.slb.com](http://www.slb.com)); кварцевые манометры Signature™ соединены с беспроводной телеметрической системой Muzic™ через сеть акустических ретрансляторов, размещенных на НКТ.

**Опволоконные датчики.** Для экстремальных скважинных условий – высоких давлений и температур, высокой механической вибрации (например, для высокодебитных газовых скважин) применяют опволоконные системы (ОВС) мониторинга. Гибкая конфигурация ОВС позволяет размещать несколько датчиков на одном кабеле в различных комбинациях ([www.weatherford.com](http://www.weatherford.com)). Оптический кабель имеет три жилы (2 SM + 1 MM) и надежно защищен. На каждой жиле SM (*single mode*) можно установить в комбинации с термоманометрами – матричную систему микродатчиков температуры ATS (*Array Temperature Sensors*), либо проточный расходомер, либо несколько сейсмоприемников. Одна особая жила MM предназначена для непрерывного измерения профиля температуры вдоль ствола скважины (DTS).

Термоманометры с датчиками на решетках Брэгга (FBG) производятся компанией Везерфорд. Принцип измерений этих датчиков следующий. Световой пучок направляется через ядро световода, и часть пучка света - только на длине волны решетки - отражается обратно. Приложенная деформация изменяет длину отраженной волны FBG. Наземная аппаратура обнаруживает сдвиг длины волны, обусловленный деформацией сенсора, а заводские калибровки преобразуют длину волны в измерения давления и температуры. Благодаря отсутствию электроники в скважине замеры ОВС свободны от влияния шумов и долговременного дрейфа нуля; они устойчивы к воздействию агрессивных сред и вибрации, и имеют широкий рабочий диапазон: по давлению до 170 МПа, по температуре - до 275°C.

В системе распределенной температуры DTS (*Distributed Temperature Sensing*) датчиком является сам кабель, точнее MM (*multimode*) жила. В качестве источника используется лазер для запуска импульсов светового луча в оптическое волокно. Во время прохождения каждого импульса часть света испытывает обратное рассеяние. Этот обратный рассеянный свет содержит информацию о распределении температуры вдоль волокна. Поскольку скорость света постоянна, спектр обратного рассеянного света может быть сгенерирован для каждого метра волокна по временным выборкам, позволяя получить непрерывную запись спектров вдоль оптоволокну. Кривые отражают тепловые эффекты в процессе испытания скважины, например, при операциях с подземными клапанами. Система DTS дает среднюю температуру по окну шириной около 1м, поэтому температурное разрешение зависит от мощности работающего интервала, создающего температурную аномалию. Для повышения точности замеров и привязке по температуре систему DTS целесообразно комбинировать с одним или несколькими термоманометрами.

Мониторинг на нефтегазовых месторождениях. Подземный геотермический мониторинг широко применяется в нефтегазовой области. Комплексная система управления работой «умного» месторождения, включает термоманометры, систему DTS, расходомеры и сейсмоприемники. Имеются разработки специально для экстремально высоких температур (паронагнетательных скважин) с псевдонерывным замером температуры - LxDATA™, рассчитанная на установку до 40 микродатчиков температуры по стволу на одной ОВ жиле, и с датчиком давления на конце кабеля. По характеру восстановления теплового поля после прекращения закачки пара мониторинг температуры позволяет определить, какие интервалы работают, а какие непродуктивны. С учетом геотермического градиента по термограммам можно рассчитать пропорциональный вклад от двух или нескольких пластов. В нефтяных и газовых скважинах характер термограмм отличается. В местах выхода пластового газа наблюдается эффект резкого снижения температуры, что обусловлено охлаждающим эффектом Джоуля-Томсона (JTE) вследствие адиабатической декомпрессии газа, поступающего из пласта в скважину. JTE позволяет определять величину притока газа из пласта по величине отрицательной температурной аномалии в интервале притока. JTE может быть и экзотермическим – например, при нагнетании воды в скважину. Его также называют «нагревом трения» как результат вязкой диссипации давления в потоке через пористую среду.

Диагностика проблем в скважинах. Мониторинг температуры служит для диагностики проблем в добывающих скважинах. Продуктивность отдельных интервалов может меняться со временем, по мере того как изменяется пластовое давление, либо происходит заполнение призабойной зоны песком (увеличение скин-эффекта). При закрытии скважины теоретически профиль температуры должен остывать до геотермического градиента. Если имеются

заколонные перетоки, то на термограммах они создают характерные аномалии. В нагнетательных скважинах полезная информация, которая может быть получена во время закачки, это давление гидроразрыва и приемистость пласта. После прекращения нагнетания холодной воды тепловое поле вокруг скважины восстанавливается как функция скорости закачки, проницаемости, времени и тепловых свойств жидкости и породы. В высокопроницаемом интервале восстановление теплового поля пласта происходит значительно медленнее, чем в водоупорных пластах.

Системы DTS применяются для выявления непродуктивных интервалов, прорыва конусов воды и газа, для оценки эффективности перфорации и оптимизации добычи и для планирования мероприятий по стимуляции пласта. Наличие системы DTS экономит буровое время на проведение промыслового каротажа, дающего аналогичную информацию. В настоящее время в мире не более четверти всех добывающих нефтяных скважин находится в фонтанной эксплуатации, с использованием естественной энергии пласта. В остальных - используются различные способы механизированной добычи, одним из которых является газлифт. Данные термического мониторинга (DTS) позволяют определить, какие скважины в фонтанном режиме работают нестабильно, а при работе с газлифтом - контролировать работу пусковых муфт.

**Газогидраты.** При остановке морской газовой скважины возникает серьезная проблема отложения газогидратов и закупорки ствола из-за охлаждения эксплуатационной колонны морской водой. Поле устойчивости газогидратов – это область высоких давлений и низких температур. Мониторинг скважины с DTS позволяет найти безопасное время покоя скважины до начала отложения газогидратов в стволе. Мониторинг температур важен и для контроля рисков в нефтегазоносных районах Крайнего Севера. Причиной образования гигантских воронок взрыва на Ямале является уменьшение слоя многолетне-мерзлых пород и разложение газогидратов вследствие потепления климата со скоростью (+1,5 °C за 10 лет). Со временем на месте воронки образуется озеро. Воронки взрывов, скопления круглых озер на севере Сибири и покмарки на шельфе можно использовать в качестве поискового признака при разведке газовых месторождений.

**Геотермический мониторинг вулканов.** Одно из крупнейших в мире гидротермальных месторождений перегретого пара связано с вулканом Мутновский, расположенным примерно в 70 км к югу от г. Петропавловска-Камчатского. Кальдера вулкана представляет собой идеальный полигон для проведения геотермического мониторинга благодаря наличию обширных фумарольных полей, которые находятся в пределах сравнительно легкой доступности для исследователей. На протяжении всей истории формирования в течение голоцена вулкан Мутновский характеризовался относительно частыми (с периодичностью от 4 до 60 лет) фреато-магматическими извержениями средней и малой мощности. Регулярные исследования теплового режима были начаты Б.Г.Поляком с коллегами в 60-х годах и продолжены в 80-х годах [1, 2]. Термическая съемка фумарольных полей с помощью платиновых термометров сопротивления на различных глубинных срезах (15 см, 50 см и 100 см), панорамная ИК-съемка бортов Активной воронки, а также замеры температуры и расхода газа фумарол и горячих источников, позволили оценить величину тепловой мощности фумарольных полей СВ кратера (около 380 МВт) и сделать вывод об относительной стабильности теплового режима вулкана в межпароксизмальную стадию. За этот период не выявлено принципиальных изменений картины распределения температуры в грунте. Некоторый разогрев грунта в 80-е годы на северном участке фумарольного поля

укладывается в тенденцию постепенного нарастания активности вулканических процессов, что привело в итоге к очередному эпизоду эксплозивной деятельности Мутновского с фреатическим взрывом в 2000 году. Большое количество осадков в районе вулкана обеспечивает высокий уровень естественной увлажненности грунтов и питание подземных вод. Вода, проникающая по трещинам и каналам в область горячих пород, непрерывно промывает вулканические породы и разгружается в виде парогидротерм и горячих источников, создавая предпосылки для развития геотермальной энергетики. В 1999 г. на базе Северо-Мутновского геотермального месторождения была запущена в эксплуатацию Верхне-Мутновская ГеоЭС мощностью 12 МВт, а в 2002 г. были введены в эксплуатацию два энергоблока крупнейшей в России Мутновской ГеоЭС мощностью 50 МВт. В работах А.В.Кирюхина с соавторами [3, 4] показано, что существует прямая гидравлическая связь между Мутновским вулканом и геотермальным месторождением по разлому ССВ простираения. Разлом пересекает жерло вулкана ~ в 8 км от ГеоЭС и питает пародобывающие скважины. Однако, интенсивный отбор глубинного теплоносителя за 20 лет привел тому, что 80% добывающих скважин были остановлены из-за падения добычи пара. Мониторинг температуры и давления позволяет разработчикам постоянно обновлять термодинамическую модель месторождения и планировать ГТМ, такие как закачка и бурение новых скважин. Не исключено также, что снижение продуктивности скважин связано и с ухудшением коллекторских свойств пласта в процессе эксплуатации. Для проверки этого предположения остановленные скважины было бы интересно использовать для термо- гидропрослушивания, по аналогии с методом, применяемым на нефтяных месторождениях для получения пространственной картины распределения фильтрационных свойств пласта. Эксплуатация геотермальных месторождений путем рециркуляции подземных вод приводит к значительному охлаждению недр. Так, на месторождении Вайракеи в Новой Зеландии за 30 лет эксплуатации температура природного резервуара в добывающих скважинах снизилась с 260 до 230 °С, а в области закачки – с 240 до 140 °С. Поэтому о «неисчерпаемости» геотермальных ресурсов можно говорить лишь условно. Уместно предположить, что сеть небольших геотермальных электростанций, расположенных вокруг вулкана, могла бы работать более длительно и стабильно. Кроме того, равномерный отбор тепла по периферии магматического очага может значительно снизить риски извержений вулкана.

**Прогноз извержений и землетрясений.** Мониторинг температуры и давления позволяет прогнозировать не только вулканические извержения, но и сильные землетрясения. Напряженное состояние и деформации земной коры часто вызывают понижение уровня грунтовых вод и снижение температуры, а образование микротрещин незадолго перед землетрясением приводит к снижению пластового давления. Так, за три месяца перед катастрофическим (M9.0) землетрясением Тохоку (14.03.2011) в Японии произошло снижение уровня грунтовых вод - на 20 м, и температуры – на 2 °С. Причиной аномалии считается деформация земной коры, предшествующая землетрясению. Для мониторинга теплового состояния активных вулканов с открытой тепловой разгрузкой наиболее эффективна многозональная спутниковая, аэро- и наземная ИК съемка. Тепловые камеры создают изображения, определяя количество электромагнитной энергии, излучаемой объектом в тепловом ИК диапазоне. ИК-излучение, проходя через атмосферу, избирательно поглощается, в связи с чем тепловую съемку можно вести только в так называемых "окнах прозрачности" на длинах волн (в мкм): 0,74—2,4; 3,4—4,2; 8—13; 30—80. На волны длиной

10-12 мкм приходится максимум собственного теплового излучения Земли. Облачность и солнечная радиация маскируют естественное тепловое поле Земли, поэтому ИК съемку стараются проводить ночью, в ясную погоду. На супервулкане Йеллоустон, кальдера которого имеет размеры 55 x 72 км, помимо регулярной аэро- и спутниковой ИК съемки, на всех ключевых фумарольных полях установлены тепловизоры. Исследования показали, что существует цикличность разогрева с периодом в несколько лет, связанная с подъемом магмы, но не обязательно приводящая к извержению. Так, после максимального разогрева кальдеры в 2000 году термическая активность затем пошла на убыль.

**«Спящие» вулканы. Эльбрус.** Для мониторинга спящих, но потенциально опасных вулканов, ИК съемка может оказаться малоэффективной, так как поверхность склонов и кратеры покрыты многолетней толщей льда и снега, залегающих на остывшей вулканической постройке. К таким вулканам относится и стратовулкан Эльбрус, имеющий периодичность катастрофических извержений несколько сотен лет [5]. Последнее сильнейшее извержение с радиусом разброса вулканических бомб и пепла до 700-800 км произошло около 1800 лет назад, но в последние годы появились признаки активизации вулканических процессов [6-8]. Извержения стратовулканов, таких как Сент-Хеленс (1980), или Пинатубо (1991), несут катастрофические последствия из-за огромной массы пирокластического материала и мощной энергии взрыва. Магма кислого состава является более вязкой и малоподвижной, а главным источником энергии эксплозивных извержений является длительно накапливавшееся давление вулканических газов. В целях контроля за вулканической активностью и оценки перспектив развития геотермальной энергетики Приэльбрусья было бы целесообразным бурение на склоне вулкана Эльбрус параметрической скважины глубиной несколько сотен (до 1800) метров, оснащенной ОВС мониторинга с датчиками температуры, давления и микросейсмических событий. Мониторинг в режиме реального времени позволит своевременно увидеть предвестники извержения, такие как усиленное поступление вулканических газов и флюидов по глубинным разломам. Кроме того, информация по скважине даст представление о перспективах использования геотермальной энергии вулкана. В качестве возможного места для буровой площадки следует рассмотреть участок в районе станции «Мир» канатной дороги Азау.

#### **Список литературы**

1. Поляк Б.Г. (1965). Тепловая мощность межпароксимальной стадии активности Мутновского вулкана. // *Доклады АН СССР*, т.162, № 3. С. 643-646.
2. Муравьев А.В., Поляк Б.Г., Турков В.П., Козловцева С.В. (1983). Повторная оценка тепловой мощности фумарольной деятельности вулкана Мутновского (Камчатка). // *Вулканология и сейсмология*, 1983, № 5. С. 51-63.
3. Кирюхин А.В., Леонов В.Л., Слобцов И.Б., Делемень И.Ф., Пузанков М.Ю., Поляков А.Ю. и др. Моделирование эксплуатации участка Дачный Мутновского геотермального месторождения в связи с обеспечением теплоносителем Мутновской ГеоЭС 50 МВт // *Вулканология и сейсмология*, 2005. № 5. С.19-44.
4. Кирюхин А.В., Корнеев В.А., Поляков А.Ю. О возможной связи сильных землетрясений с аномальными изменениями давления в двухфазном геотермальном резервуаре. // *Вулканология и сейсмология*, 2006, №6, с.3-11
5. Богатилов О.А. (2006). Исследование «спящих» вулканов. // Сб.: Лекции лауреатов Демидовской премии (1993-2004). Екатеринбург, Изд-во Екб. Ун-та. с.483-495.

6. Горбатиков А.В., Рогожин Е.А., Степанова М.Ю., Харазова Ю.В., Рыбин А.А., Сысолин А.И., Андреева Н.В. (2018). Особенности глубинного строения и вулканической активности горы Эльбрус по комплексу геолого-геофизических данных. // Сб.: Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии. // *Материалы 50 Тектонического совещания*, Т.2, Изд-во ГЕОС, Москва, С.149-154.

7. Собисевич А.Л., Нечаев Ю.В., Арбузкин В.Н., Трофименко Е.А., Пруцкий Н.И., Греков И.И. Новые геофизические данные о структуре магматических образований в районе Эльбрусского вул-канического центра // *Исследования в области геофизики*. М.: ОИФЗ РАН, 2004. С.272–285.

8. Лиходеев Д.В., Михаленко В.Н. (2012). Температура кровли магматической камеры вулкана Эльбрус. // *Геофизические исследования*. Т.13. № 4. С.70-75

## **Geothermal monitoring**

**Alexander Muravyev<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Geological Institute, the Russian Academy of Sciences, Moscow*

Modern technologies of measurement and data transmission reveal new horizons in the study of the geothermal field. The most important objectives solved with the help of geothermics include control of thermodynamic conditions in the development of hydrocarbon fields, the assessment of geothermal resources and the prediction of natural disasters - volcanic eruptions and earthquakes. One of the most effective tools in solving these problems is geothermal monitoring, i.e., conducting continuous or periodic measurements of the temperature and thermal radiation of the Earth by means of various methods - surface, downhole and remote sensing.

A standard underground monitoring system consists of one or several P-T gauges mounted on a tubing string and connected by cable to a ground control and data acquisition module. Data can be transmitted remotely, usually via the SCADA satellite system. Subsurface geothermal monitoring is widely used in the oil and gas industry. The integrated management system of the “smart” field may include downhole gauges, DTS system, flow meters and seismic sensors array. Temperature monitoring is used to diagnose problems in production wells - to find out the reasons for decrease in productivity, to identify behind casing leaks, to control critical thermodynamic conditions of the hydrocarbons for flow assurance. DTS systems in combination with sensors on Fiber Bragg gratings are successfully used to identify productive intervals, break through water and gas cones, to evaluate perforation efficiency, to optimize production, and to plan reservoir stimulation.

Temperature and pressure monitoring at geothermal fields allows developers to constantly update the thermodynamic model of the field and plan geological and technical measures, such as pumping and drilling new wells.

Monitoring temperature and pressure is beneficial for prediction not only volcanic eruptions, but also strong earthquakes. The stress state and deformations of the earth's crust often cause a decrease in the level of groundwater and a decrease in temperature, and the formation of microcracks shortly before an earthquake leads to a decrease in reservoir pressure. In order to control volcanic and seismic activity, forecast and reduce the risks of eruption and earthquakes, it is recommended to drill an observation well on the slope of Elbrus with the installation of an underground fiber-optic system for temperature, pressure and microseismic events monitoring.

# *Влияние свободной тепловой конвекции на результаты температурных измерений в скважинах*

**Демежко Дмитрий Юрьевич, Хацкевич Богдан Дмитриевич, Миндубаев Мансур Габдрахимович**

*Институт геофизики УрО РАН, Екатеринбург*

## **Введение**

Температурные измерения в буровых скважинах являются одним из главных инструментов геотермических исследований. Появление современных датчиков, аппаратуры и систем регистрации, обеспечивающих высокую точность, стабильность, пространственное и временное разрешение температурных измерений, позволило существенно расширить сферу применения скважинной термометрии. Однако возможности этих приложений не всегда могут быть реализованы в полной мере вследствие влияния свободной тепловой конвекции (СТК) жидкости или воздуха в скважинах. Нестационарный характер СТК ведет к температурным вариациям, что представляет значительный источник погрешностей при проведении высокоточных температурных измерений. Термические эффекты СТК в водонаполненных скважинах отмечались многими исследователями (Gretener, 1967, Sammel, 1968, Cermak et al, 2008a, Демежко и др., 2012). Однако ограниченные возможности проведения экспериментов в реальных скважинах, невозможность управления основными параметрами, определяющими конвекцию (диаметром скважины, температурой, температурным градиентом, числом Рэлея), а также влияние датчиков и проводов не позволили верно оценить структуру конвективных течений и количественно описать возникающие термические эффекты. Так, согласно сложившимся представлениям [van der Merwe, 1951, Cermak et al, 2008b; Berthold and Börner, 2008] течения СТК организованы в виде вертикальной последовательности конвективных ячеек (по типу ячеек Рэлея-Бенара в плоском слое). Отсюда и стремление многих исследователей связать амплитуду температурных возмущений с вертикальным размером конвективной ячейки (напр., Diment and Urban, 1983). При этом попытки экспериментально оценить вертикальный размер успехом не увенчались. В докладе описаны результаты теоретических (численное моделирование) и экспериментальных (в лабораторных условиях и *in situ*) исследований СТК, приведены сведения об эффективных системах подавления конвекции при проведении температурных измерений в скважинах.

## **Численное моделирование**

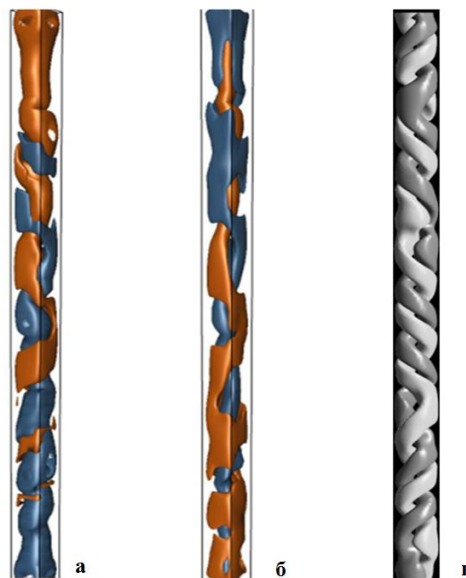
Численное математическое моделирование, независимо проведенное двумя коллективами [Миндубаев, Демежко, 2012, Хорошев, 2012], показало, что конвективные потоки в вертикальном цилиндрическом канале организованы в виде системы винтовых струй, не имеющих вертикального ограничения (рис.1). Температурные эффекты СТК разделяются на кратковременные колебания температуры относительно ее среднего значения и долговременный эффект, проявляющийся в виде систематического занижения геотермического градиента [Демежко и др., 2017]. При увеличении числа Рэлея от 350 до 3700 в канале диаметром 50 мм модуль полного вектора скорости конвективных течений возрастает от 0.2 до 0.8 мм/сек. Амплитуда температурных колебаний (выраженная



среднеквадратическим отклонением  $\sigma$  от среднего значения) практически не зависит от числа Рэлея, а определяется геотермическим градиентом ( $G$ ) и радиусом канала ( $r$ ):  $\sigma \approx 3Gr$ . От числа Рэлея зависит спектральный состав колебаний: при его увеличении происходит перераспределение спектральной плотности в пользу высокочастотных колебаний.

Долговременный эффект критически важен при оценке глобального теплового баланса Земли по измерениям тепловых потоков в скважинах. При наличии конвекции температурные исследования в них будут давать заниженные значения теплового потока.

Рис. 1. Спиральная структура течений СТК в водонаполненном вертикальном канале: изоповерхности температурных аномалий (а) и вертикальной компоненты скорости (б) при  $Ra=1500$ ,  $Pr=8$ , аспектном отношении 80 [Миндубаев, Демежко, 2012]; изоповерхности вертикальной компоненты скорости (в) при  $Ra=9000$  и аспектном отношении 80 [Хорошев, 2012].



### Лабораторный эксперимент

Для лабораторных исследований структуры СТК был разработан метод инфракрасной термографии, заключающийся в регистрации с помощью тепловизора температурных аномалий, возникающих на внешних стенках вертикальной водонаполненной трубы, в которой поддерживаются условия конвекции. Геотермический градиент на внешних стенках трубы обеспечивает восходящий поток теплого воздуха от тороидального нагревателя. Эксперимент с трубой внутренним диаметром 20 мм показал, что при незначительном превышении критического значения числа Рэлея ( $Ra = 280 - 2800$ ) течения СТК представляют собой спиральную систему (рис.2), вращающуюся вокруг вертикальной оси. При возрастании числа Рэлея от 280 до 2800 шаг спирали уменьшается от 270 до 130 мм. Напротив, угловая скорость вращения спиральной системы возрастает от  $0.7 \times 10^{-2}$  to  $3.4 \times 10^{-2}$  рад/с. Эксперимент подтвердил полученную ранее зависимость среднеквадратического отклонения температурных вариаций от геотермического градиента и внутреннего радиуса скважины.

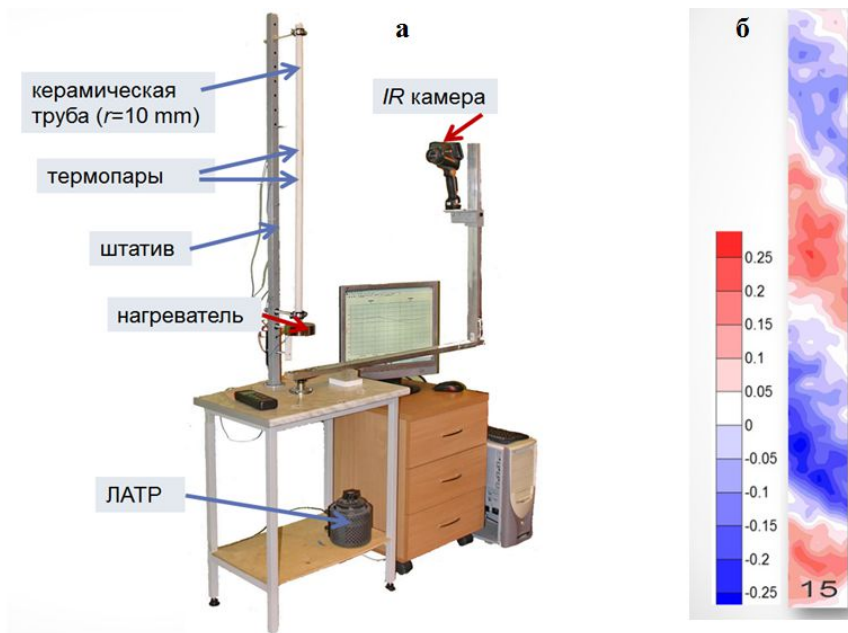


Рис. 2. Лабораторная установка для изучения СТК методом инфракрасной термографии (а) и зарегистрированные тепловизором температурные аномалии (К) на внешних стенках трубы (после исключения температурного тренда)

### Результаты измерений в реальных скважинах

Оценка амплитуды температурного шума, вызываемого СТК, без проведения длительного температурного мониторинга – одна из важных задач геотермических исследований скважин. До настоящего времени все предложенные для этой оценки соотношения требовали знания величины вертикального размера ячейки – характеристики, основанной на неверном представлении о структуре течений. Нами впервые была предложена зависимость, в которой единственным характерным размером является радиус скважины. Для проверки справедливости соотношения  $\sigma/r=kG$  были проанализированы данные температурного мониторинга, полученные как на лабораторной установке, так и в реальных скважинах в диапазоне трех порядков изменения градиента – от 0.01 до 10 К/м (рис.3). Большая часть точек лежит в диапазоне  $\sigma/r=(3\div 1.5)G$ . Уменьшение коэффициента ниже  $k=1.5$  можно объяснить влиянием системы температурных измерений, занимающей некоторую часть пространства скважины, или влиянием буровой жидкости повышенной вязкости – факторов, способствующих подавлению СТК.

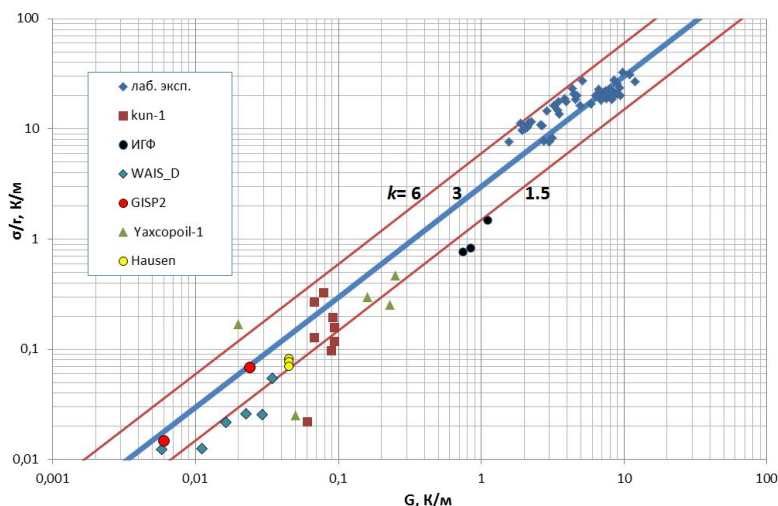


Рис.3. Экспериментальная зависимость амплитуды температурных колебаний (среднеквадратического отклонения  $\sigma$ ), нормированной на радиус скважины  $r$  от температурного градиента ( $G$ ). Прямые линии соответствуют соотношениям  $\sigma/r=kG$ .

### Эффективное подавление СТК

Неверные представления о структуре СТК реализованы во всех известных технических средствах подавления конвекции в скважине. Они сводятся к разделению скважины по вертикали на отдельные интервалы с помощью пакеров [Colombani et al., 2016], либо горизонтальных дисков [Harries and Ritchie, 1981; Vroblesky et al., 2006]. Предполагается, что этот интервал должен быть меньше вертикального размера ячейки.

Так как течения СТК образуют вращающуюся спиральную систему восходящих и нисходящих струй и не ограничены по вертикали наиболее эффективным методом подавления СТК является разделение скважины вертикальными пластинами на отдельные сектора или сегменты (рис.3а), уменьшающие эффективное сечение скважины и число Рэлея, с одной стороны, и предотвращающее возможность вращения системы – с другой [Патент...]. Пример подавления температурного шума приведен на рис. 3б.

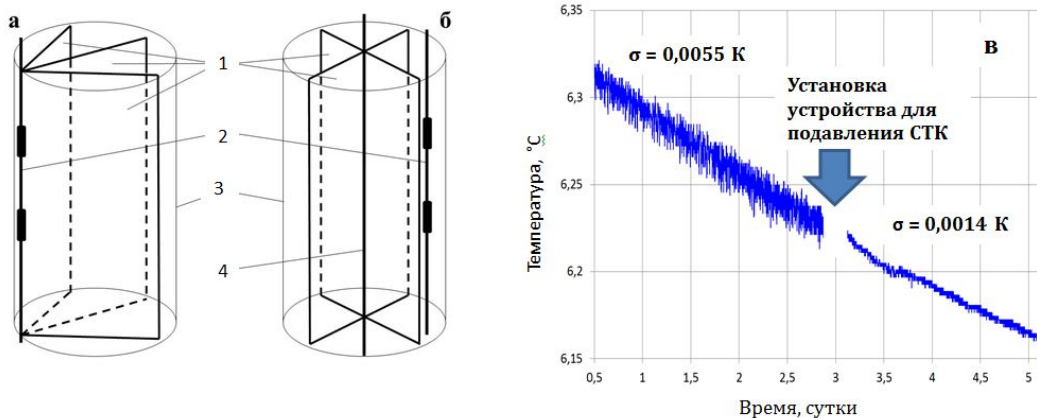


Рис. 4. (а,б) - схема устройства для подавления СТК [Патент 2678174...] и его расположение в скважине: а - на гирлянде температурных датчиков, б – на отдельном

подвесе. 1 – полоса полимерной пленки, 2 – коса датчиков температуры, 3 – скважина, 4 – подвес; (б) - пример подавления температурных колебаний СТК в скважине.

*Исследования выполнены при частичной поддержке РФФИ (проект №19-05-00050-а).*

### **Список литературы**

*Демежко Д.Ю., Юрков А.К, Уткин В.И., Климишин А.В.* О природе температурных вариаций в скважине Куп-1 (о. Кунашир) //Геология и геофизика. – 2012. - Т.53(3). - С.406-414

*Демежко Д. Ю., Миндубаев М. Г., Хацкевич Б. Д.* Температурные эффекты свободной тепловой конвекции в буровых скважинах //Геология и геофизика. – 2017. - Т.58 (10). - С. 1602-1610.

*Миндубаев М.Г., Демежко Д.Ю.* Свободная тепловая конвекция в буровых скважинах: численное моделирование и экспериментальные данные //Мониторинг. Наука и технологии. - 2012. - №4(13). - С.12-18

*Патент 2678174* Способ температурного мониторинга в водонаполненных скважинах / Хацкевич Б.Д., Демежко Д.Ю., Миндубаев М.Г. - дата госрегистрации 23.01.2019.

*Хорошев А. С.* Численное исследование свободно-конвективных течений в протяжённых вертикальных цилиндрических областях при постоянном вертикальном градиенте температуры на боковой поверхности //Вестник Самарского гос. аэрокосм. у-та. – 2012. - №. 5-1 (36). - С. 46-48.

*Berthold S., Börner F.* Detection of free vertical convection and double-diffusion in groundwater monitoring wells with geophysical borehole measurements //Envir. Geol. – 2008. - V. 54 (7), P. 1547-1566.

*Cermak V., Safanda J., Bodri L.* Precise temperature monitoring in boreholes: Evidence for oscillatory convection? Part I. Experiments and field data. //Int. J. Earth Sci. – 2008a. - V.97(2). - P.365-373.

*Cermak V., Bodri L., Safanda J.* Precise temperature monitoring in boreholes: evidence for oscillatory convection? Part II: theory and interpretation. //Int J Earth Sci. - 2008b. - V. 97(2). - P.375-384.

*Colombani N., Giambastiani B. M. S., Mastrocicco M.* Use of shallow groundwater temperature profiles to infer climate and land use change: interpretation and measurement challenges //Hydrological Processes. – 2016ю - V. 30(14). - P. 2512-2524.

*Diment W. H., Urban Th.C.* A simple method for detecting anomalous fluid motions in boreholes from continuous temperature logs. //GRC Trans. – 1983. - V.7. - P. 485–490.

*Gretener P.E.* On the thermal instability of large diameter wells—an observational report. //Geophysics. – 1967. – V. 32. P.727–738.

*Harries J. R., Ritchie A. I. M.* The use of temperature profiles to estimate the pyritic oxidation rate in a waste rock dump from an opencut mine //Water, Air, and Soil Pollution. - 1981. - V. 15(4). - P. 405-423.

*Sammel E. A.* Convective flow and its effect on temperature logging in small-diameter wells. //Geophysics. – 1968. - V. 33(6)/ - P.1004–1012.

*Van Der Merwe, J. H.* The influence of convection on measured borehole temperatures. //South African Journal of Science. – 1951. - 47.8. – P. 235-238.

*Vroblesky, D.A., Casey, C.C., and Lowery, M.A.* Influence of in-well convection on well sampling: //U.S. Geolog. Surv. Sci. Inv. Rep. – 2006. - V.5247. - 13 p.

## **Influence of free thermal convection on the results of borehole temperature measurements**

**D.Yu. Demezhko, B.D. Khatskevich, and M.G. Mindubaev**

*Institute of Geophysics, UB RAS, Yekaterinburg, Russia*

*Keywords: geothermy, borehole temperature measurements, free thermal convection; infrared thermography*

One of the main methods of geothermics is temperature measurements in boreholes. Development of modern equipment provides high accuracy, stability, spatial and temporal resolution of temperature measurements and significantly expands the geological applications of borehole temperature data. However, the capabilities of these applications often cannot be fully realized due to the effect of free thermal convection (FTC) of liquid or air in boreholes (wells). The non-stationary character of FTC leads to temperature variations, which represent a significant source of errors in conducting high-precision temperature measurements.

The results of theoretical (numerical modeling) and experimental (in lab and in situ conditions) FTC studies are described. A new experimental lab method of FTC studies is based on infrared thermography of temperature anomalies appearing on the outer walls of the vertical water-filled ceramic pipe, where conditions of convection are maintained. When the critical Rayleigh number is slightly exceeded ( $Ra = 300 - 3000$ ) the currents of thermal convection constitute a system consisting of 2 - 4 helical jets, rotating around a vertical axis. The dependences of the currents velocities, the frequency of rotation of the system, the pitch of the helix on the value of the Rayleigh number are estimated. According to the numerical modeling results the dependence of the temperature noise amplitude  $\sigma$  caused by FTC in water-filled boreholes on the geothermal gradient  $G$  and the borehole's inner radius  $r$ :  $\sigma \approx 3Gr$  was proposed. This dependence is confirmed by experimental data in the range of 3 orders of the geothermal gradient change (from 0.01 to 10 K/m). New tools for the effective suppression of FTC during borehole temperature measurements have been developed and tested

*РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МОРСКИХ  
АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫХ  
КОМПЛЕКСОВ*

## Молекулярно-электронные сейсмические датчики.

Агафонов Вадим Михайлович<sup>1</sup>, Егоров Егор Владимирович<sup>2</sup>, Егоров Иван Владимирович<sup>1</sup>, Зайцев Дмитрий Леонидович<sup>2</sup>, Курков Сергей Викторович<sup>2</sup>, Разин Андрей Юрьевич<sup>2</sup>, Шабалина Анна Сергеевна<sup>2</sup>

<sup>1</sup> *Общество с ограниченной ответственностью «Р-сенсорс», Долгопрудный*

<sup>2</sup> *Московский физико-технический институт (государственный университет), Долгопрудный*

### Введение

В настоящее время наиболее распространенным сейсмическим датчиком является электродинамический геофон. Его конструкция включает в себя катушку, подвешенную на пружине, закрепленной на жестко связанном с корпусом основании. При наличии колебательного движения корпуса, вызванного сейсмическим сигналом, на катушку действуют силы инерции, заставляющие ее перемещаться относительно основания. Одновременно на основании закреплен неподвижный магнит, благодаря чему при движении катушки относительно основания на ее выводах возникает электрическое напряжение являющееся выходным сигналом датчика.

В морской сейсморазведке большее распространение получили гидрофоны, для создания которых используется целый ряд технологий. Известны пьезоэлектрические [Wang, 2011], оптические [Shen, 2011], лазерные датчики на основе оптического отражения [Tan, 2011]. Практически, чаще всего используются пьезоэлектрические гидрофоны, прежде всего из-за более низкой цены.

Используемые в сейсморазведке датчики имеют существенные ограничения по частотному диапазону и чувствительности, особенно, на частотах менее 10 Гц. В то же время, регистрация низкочастотных сигналов имеет принципиальное значение для разведки глубокозалегающих горизонтов, а также для реализации современных методов обработки данных, в частности, полноволновой инверсии. В этой связи целью исследований и разработок, выполненных в МФТИ и в компании ООО «Р-сенсорс» в последние десять лет, было развитие технологии молекулярно-электронного переноса, направленное на создание сейсмических датчиков и гидрофонов с широкой полосой регистрации, предназначенных для использования в сейсморазведке [Egorov, 2017, Zaitsev, 2018].

Конструктивно, в сейсмическом датчике такого типа чувствительный элемент помещается поперек диэлектрического канала, заполненного высокопроводящей рабочей жидкостью. Датчик устроен таким образом, что при наличии внешнего сигнала жидкость в канале приходит в движение, что приводит к изменениям тока между электродами чувствительного элемента. Изменения электродного тока являются выходным сигналом.

Особенностями выходных параметров молекулярно-электронных датчиков являются расширенный, особенно в области низких частот, частотный диапазон, высокая чувствительность, широкий динамический диапазон. Датчики прошли всесторонние лабораторные исследования и полевую апробацию, результаты которых представлены в предлагаемом докладе.

### Методы создания молекулярно-электронных датчиков



Рисунок 1 иллюстрирует базовые принципы работы молекулярно-электронного преобразующего элемента, состоящего из двух симметрично расположенных пар электродов. В каждой паре один из электродов (катод) имеет более низкий потенциал относительно другого (анода). Электродная система размещается внутри канала, заполненного рабочей жидкостью. На концах канала размещены гибкие мембраны, позволяющие жидкости двигаться относительно электродов.

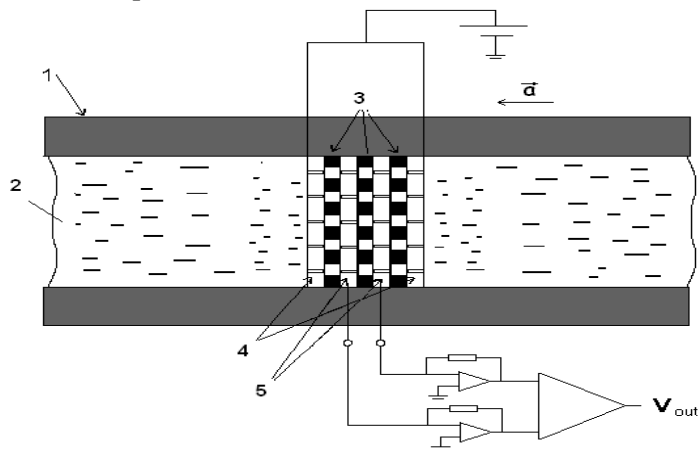
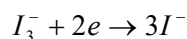


Рисунок 1. Принципиальная схема устройства молекулярно-электронного преобразующего элемента. 1 – канал, с жидкостью; 2 – рабочая жидкость; 3- диэлектрические разделители; 4 – аноды; 5 – катоды.

Как правило, в молекулярно-электронном преобразующем элементе используется йод-йодидный электролит, представляющий собой высококонцентрированный раствор йодида калия или лития с небольшой добавкой молекулярного йода. Последний присутствует в растворе в форме ионов три-йодида  $I_3^-$ .

Если между электродами приложена разность потенциалов, то в ячейке протекает электрический ток, существование которого становится возможным только из-за наличия в растворе ионов три-йодида, которые на катоде превращаются ионы йодида с передачей электронов в металл:



Величина электродного тока, таким образом, оказывается однозначно связанной с потоком ионов три-йодида через поверхность электрода:

$$I = -Dq \int_S (\nabla c, \mathbf{n}) \cdot dS$$

где  $D$  – коэффициент диффузии,  $c$  – концентрация ионов три-йодида  $\vec{n}$  – единичный вектор нормали к поверхности электрода,  $q$  – заряд через поверхность переносимый в единичной электрохимической реакции. Интегрирование проводится по всей поверхности электрода, находящейся в контакте с электролитом.

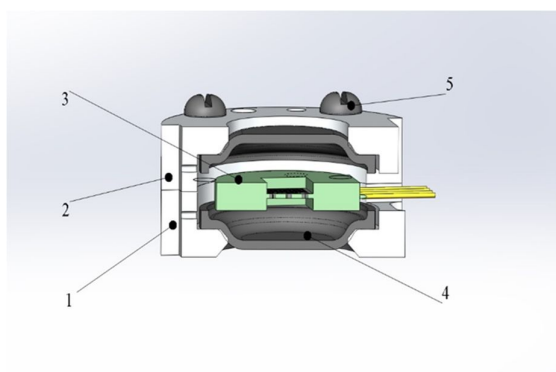
Работа молекулярно-электронного преобразователя основывается на том, что величина электродного тока зависит от скорости доставки активного компонента к электроду за счет конвективного, связанного с движением жидкости, механизма. Наиболее сильно эта зависимость проявляется в режиме насыщения, переход в который происходит при разности потенциалов между электродами более 100 мВ. В этом режиме величина тока определяется

скоростью доставки ионов три-йодида к катоду и перестает зависеть от разности межэлектродных потенциалов. В то же время, ток становится очень чувствительным к изменению скорости переноса ионов в объеме раствора. В частности, если жидкость приходит в движение, то поток жидкости либо увеличивает скорость доставки три-йодида к электродам, либо уменьшает, в зависимости от направления движения жидкости.

Выходным сигналом молекулярно-электронного преобразователя является разность катодных токов. Для симметричной ячейки, аналогичной показанной на рисунке 1, разность катодных токов в неподвижной жидкости равна нулю, а при движении жидкости один катодный ток возрастает, а другой уменьшается. Использование разностного тока позволяет компенсировать постоянную составляющую тока, повысить линейность преобразования и расширить динамический диапазон.

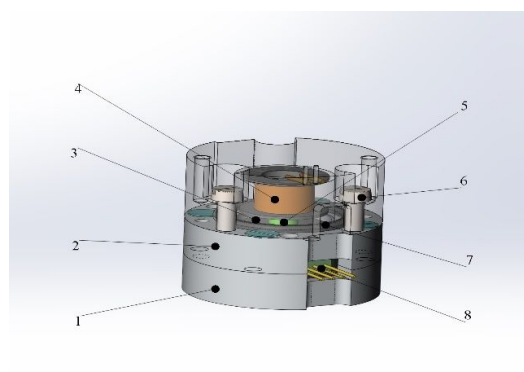
Молекулярно-электронный геофон представляет собой чувствительный элемент, содержащий микроканалы для перетока жидкости, помещенный в полость между двумя металлическими фланцами, ограниченную с обеих сторон гибкими резиновыми мембранами. Устройство молекулярно-электронного геофона иллюстрирует Рисунок 2.

Молекулярно-электронный датчик гидрофон разработан на основе геофона как показано на рисунке 3. Отличительной особенностью данной конструкции является наличие дополнительной крышки, формирующей замкнутый референсный объем, отделенный от внешней среды таким образом, что разница давлений во внешней среде и в референсном объеме создает переток жидкости через преобразующий элемент. Как геофон, так и гидрофон оснащаются механизмом электродинамической обратной связи, обеспечивающим стабильность параметров и линейность выходной характеристики.



1- фланец нижний; 2- фланец верхний; 3- чувствительный элемент с выводами; 4- резиновая мембрана; 5- винт

Рисунок 2 – Устройство молекулярно-электронного сейсмического датчика



1- фланец нижний; 2- фланец верхний; 3- мембрана; 4- катушка; 5- магнит; 6- винт; 7- электроды чувствительного узла

Рисунок 3 – Устройство молекулярно-электронного гидрофона

### Результаты. Экспериментальные данные по частотному диапазону и шумам

Амплитудно и фазо-частотные характеристики геофонов и гидрофонов исследовались на калибровочных стендах, сопоставлением с референсными датчиками и с помощью встроенного калибратора на основе механизма обратной связи. Результаты согласованы между собой. Полученные характеристики для геофона и гидрофона представлены на рисунках 4 и 5, соответственно.

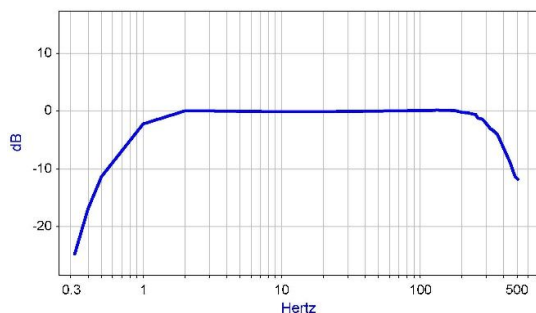


Рисунок 4. Амплитудно-частотная характеристика молекулярно-электронного геофона.

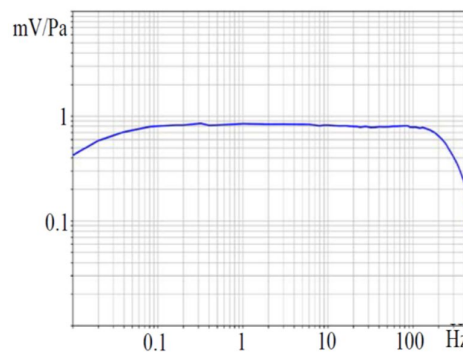


Рисунок 5. Амплитудно-частотная характеристика молекулярно-электронного гидрофона.

Измерения собственных шумов проводились методом корреляционного анализа. Два одинаковых датчика устанавливались в одном и том же тихом, в смысле малой интенсивности местного сейсмического или гидроакустического фона, месте. Полученные записи анализировались, исходный сигнал разделялся на составляющие коррелированные и некоррелированные для двух датчиков. Некоррелированная часть рассматривалась как собственный шум прибора. Полученные результаты приведены на рисунках 6 и 7.

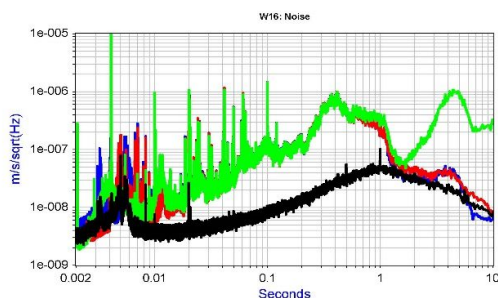


Рисунок 6. Собственный шум молекулярно-электронного геофона. Горизонтальная ось – период сигнала, вертикальная дБ относительно  $1 \text{ м} / \text{с}^2 / \sqrt{\text{Гц}}$ .

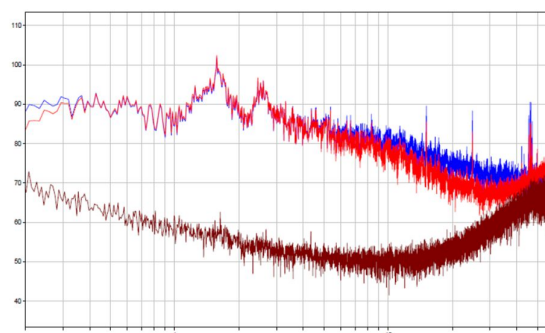


Рисунок 7. Собственный шум молекулярно-электронного гидрофона, в координатах модели Венца: горизонтальная ось – частота в Гц, вертикальная дБ относительно  $1 \mu\text{Па} / \sqrt{\text{Гц}}$ .

### Заключение

На основании полученных данных можно сделать вывод, что молекулярно-электронные сейсмодатчики и гидрофоны обеспечивают широкую полосу регистрации сейсмических (не менее 1-300 Гц) и акустических (0.02 – 300 Гц) сигналов и низкий уровень собственных шумов (спектральная плотность на частоте 10 Гц составляет  $8 \text{ нм} / \text{с} / \sqrt{\text{Гц}}$  и  $0.4 \text{ мПа} / \sqrt{\text{Гц}}$  для геофона и гидрофона, соответственно). С учетом невысокой стоимости в серийном

производстве, компактности и механической прочности, молекулярно-электронные датчики вполне могут найти широкое применение в морской и наземной сейсморазведке.

### **Благодарность**

Авторы благодарят РФФИ (грант № 18-07-00966 А) и Минобрнауки (ГЗ 8.12870.2018/12.1) за финансовую поддержку исследований, а также коллег из Института Физики Земли РАН (лаб. 703, рук. Собисевич А. Л., чл-корр. РАН) и АО «Южморгеология» за помощь в организации полевых исследований.

### **Список литературы**

*Egorov I. V, Shabalina A. S, and Agafonov V. M.* Design and Self-Noise of MET Closed-Loop Seismic Accelerometers, IEEE Sensors Journal., vol. 17, no. 7, pp. 2008–2014, 2017.

*Shen, B., Wada, Y., Koyama, D., Isago, R., Mizuno, Y. and Nakamura, K.* Fiber-optic ultrasonic probe based on refractive-index modulation in water, in Proceedings of SPIE7753 21st International Conference on Optical Fiber Sensors, 7753, pp.77539W, 2011.

*Tan, Y., Zhang, Y. and Guan, B.* Hydrostatic pressure insensitive dual polarization fiber grating laser hydrophone, IEEE Sens. J., vol. 11, no. 5, pp. 1169–1172, 2011.

*Wang Q., Liu R., Cheng P., Feng F., Jiang X., Liuet H.,* "Features and Technology of Piezoelectric Hydrophone", Advanced Materials Research, Vols. 199-200, pp. 1832-1835, 2011

*Zaitsev D. L., Avdyukhina S. Yu., Ryzhkov M. A., Evseev I. A., Egorov E. V., and Agafonov V. M.* Frequency response and self-noise of the MET hydrophone. Journal of Sensors and Sensors Systems. pp. 1–10, 2018.

## **Molecular-electronic seismic sensors.**

**Agafonov V. (LLC R-sensors), Egorov E. (MIPT), Egorov I. (LLC R-sensors), Zaitsev D. (MIPT), Kurcov S. (MIPT), Razin A. (MIPT), Shabalina A. (MIPT).**

### **Abstract.**

The seismic sensors and hydrophones based on the molecular electronics transfer (MET) technology suitable for using in seismic exploration has been developed in MIPT and LLC R-sensors and tested during last 10 years. The MET sensor comprises of permeable for liquid electrodes placed in a channel filled with a highly conductive electrolyte. When the external signal acts on the electrolyte, it flows through the electrode system. In turn the flow of the liquid results in the electric current variations that are proportional to the mechanical signal.

The MET sensors have number of distinctive features that could be very useful in seismic exploration:

- the expanded frequency range allows to improve the resolution of the data and the signal-to-noise ratio for the reflections from the deep layers of the Earth;
- high conversion factor in combination with low intrinsic noise allows to measure weak signals using single sensor for each registration channel;
- specially designed highly sensitive angular sensors allow separating the seismic signals to the components that correspond to the various wave types.

The results of the MET sensors comprehensive laboratory tests and field evaluations are presented in this report.

## *Акваторная электроразведка на постоянном токе.*

**Бобачев Алексей Анатольевич<sup>1</sup>, Сергеев Константин Сергеевич<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> *Геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова*

<sup>2</sup> *РГУ нефти и газа им. Губкина*

### **Введение**

Геофизические исследования на акваториях являются в настоящее время типичными инженерно-геофизическими задачами. Основным геофизическим методом в этом случае являются сейсмоакустические методы. Во многих случаях при работах на акваториях эффективным является применение электроразведки в различных модификациях. Электроразведка является интегральным методом и имеет низкую разрешающую способность, по сравнению с результатами сейсморазведочных наблюдений. Зато она позволяет получать физические свойства исследуемого разреза.

При работах на акваториях возможно применение различных методик наблюдений в зависимости от условий и решаемых задач. В первую очередь это измерения с плавающими установками. Например, работы методом сопротивлений по методике непрерывных акваторных зондирований (НАЗ) [Mansoor and Slater, 2007]. Они позволяют проводить вертикальные электрические зондирования с детальным шагом по длинным профилям. При таких работах вода является первым исследуемым слоем, и глубина воды существенно влияет на разрешающую способность метода.

Другим подходом является выполнение измерений с донными косами. Это гораздо более трудоемкий процесс, но позволяет получить более детальную информацию о верхней части донных отложений. Кроме того, использование донных кос позволяет проводить работы методом магнитотеллурических зондирования, который имеет гораздо более высокую глубинность.

В этой работе показаны примеры работ на акваториях с различными комплексами.

### **Непрерывные акваторные зондирования**

Методика непрерывных акваторных зондирований (НАЗ) является наиболее производительной методикой, так как работы проводятся в движении, а топографическая привязка данных проходит с использованием приемников GPS. Для таких работ используются многоканальные измерители. Одновременные измерения в большом диапазоне разносов возможны при использовании несимметричной установки с большой длиной разносов АВ. Схема такой установки представлена на рис. 1.

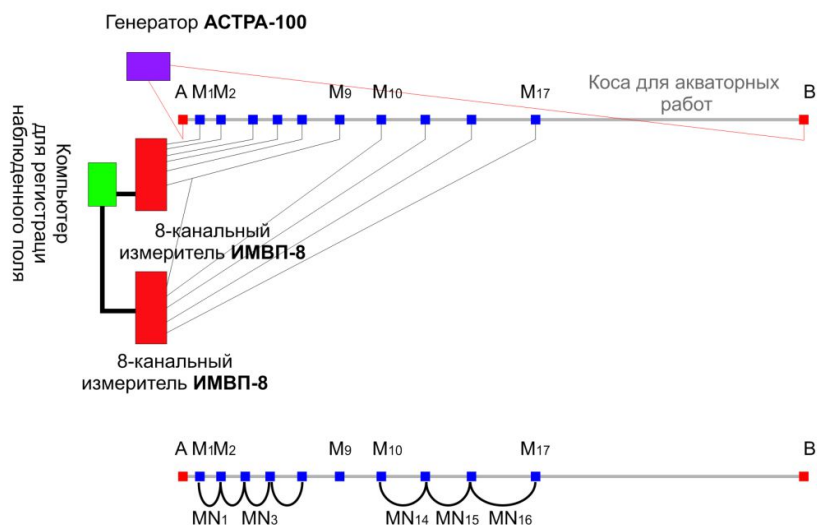


Рис 1. Схема одного из вариантов электроразведочной установки для методики НАЗ.

Длина рабочей косы зависит от глубинности работ и обычно составляет 150 – 300 метров, обеспечивая глубину исследования до 30-70 м от поверхности воды. Особенностью работ с плавающей косой является то, что вода является первым геоэлектрическим слоем. Разрешающая способность метода сопротивлений падает с глубиной. Таким образом, верхняя часть донных отложений будет проявляться как один слой, мощность которого сравнима с толщиной воды. Поэтому детальное изучение донных отложений возможно только при небольшой глубине воды.

Для метода НАЗ используется компактная аппаратура, что позволяет проводить работы на даже с небольших надувных лодок. При работе на море возможно проведение одновременных сейсмоакустических и электроразведочных наблюдений (рис. 2).

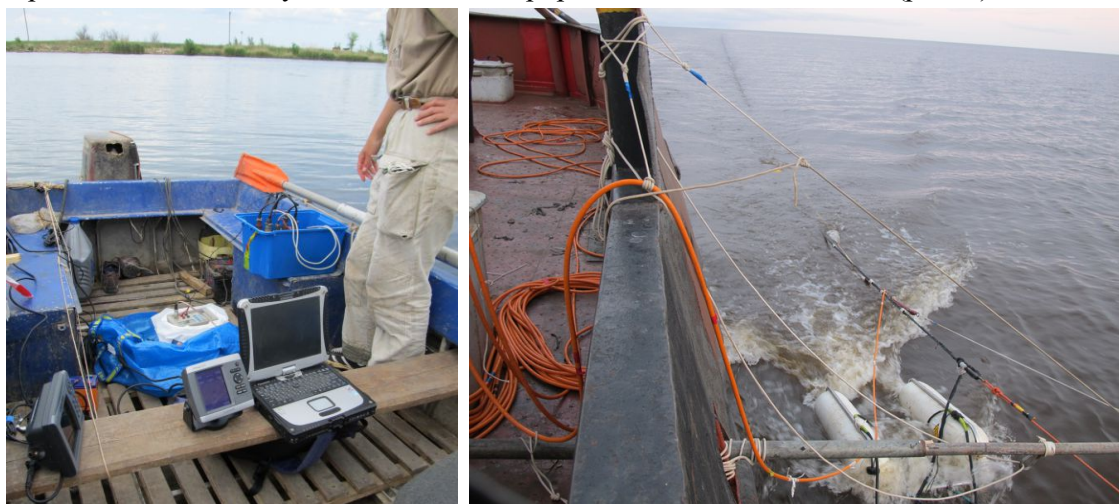


Рис 2. Аппаратура для непрерывных акваторных зондирований.

Наиболее эффективным является применение НАЗ при работах на глубинах до 8 м [Бобачев и Ерохин, 2011]. Однако при благоприятных соотношения удельного электрического сопротивления (УЭС) воды и осадков, полезную геологическую информацию удастся получать и при работах на больших глубинах. В качестве примера

представим результаты работ в Петрозаводской губе Онежского озера. Глубина воды при работах была примерно 20 метров. Максимальный разнос АВ/2=108 м.

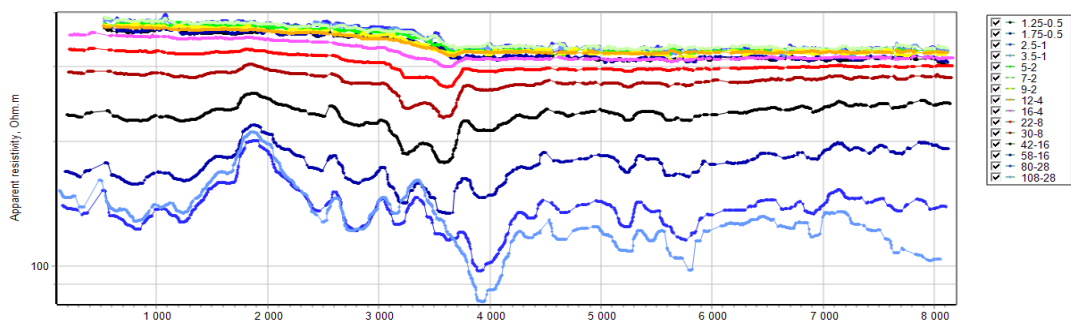


Рис 3. Результаты непрерывных акваторных зондирования в виде графиков профилирования для каждого разноса.

Полевые данные представлены в виде графиков профилирования. В первую очередь хочется отметить очень высокое значение УЭС воды - примерно 300 Ом.м. Более того, видно что в начале профиля (до ПК3500) значения УЭС воды еще выше (325 Ом.м). Как объяснить различные значения УЭС воды на разных участках профиля пока неясно.

Для интерпретации данных НАЗ использовалась 1D инверсия с фиксированием глубин слоев по результатам обработки данных сейсморазведки.

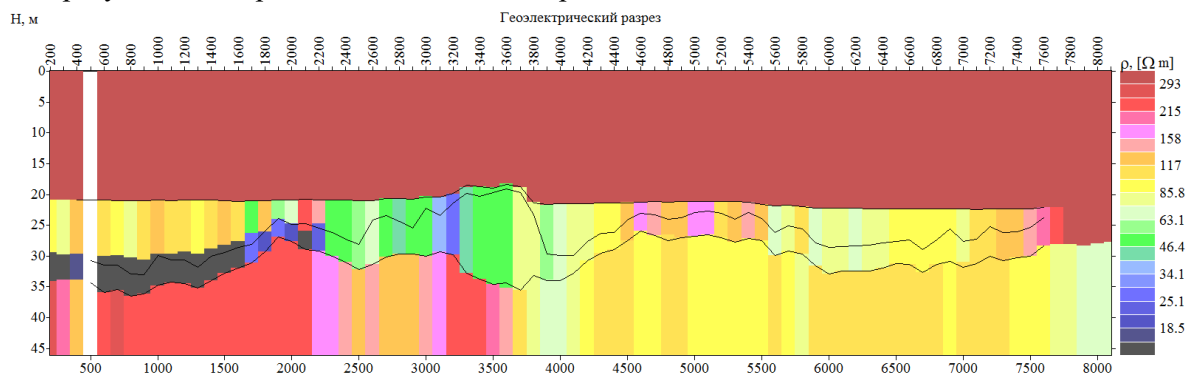


Рис 4. Результаты 1D инверсии данных НАЗ. Линиями показаны границы пластов по методу НСП.

В результате интерпретации видно, что выделенные по сейсморазведке пласты имеют сильную латеральную изменчивость и соответствуют различным литологическим комплексам.

### Донные установки

Более детальную информацию о строении донных отложений позволяют получить донные установки. Для этого электроразведочная коса опускается на дно и работы выполняются по обычной электротомографической методике. На Онежском озере работы выполнялись с 48 -электродной косой с шагом 2 м. На рис. 5 показан результат 2D инверсии одного из профилей



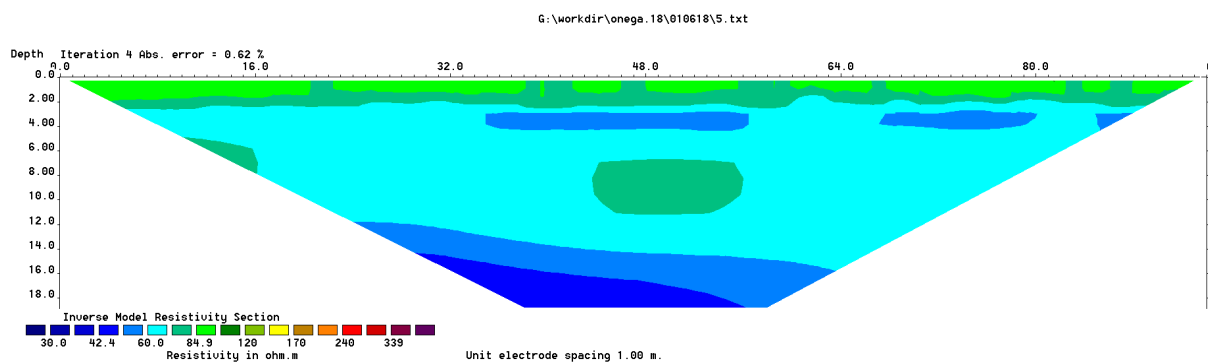


Рис 5. Результаты 2D инверсии донной электротомографии.

### Заключение

Выполненные методом электроразведки работы показывают эффективность применения электроразведки при изучении донных отложений. Конечно, электроразведка не может обеспечить детальность выделения границ, получаемых сейсморазведкой. С другой стороны, физические свойства изучаемых отложений лучше проявляются именно в результатах электроразведки.

### Список литературы

*Бобачев А. А., Ерохин С. А.* Практика применения электротомографии на малоглубинных акваториях // Инженерные изыскания. — 2011. — № 11. — С. 24–29

*Mansoor N. and Slater L.* Aquatic electrical resistivity imaging of shallow-water wetlands. - 2007.- GEOPHYSICS, 72(5), F211-F221.

### **Resistivity method for aquatic survey**

*Bobachev A.A. (Lomonosov Moscow State University, geological faculty, Sergeev K.S. (Gubkin Russian State University of Oil and Gas), Gorin A.D. (Gubkin Russian State University of Oil and Gas)*

The water area allows to use various methods of observation, depending on the conditions and the tasks being solved. First of all, these are continuous aquatic soundings. This technology allows to carry out vertical electrical soundings in a continuous mode (with 1-2 meter distance depending on the speed of the ship). It results in detailed work on long profiles with shallow depths of bottom (less than 10 meters usually). We show the gradient array, which is the best for continuous observations since it allows measurements from a single AB line in a wide range of spacing. The length of the MN depends on the spacing, providing a sufficient signal level. The practical results for different objects are discussed.

Another approach is to perform Electric Resistivity tomography survey with bottom streamers. Such survey is a much more labor-intensive process. It requires unwinding and raising the cable for each arrangement. The advantage of such technology is detailed information about the upper part of bottom sediments. It demonstrated by field examples.

A special case of aquatic measurements is work in seawater with high electrical conductivity. Such work requires the use of specialized generators and cables, allowing work with currents of 20-200 amps.

## *Универсальная технология сейсморазведочных работ с использованием сейсмических автономных необитаемых подводных аппаратов.*

**Торопов Евгений Евгеньевич<sup>1)</sup>, Семенов Дмитрий Олегович<sup>1)</sup>, Семенов Вячеслав Борисович<sup>1)</sup>, Токарев Михаил Юрьевич<sup>2)</sup>, Половков Вячеслав Владимирович<sup>3)</sup>.**

<sup>1)</sup> АО "ЦКБ МТ "Рубин", г. Санкт-Петербург

<sup>2)</sup> НОЦ «Нефтегазовый центр МГУ», г. Москва

<sup>3)</sup> ФГБОУ «СПбГУ», г. Санкт-Петербург

В настоящее время сейсморазведка применяется на всех этапах освоения ресурсов нефти и газа, при поиске 2D-сейсморазведка, а при разведке и разработке месторождений требуется детализация геологической модели месторождений на основе высокоплотной 3D сейсморазведки. Технология сейсморазведки заключается в излучении в воде мощных низкочастотных акустических сигналов, которые проникают в грунт и отражаются от различных неоднородностей, а также полостей в грунте, содержащих залежи углеводородов. Далее отраженные сигналы фиксируются, например, полем донных станций, оборудованных геофонами или полем донных сейсмокос, либо сейсмокосами буксируемыми за надводным судном. Зарегистрированные сигналы обрабатываются на мощных компьютерах по специальным программам, позволяющим обрабатывать и интерпретировать зарегистрированные сигналы.

Недостатком технологии проведения сейсморазведки с надводного судна является существенная зависимость от погодных условий, таких как штормовая обстановка, туманы, обледенение судна, а также продолжительный период ледовых условий на большей части Северного Ледовитого Океана. Длительность рабочего сезона для разных акваторий с учетом погодных условий изменяется от 2 до 5 месяцев, а в некоторые года отдельные моря вообще не освобождаются ото льда, что делает сейсморазведку с надводного судна технически трудноосуществимой и экономически не эффективной.

Таким образом, необходимо создание научно-технологического задела в разработке новых технологий сейсморазведки на основе робототехники, например, создание универсальной технологии сейсморазведочных работ с использованием сейсмических автономных необитаемых подводных аппаратов (САНПА). Такая технология позволит создать в толще воды различные типы сейсморегистрирующих решеток с оптимальными шагами каналов, в том числе преимуществом технологии будет является возможность раскладки САНПА на морском дне. Такой робототехнический комплекс с использованием САНПА будет способен осуществлять сейсморазведку в любое время года независимо от погодных условий, а также в труднодоступных районах акваторий Арктического шельфа.

САНПА можно, по мнению авторов, считать аналогом буксируемых сейсмокос надводным судно-носителем, создающих сейсморегистрирующую площадку (решетку) для принятия отраженных упругих (сейсмических) волн от внутренней структуры земной коры.

Робототехнический комплекс позволит проводить 2D, 3D сейсморазведку с построением САНПА практически в любую наперед заданную расстановку аппаратов, которая будет являться оптимальной для конкретных условий сейсморазведки с требуемой точностью выполнения работ, а также обеспечит возможность мониторинга процесса разработки месторождений (сейсморазведка 4D).

Такой робототехнический комплекс с САНПА обеспечивающий сейсморазведочные работы может состоять из одного или более комплектов технических средств сейсморазведки, которые могут быть представлены в виде «гаража» запуска/приема САНПА с расчетным количеством, например, около 200 шт. (рисунок 1). Управление таким комплексом будет осуществляется с поста управления сейсморазведкой размещаемого на судне-носителе робототехнического комплекса.



Рисунок 1 – Комплект технических средств с САНПА в составе робототехнического комплекса (слева), возможное размещение комплекта технических средств в 40 футовом контейнере (справа)

Предполагается круглогодичная эксплуатация робототехнического комплекса в акваториях арктических морей с тяжелыми ледовыми условиями, с использованием в качестве носителя судна ледового класса. При необходимости проведения сейсморазведочных работ с помощью робототехнического комплекса в открытых от льда акваториях может использоваться надводное судно-носитель не ледового класса.

Робототехнический комплекс предусматривает использование группового управления САНПА с формированием заданной конфигурации группы (расположение объектов в пространстве), поддержанием конфигурации при маневрировании, а также перемещения группы по предписанной траектории. Одним из основных способов обеспечения устойчивости конфигураций группы САНПА будет являться управление по принципу «лидер-ведомый», когда все объекты формации связываются этим отношением.

Ведомые управляют своим движением на основе измерения параметров собственного движения, параметров движения своего «лидера», а также своего положения относительно «лидера».

В соответствии с этим, все участники группы, по принципу «лидер-ведомый», будут разделены на:

- «лидер» - АНПА «Лидер» представит из себя автономный аппарат, занимающий оптимальное положение в составе группы;
- «ведомые» - САНПА представят из себя автономные аппараты в состав которых войдут сейсморегирующие модули, содержащие гидрофон и многокомпонентные геофоны.

Контроль за работой группой будет осуществляться с поста управления подводной сейсморазведкой который также будет предназначен для управления автоматизированными

техническими средствами операций запуска и приема аппаратов, а также считывания и первичной обработки полученных сейсмических данных с САНПА и их технической диагностики систем.

В миссию сейсморазведки аппаратов будет включаться выполнение действий по осуществлению запуска аппаратов с переходом аппаратов в заданный район сейсмических исследований с последующим построением их в сейсморегистрирующую площадку по предписанному алгоритму ведения сейсморазведки, рисунок 2.

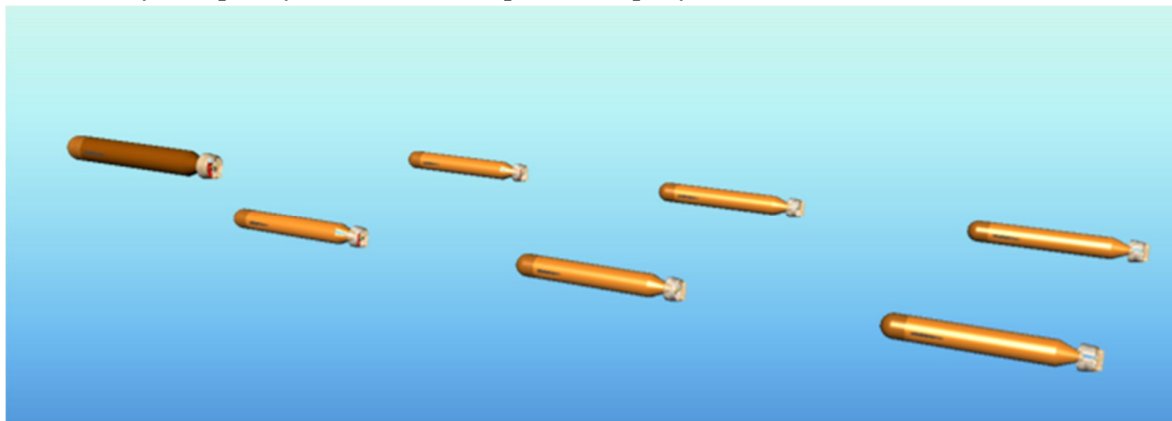


Рисунок 2 - Общий вид построения группы аппаратов в сейсморегистрирующую площадку.

После окончания выполнения миссии, аппараты будут возвращаются к комплексу технических средств в составе робототехнического комплекса, где будет осуществляется их загрузка с последующей зарядкой аппаратов, и передачей полученной сейсмической информации на пост управления сейсморазведкой для последующей оценки её на судне-носителе. При необходимости получения дополнительной сейсмической информации, будет осуществляться загрузка новой миссии в группу с последующим запуском для ее выполнения.

На данный момент проработаны научно-технические аспекты технологии проведения сейсморазведочных работ с использованием группы САНПА.

Рассмотрены и обоснованы требования к точности позиционирования САНПА с критериями точности для различных задач сейсморазведки (региональные, детальные, инженерные работы), где обоснования основываются на результатах математического моделирования с учетом принятых в отрасли стандартах. Также рассмотрены вопросы компоновки модуля полезной нагрузки САНПА для размещения оборудования регистрирующего сейсмические сигналы, даны рекомендации по типам датчиков, используемых для регистрации волнового поля, основанные на анализе используемого геофизического оборудования и комплектующих, а также современных тенденциях в отрасли.

Таким образом использование групп САНПА позволит выполнять сейсморазведочные работы в любой акватории мирового океана. Особенно эффективно, использование такой технологии в районе замерзающих морей. Такая универсальная технология сейсморазведочных работ даст возможность создания принципиально новых методик проведения сейсмических съемок, индивидуальных для конкретных сейсмогеологических условий.

## **Comprehensive Seismic Exploration Method with the Use of Seismic Autonomous Unmanned Underwater Vehicles.**

**Yevgeny Ye. Toropov<sup>1)</sup>, Dmitry O. Semyonov<sup>1)</sup>, Vyacheslav B. Semyonov<sup>1)</sup>, Mikhail Yu. Tokarev<sup>2)</sup>, Vyacheslav V. Polovkov<sup>3)</sup>.**

*JSC "CDB ME "Rubin", Saint Petersburg*

*<sup>2)</sup> Research Center "MSU Oil and Gas Center", Moscow*

*<sup>3)</sup> Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Saint Petersburg State University", Saint Petersburg*

The seismic survey method comprises the radiation in water of powerful low-frequency acoustic signals that penetrate through soil and are reflected from various soil irregularities as well as cavities containing hydrocarbons deposits. Then, the reflected signals are caught, for example, by the field of bottom stations fitted with geophones or by the field of bottom seismographs or seismic streamers towed behind the surface ship.

A drawback of towed streamer seismic exploration done from a surface ship is high dependence on weather conditions like storms, fogs, ship's hull icing, as well as a long sea ice cover period over the major part of the Arctic Ocean. The duration of ice season, weather conditions taken in account, in various aquatic areas can be two to five months, while there are times when some of the seas are ice-packed all year round, which makes seismic exploration from surface ships technologically infeasible and cost-unjustifiable.

Thus, research and engineering blueprinting is required in the development of new robotic-based seismic prospecting methods, for example, a comprehensive seismic survey method with the use of seismic autonomous unmanned underwater vehicles (SAUVs). This robotised system involving SAUVs would be able to do seismic exploration at any time of the year without regard to the weather and in hard-to reach areas on the Arctic shelf as well.

The robotised system will allow the 2D/3D seismic survey with the arrangement of SAUVs practically as per any scheme of vehicles planned in advance that will be an optimum one for specific conditions of seismic exploration with required accuracy of work execution and it also ensure the monitoring for the process of field development (4D seismic survey).

Such SAUV robotic system ensuring seismic survey works may consist of one or more sets of seismic survey engineering devices that can be presented as a "garage" of SAUV launch/recovery with design number, for example, about 200 units (Figure 1).

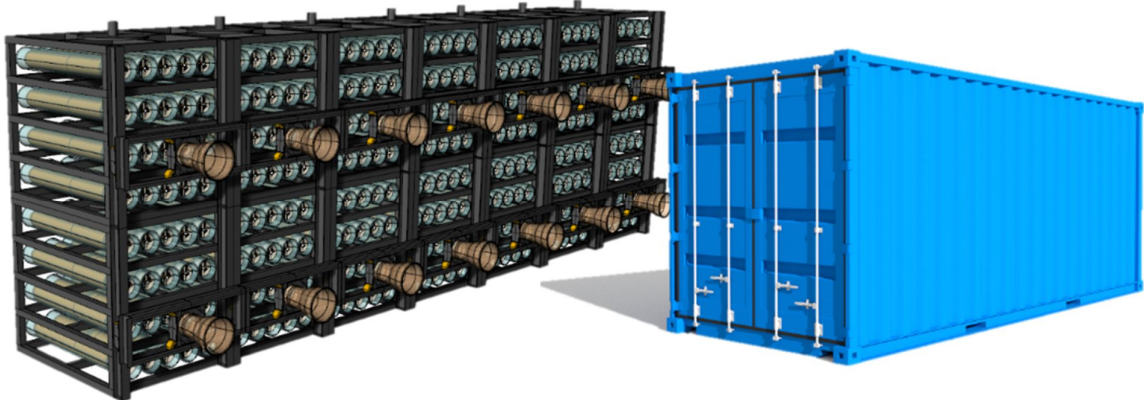


Figure 1 – Technical devices set within the SAUV robotic system (left). Possible arrangement of technical devices set in 4-foot container (right)

The robotic system envisages a group control of SAUVs with the prescribed configuration (attitude of objects) of the group being formed and the configuration being maintained during manoeuvring as well as travel of the group as per the predefined trajectory. One of the main ways to provide the stability of SAUV group configurations is to control it based on the “leader-led” principle, when all objects of the formation interact as per this relation.

The seismic survey mission of vehicles will include execution of activities to release the vehicles with their transition to a predefined area of seismic survey with their further arrangement into a seismic recording network as per the predefined algorithm of seismic survey conduct (Figure 2).

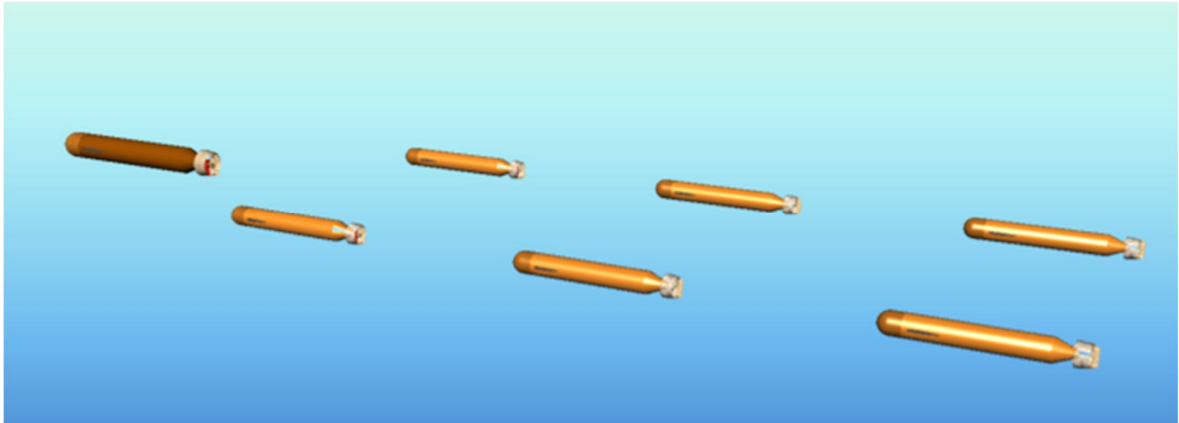


Figure 2 - General view of arrangement of vehicle group into a seismic recording network.

At present, scientific and technical aspects have been elaborated for conduct of seismic survey works with the use of SAUVs.

Thus, the use of SAUV groups will make it possible to perform seismic survey works in any water area of the world ocean. The use of this method in freezing seas is especially effective. Such versatile technique for seismic survey activities will give an opportunity for the development of principally new seismic survey procedures individual for specific seismogeological conditions.

# *Гидроакустические средства дистанционного исследования морского дна и верхней части осадков*

**Мерклин Лев Романович, Плешков Антон Юрьевич, Пивнев Петр Петрович,  
Скнаря Анатолий Васильевич, Тарасов Сергей Павлович**  
*ООО «Морские Инновации», Москва*

## **Введение**

В связи с непрерывно возрастающим интересом к освоению подводных территорий, не смотря на все сложности, постоянно увеличивается количество инженерных работ и геологических изысканий, выполняющихся под водой. Широко применяются гидроакустические обзорно поисковые системы при проведении геофизических работ. Для решения актуальных задач геологии, связанных с исследованием и анализом донных структур на шельфе моря, с целью поиска полезных ископаемых, определения структуры дна для строительства инженерных гидросооружений, оценки сапропелевых накоплений во внутренних водоемах для добычи органических удобрений, оценки иловых загрязнений для экологического контроля, перспективным представляется применение различных гидроакустических средств.

Для дистанционного исследования морского дна и верхней части осадочного чехла целесообразно совместное использование таких приборов и систем как: гидролокатор бокового обзора (в том числе – интерферометрический) и параметрический профилограф высокого разрешения. Серьезное преимущество комплексирования гидроакустических методов состоит в том, что они позволяют контролировать как подводную часть объектов, так и заиленную в морском грунте, причем мутность воды не является для этого помехой. Для повышения качества исследовательских работ необходимо постоянно совершенствовать оборудование. Эффективность современных методов гидроакустики в изыскательских работах морской геологии, может быть существенно увеличена при построении аппаратуры на принципах использования сложных широкополосных сигналов.

**Методика проведения работ и результаты экспериментальных исследований.** Гидролокаторы бокового обзора (ГБО) – одни из наиболее известных и эффективных средств площадных исследований морского дна [1-3]. Гидролокатор бокового обзора предназначен для исследования и изучения поверхности морского и речного дна, поиска и обследования объектов в мелководных районах и построения акустического изображения дна акватории.

Параметрический профилограф (ППФ) предназначен для поиска и обследования заиленных объектов на мелководье; построения акустического изображения придонных осадочных структур; обследования гидротехнических сооружений (опоры мостов, гидроэлектростанции, плотины и др.). Основной особенностью параметрических профилографов, принцип действия которых основан на нелинейном взаимодействии акустических волн, является высокая направленность в излучении низкочастотных, хорошо проникающих в донные осадки сигналов, в широком частотном диапазоне [3,7].

Общим принципиальным достоинством параметрических узколучевых профилографов является то, что один и тот же объем среды в пределах узкого луча, одинакового на всех частотах, озвучивается с высоким пространственным разрешением, обеспечивая достоверное измерение параметров. Сравнительно невысокий энергетический потенциал



параметрического излучателя также может быть скомпенсирован использованием сложных широкополосных сигналов с большой базой и соответствующей временной обработкой в приеме.

Использование принципов нелинейной акустики позволяет получить в низкочастотной части излучаемого спектра узкую характеристику направленности антенны и дает возможность использовать профилограф не только для детального исследования осадочных слоев в толще дна (получения распределения слоев по глубине), но и применять его для поиска малоразмерных объектов в толще дна.

Наиболее перспективно комплексирование указанных систем, что позволяет получить карту акустических изображений поверхности дна с объектами на дне и профилограммы придонных слоев высокого разрешения [1-3].

Исследуемая площадь покрывается сеткой галсов судна, на борту которого установлена аппаратура гидролокаторов бокового обзора и параметрического профилографа с приемоизлучающей антенной системой, направленной в сторону дна. В результате вторичной обработки получается своеобразная карта дна исследуемого района в виде панорамы дна и вертикальных разрезов, которая позволит оценить структуру, тип, состав донных осадков и определить их изменчивость.

На рисунке 1 приведена траектория движения судна при получении гидролокационных данных (сетка галсов). На рисунке 2 представлен фрагмент записи полученной с гидролокатора бокового обзора, а на рисунке 3 приведен пример выкладки на планшет акустического изображения поверхности дна. На акустическом изображении видно затонувшее судно. На рисунке 4 представлен фрагмент профилограммы этого же участка дна с затонувшим судном (проникновение сигналов в грунт под судном экранируется корпусом).

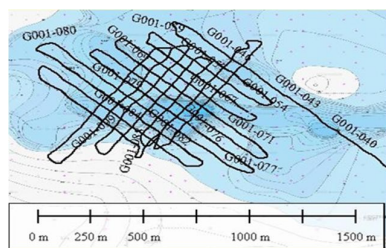


Рис. 1. Траектории движения судна при обследовании района

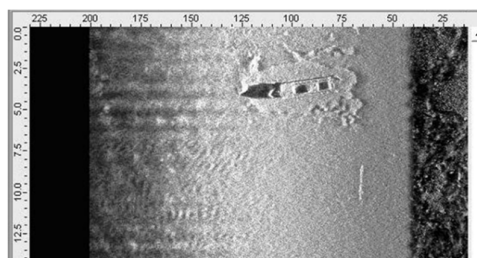


Рис. 2. Фрагмент записи затонувшего судна, полученный гидролокатором бокового обзора

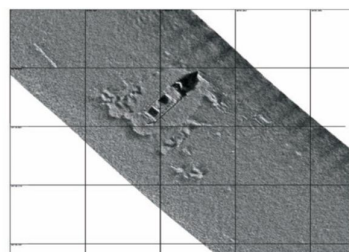


Рис.3. Выкладка на планшет акустического изображения с затонувшим судном

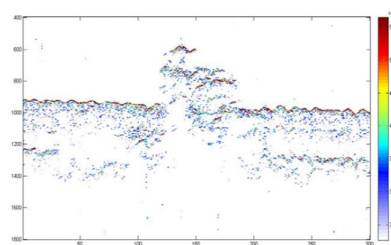


Рис. 4. Фрагмент профилограммы этого же участка дна с затонувшим судном

Ниже на рисунках представлены примеры записей (профилограмм) полученные широкополосным параметрическим профилографом и примеры акустических изображений поверхности дна полученные с применением высокоразрешающего гидролокатора бокового обзора.

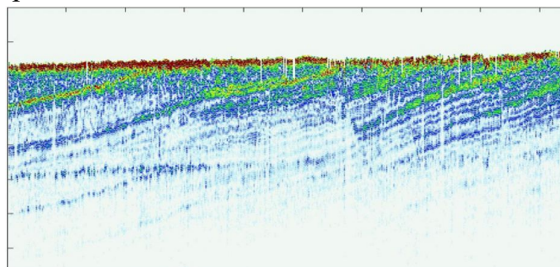


Рис.5. Профилограмма (районы мыса Панагия Таманского полуострова на Черном море

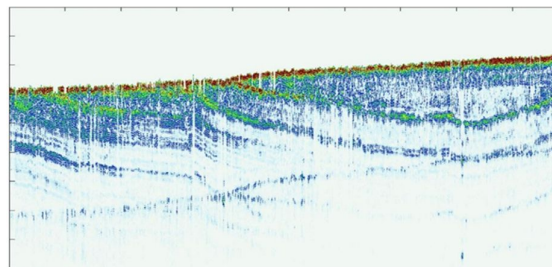


Рис.6. Профилограмма (район б. Холодной Таманского полуострова на Черном море)

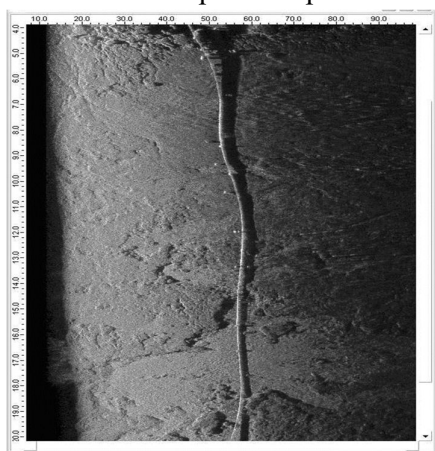


Рис.7. Сбросной коллектор в районе Толстого мыса г. Геленджика (запись ГБО)

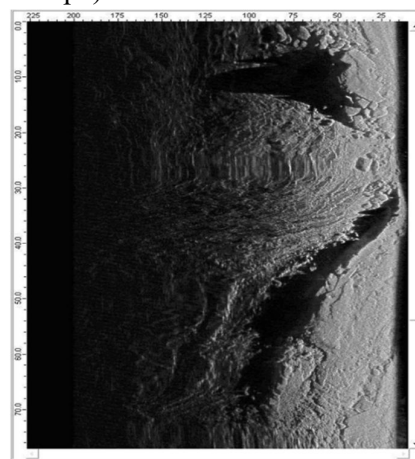


Рис.8. Акустическое изображение дна с выходом скальных пород (запись ГБО)

Для измерения рельефа дна в гидролокатор бокового обзора включают дополнительные приемные каналы с дополнительными приемными антеннами в вертикальной плоскости. Эти приемные каналы позволяют получить дополнительный параметр – угол прихода эхосигнала, по которому вычисляется глубина. Такие гидролокаторы получили название интерферометрические гидролокаторы бокового обзора (ИГБО).

Вычисление профиля глубин основано на определении угла прихода  $\varphi(\tau)$  отраженного импульса. В интерферометрических системах бокового обзора угол  $\varphi$  определяется на основе измерения разности фаз сигналов на отдельных антеннах. Вычисление же разности фаз сигналов осуществляется по измерениям фазы коэффициента взаимной корреляции  $R_{mn}$  сигналов  $S_n(\tau)$  и  $S_m(\tau)$  на элементах антенной решетки  $A_n, A_m$ :

$$R_{mn}(\tau) = \langle S_m(\tau) S_n^*(\tau) \rangle = R_0 \exp(i\Delta\varphi),$$

где угловые скобки означают усреднение, а значение угла прихода  $\varphi$  связано с фазой  $\Delta\varphi$  соотношением:

$$\Delta\varphi = k(d_m - d_n) \sin \varphi,$$

$(d_m - d_n)$  - расстояние между антеннами;  $k = 2\pi / \lambda$ ,  $\lambda$  - длина волны.

Значение глубины  $H$  и горизонтальной дальности  $X$  определяется по известному значению угла прихода  $\varphi$  и наклонной дальности  $L$ :

$$H = L \cos \varphi, \quad X = L \sin \varphi.$$

Ниже на рис.9-11 представлены результаты экспериментальной съемки поверхности речного дна полученные ИГБО.

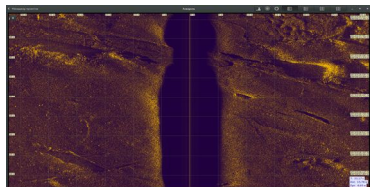


Рис.9. Акустическое изображение поверхности дна

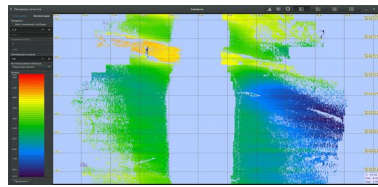


Рис.10. Измеренные глубины (батиметрия)

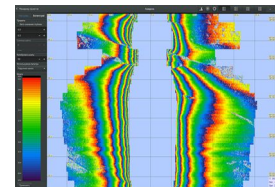


Рис.11. Интерферограмма (разность фаз сигналов)

Применение в ИГБО широкополосных технологий позволит получить качественно новый инструмент исследования дна Мирового океана с высокой разрешающей способностью и увеличенной дальностью действия, и возможностью построения батиметрии высокой точности [3-4].

### Заключение

Таким образом, применение гидроакустических технологий для решения актуальных задач геологии на шельфе моря, связанных с исследованием и анализом донных структур является весьма актуальной и перспективной задачей.

Комплексное использование гидролокаторов бокового обзора с высокой разрешающей способностью, интерферометрических гидролокаторов бокового обзора и параметрических профилографов со сложными сигналами, позволяет проводить с высокой точностью исследования поверхности дна водоемов и структуры верхней части осадочного чехла [3, 5-8].

Появляется возможность построения приборов контроля и мониторинга, которые будут учитывать условия эксплуатации (мелководье, течение, наличие пузырьков газа и т.д.), а также – перспективность разработки новых технологий, позволяющих определять состояние поверхности дна водоема и донного грунта и оценивать физические свойства морских осадков.

### Список литературы

1. *Польшин В.В., Тарасов С.П., Солдатов Г.В., Пивнев П.П.* Результаты сейсмоакустического профилирования дна таганрогского залива Азовского моря. В сборнике: *Фундаментальные проблемы квартера, итоги изучения и основные направления дальнейших исследований VIII Всероссийское совещание по изучению четвертичного периода: сборник статей.* 2013. С. 524-526.

2. *Воронин В.А., Пивнев П.П., Тарасов С.П.* Широкополосные гидроакустические антенны систем экологического мониторинга водной среды и придонных осадочных пород. Инженерный вестник Дона. 2015. Т. 39. № 4-2 (39). С. 26.
3. *Воронин В.А., Тарасов С.П., Тимошенко В.И.* Гидроакустические параметрические системы. Ростов-на-Дону: Ростиздат, 2004. – 400 с.
4. *Воронин В.А., Ходотов А.В., Скнаря А.В., Тарасов С.П., Трусилов В.Т.* Использование гидролокатора бокового обзора со сложным сигналом для экологического мониторинга дна и инженерных подводных сооружений // Известия ТРТУ. Тематический выпуск «Экология 2004 - море и человек»: Материалы Третьей Всероссийской конференции с международным участием. - Таганрог: ТРТУ, 2004. №5 (40).-С. 80-82.
5. *Орленок В.В.* Морская сейсмоакустика: Учеб. пособие. - Калининград: Калининград, ун-т, 1997. — 150 с.
6. *Ховем КМ.* Поглощение звука в морских осадках. Акустика дна океана. - М,: Мир, 1984.-454 с.
7. *J. Te. gowski, Z. Lubniewski* : Seabed Characterization Using Spectral Moments of the Echo Signal. *Acoustica / Acta Acoustica* 88 (2002). P.623-626.
8. *Матвиенко Ю.В., Воронин В.А., Тарасов С.П., Скнаря А.В., Тутынин Е.В.* Пути совершенствования гидроакустических технологий обследования морского дна с использованием автономных необитаемых аппаратов // // Подводные исследования и робототехника. – Владивосток, 2009. - №2 (8). - С. 4-15.

## **Hydroacoustic remote research of the seabed and the upper part of the precipitation**

**Merklin Lev, Pleshkov Anton, Pivnev Peter, Sknara Anatoly, Tarasov Sergei**

*Marine Innovations LLC, Moscow*

### **Abstract**

The hydroacoustic overview search systems are currently widely used when conducting geophysical works. For the decision of actual geology problems, connect with exploration and analysis of benthic structures at the sea shelf, in search of minerals, determination of the bottom structure for the construction and engineering of underwater of hydraulic objects, for environmental control, promising is the application of different hydroacoustic means.

For remote study of the seabed and the upper part of the sedimentary cover, it is advisable to use such devices and systems as a broadband side-scan sonar and a high-resolution parametric profiler. A major advantage of hydroacoustic methods is that they allow you to control both the underwater part of the objects, and silted in the sea soil. Modern methods of hydroacoustics can be more effective in the construction of equipment on the principles of the use of complex broadband signals. The integration of the above systems allows to obtain a map of acoustic images of the bottom surface and objects on the bottom and high-resolution bottom layers profilograms. The paper presents the results of experimental data obtained by the developed hydroacoustic devices mentioned above.

