

ПЕРМСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Сборник научных трудов
по материалам XVI Международной
научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых

Пермь, ПГНИУ, 13–14 апреля 2023 г.



Пермь 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

*Сборник научных трудов по материалам
XVI Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых*

Пермь, ПГНИУ, 13–14 апреля 2023 г.



Пермь 2023

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

Г36

Геология в развивающемся мире [Электронный ресурс] : сборник Г36 научных трудов по материалам XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Пермь, ПГНИУ, 13–14 апреля 2023 г.) / отв. ред. Н. В. Кулакова ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2023. – 29,3 Мб ; 479 с. – Режим доступа: http://www.psu.ru/files/docs/science/books/sborniki/geolog_v_razv_mire_2023.pdf. – Заглавие с экрана.

ISBN 978-5-7944-4010-2

В сборнике содержатся статьи студентов, аспирантов, молодых ученых (кандидатов наук) – участников XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире», проводимой на геологическом факультете Пермского государственного национального исследовательского университета.

Рассматриваются проблемы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; минералогии, геохимии и петрографии; палеонтологии, стратиграфии и региональной геологии; геофизики; геологии нефти и газа; инженерной геологии и гидрогеологии; геоэкологии и охраны окружающей среды; геоинформационных систем в геологии.

Издание адресовано инженерам-геологам, гидрогеологам, геофизикам, минералогам, палеонтологам, нефтяникам и геологам широкого профиля.

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

*Издается по решению ученого совета геологического факультета
Пермского государственного национального исследовательского университета*

Редакционная коллегия:

д. г.-м. н. П. А. Красильников, д. г.-м. н. Е. А. Меньшикова,

к. г.-м. н. Е. Е. Кожевникова, Н. В. Кулакова

Ответственный редактор *Н. В. Кулакова*

Рецензенты: научный сотрудник Кунгурской лаборатории-стационара Горного института УрО РАН, канд. геол.-мин. наук **А. С. Казанцева**

старший научный работник Горного института УрО РАН, канд. геол.-мин. наук, доцент **И. Ю. Герасимова**

ISBN 978-5-7944-4010-2

© ПГНИУ, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ, МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.....	6
<i>Анцелевич Александра Валентиновна.....</i>	<i>7</i>
<i>Бобомуротов Баховаддин Бахтиёрович.....</i>	<i>11</i>
<i>Момотов Александр Сергеевич.....</i>	<i>11</i>
<i>Вахрушева Екатерина Андреевна.....</i>	<i>15</i>
<i>Голдырев Виталий Николаевич.....</i>	<i>20</i>
<i>Епифанов Виталий Владимирович.....</i>	<i>26</i>
<i>Заманова Регина Илиатовна.....</i>	<i>32</i>
<i>Калина Ксения Николаевна.....</i>	<i>35</i>
<i>Голдырев Виталий Николаевич.....</i>	<i>35</i>
<i>Колотыгин Глеб Сергеевич.....</i>	<i>40</i>
<i>Куричев Владислав Геннадьевич.....</i>	<i>44</i>
<i>Шатова Надежда Витальевна.....</i>	<i>44</i>
<i>Кухлевский Егор Александрович.....</i>	<i>50</i>
<i>Ле Куанг Фук.....</i>	<i>54</i>
<i>Ву Тхай Тьен Зунг.....</i>	<i>54</i>
<i>Мокрушина Евгения Валерьевна.....</i>	<i>59</i>
<i>Оберемок Владислав Сергеевич.....</i>	<i>62</i>
<i>Бутенков Александр Александрович.....</i>	<i>62</i>
<i>Поздеева Елизавета Андреевна.....</i>	<i>68</i>
<i>Ряпосов Феодор Вадимович.....</i>	<i>74</i>
<i>Сейдакматов Ашымбай Маратович.....</i>	<i>78</i>
<i>Семченко Лидия Александровна.....</i>	<i>81</i>
<i>Смирнов Павел Витальевич.....</i>	<i>85</i>
<i>Смирнов Павел Витальевич.....</i>	<i>88</i>
<i>Дерягина Оксана Ивановна.....</i>	<i>88</i>
ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА.....	91
<i>Абакуров Валерий Робертович.....</i>	<i>92</i>
<i>Южаков Алексей Леонидович.....</i>	<i>92</i>
<i>Сабельников Иван Сергеевич.....</i>	<i>92</i>
<i>Боталов Андрей Николаевич.....</i>	<i>99</i>
<i>Бражников Артем Олегович.....</i>	<i>103</i>
<i>Валеева Светлана Евгеньевна.....</i>	<i>107</i>
<i>Баранова Анна Геннадьевна.....</i>	<i>107</i>
<i>Фахрутдинов Ильмир Рафаилович.....</i>	<i>107</i>
<i>Вишнякова Диана Равилевна.....</i>	<i>111</i>
<i>Волкова Анастасия Олеговна.....</i>	<i>119</i>
<i>Зайнудинов Дмитрий Фархадович.....</i>	<i>124</i>
<i>Лось Яна Валерьевна.....</i>	<i>124</i>
<i>Григорян Вардан Камоевич.....</i>	<i>124</i>
<i>Зиганишин Дмитрий Андреевич.....</i>	<i>129</i>
<i>Зиганишин Дмитрий Андреевич.....</i>	<i>134</i>
<i>Кагабиев Никита Сергеевич.....</i>	<i>140</i>
<i>Красильников Виталий Павлович.....</i>	<i>140</i>
<i>Козырев Никита Дмитриевич.....</i>	<i>145</i>
<i>Кочнев Александр Александрович.....</i>	<i>145</i>
<i>Колесников Егор Викторович.....</i>	<i>153</i>
<i>Комарова Юлия Сергеевна.....</i>	<i>158</i>
<i>Боталова Ангелина Витальевна.....</i>	<i>158</i>

<i>Кочнев Александр Александрович</i>	164
<i>Осколков Александр Андреевич</i>	164
<i>Крылосова Илья Андреевна</i>	170
<i>Кузнецов Кирил Михайлович</i>	175
<i>Боталова Ангелина Витальевна</i>	175
<i>Ляпичева Елена Сергеевна</i>	180
<i>Вологина Вера Михайловна</i>	180
<i>Мухаметишин Азат Ильгизович</i>	186
<i>Очеретний Алексей Вячеславович</i>	190
<i>Бутенков Александр Александрович</i>	190
<i>Панышев Сергей Георгиевич</i>	198
<i>Полина Анастасия Вячеславовна</i>	201
<i>Калинин Александр Николаевич</i>	201
<i>Попов Павел Петрович</i>	206
<i>Прокопова Елизавета Андреевна</i>	210
<i>Рябчевских Михаил Юрьевич</i>	210
<i>Расов Роман Дмитриевич</i>	217
<i>Расов Роман Дмитриевич</i>	221
<i>Тябина Анастасия Рудольфовна</i>	224
<i>Красильников Виталий Павлович</i>	224
<i>Фахрутдинов Ильмир Рафаилович</i>	228
<i>Анисимова Лилия Закувановна</i>	228
<i>Колузаева Ксения Юрьевна</i>	228
<i>Хазиев Радмир Римович</i>	232
<i>Андреева Евгения Евгеньевна</i>	232
<i>Баранова Анна Геннадьевна</i>	232
<i>Халтурина Александра Александровна</i>	235
<i>Бондарев Роман Владимирович</i>	235
<i>Варфоломеев Михаил Алексеевич</i>	235
<i>Шиверский Георгий Владимирович</i>	241
<i>Кривошеков Сергей Николаевич</i>	241
<i>Ширинкин Дмитрий Олегович</i>	246
<i>Юрин Данил Альфредович</i>	251
<i>Красильников Виталий Павлович</i>	251
<i>Ющенко Ирина Сергеевна</i>	257
ГЕОФИЗИКА	260
<i>Антипина Полина Николаевна</i>	261
<i>Ковин Павел Александрович</i>	261
<i>Арнбрехт Анастасия Эдуардовна</i>	265
<i>Викулов Георгий Евгеньевич</i>	265
<i>Витишко Алексей Евгеньевич</i>	265
<i>Бельшев Дмитрий Александрович</i>	270
<i>Гинзбург Евгений Александрович</i>	273
<i>Зотин Никита Алексеевич</i>	273
<i>Занина Вероника Юрьевна</i>	281
<i>Карякин Семен Константинович</i>	284
<i>Шуткина Майя Артемовна</i>	284
<i>Никитин Анатолий Эдуардович</i>	288
<i>Петросян Рубен Нверович</i>	293
<i>Рыжов Никита Валерьевич</i>	293
<i>Сабитов Эмиль Артурович</i>	298
<i>Савчук Тимофей Владиславович</i>	304
<i>Фельк Игорь Александрович</i>	314
<i>Чакилев Владислав Андреевич</i>	314
<i>Шешенина Анна Владимировна</i>	318

ПРОБЛЕМЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ И ОХРАНЫ НЕДР	322
<i>Асанова Рената Игоревна</i>	<i>323</i>
<i>Асанова Рената Игоревна</i>	<i>326</i>
<i>Васькина Анжела Андреевна</i>	<i>331</i>
<i>А.С. Жуйков</i>	<i>336</i>
<i>Зарипова Зарина Илгизаровна</i>	<i>339</i>
<i>Зиннатуллина Диляра Маратовна</i>	<i>342</i>
<i>Королева Наталия Вячеславовна</i>	<i>348</i>
<i>Лесников Никита Олегович</i>	<i>352</i>
<i>Женихова Анна Владимировна.....</i>	<i>352</i>
<i>Мурзыева Алина Марселевна</i>	<i>357</i>
<i>Полухин Дмитрий Владимирович</i>	<i>363</i>
<i>Салихова Эльвира Наилевна.....</i>	<i>369</i>
<i>Королёв Альберт Эдуардович.....</i>	<i>369</i>
<i>Тепленин Даниил Сергеевич</i>	<i>374</i>
<i>Шарипова Вилен Радиковна.....</i>	<i>378</i>
<i>Юрочкин Даниил Александрович</i>	<i>383</i>

ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСОВ, ДИНАМИКИ И ОХРАНЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД, ГЕОЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	386
<i>Бачурин Никита Алексеевич</i>	<i>387</i>
<i>Борисенкова Полина Станиславовна</i>	<i>393</i>
<i>Власов Николай Константинович</i>	<i>397</i>
<i>Голубев Андрей Алексеевич</i>	<i>403</i>
<i>Жуланов Глеб Станиславович</i>	<i>407</i>
<i>Идиятуллина Алтынай Рамилевна.....</i>	<i>414</i>
<i>Хамитов Айрат Джаудатович</i>	<i>414</i>
<i>Мизёв Артём Александрович</i>	<i>418</i>
<i>Новикова Анастасия Александровна</i>	<i>422</i>
<i>Оборина Анастасия Алексеевна</i>	<i>427</i>
<i>Овчинников Артем Андреевич</i>	<i>432</i>
<i>Терентьев Дмитрий Владиславович</i>	<i>432</i>
<i>Первошчикова Арина Дмитриевна.....</i>	<i>436</i>
<i>Пирогова Елена Владимировна.....</i>	<i>441</i>
<i>Хамитов Айрат Джаудатович.....</i>	<i>441</i>
<i>Савельева Анна Витальевна</i>	<i>446</i>
<i>Сомис София Михайловна.....</i>	<i>451</i>
<i>Сомис София Михайловна.....</i>	<i>454</i>
<i>Терентьев Дмитрий Владиславович</i>	<i>457</i>
<i>Терлецкий Никита Сергеевич</i>	<i>461</i>
<i>Тимошина Валерия Алексеевна</i>	<i>466</i>
<i>Циферова Анастасия Михайловна</i>	<i>469</i>
<i>Штейников Лев Александрович.....</i>	<i>474</i>

*XVI СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»*

***РАЗДЕЛ 1:
МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ, МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕ-
СТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ***

*XVI COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***SECTION 1:
MINERALOGY, GEOCHEMISTRY AND PETROGRAPHY
MINERAL DEPOSITS
PROCESSING AND EXPLORATION METHODS FOR MINERAL DEPOSITS***

ШЛИХОВОЙ МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВЕРХОВИЙ РЕК ЕГОШИХА И ИВА (Г. ПЕРМЬ)

Анцелевич Александра Валентиновна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 3 курса, г. Пермь

e-mail: SaikaAkashi@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Пактовский Юрий Германович

Аннотация: в статье представлены результаты минералогического анализа шлиховых проб, отобранных в верховьях рек Егошиха и Ива. Результаты исследований демонстрируют перспективность отдельных исследуемых участков в отношении поиска золота.

Ключевые слова: р. Ива, р. Егошиха, шлиховое опробование, гранулометрия, количественный анализ, минералогия, золото, медистые песчаники.

Alexandra V. Antselevich

Perm State University, 3rd year student, Perm

e-mail: SaikaAkashi@yandex.ru

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Paktovsky Yuri Germanovich

SCHLICH MINERALOGICAL ANALYSIS OF EGOSHIHA'S AND IVA'S RIVERHEADS

Abstract: in article mineralogical analysis results of schlich, taken in the riverheads of the river Egoshiha and river Iva are presented.

Key words: river Iva, river Egoshiha, schlich testing, granulometry, quantitative analysis, mineralogy, gold, copper sandstones.

В ходе работы были отобраны 4 шлиховые пробы: №1 и №2 на реке Егошиха; №3 и №4 на реке Большая Ива. В орографическом отношении район работ расположен на восточном склоне Верхне-Камской возвышенности; в тектоническом отношении на Камско-Башкирском мегасводе, пермском своде.

На камеральном этапе был проведен рассев полученных шлиховых проб с использованием набора сит с размерами ячеек: 1,0; 0,5; 0,25; 0,1, в результате чего были выделены следующие гранулометрические классы (в мм): >1,0; 1,0-0,5; 0,5-0,25; 0,25-0,1 и <0,1. Также проводилось взвешивание всех классов на электронных весах. Полученные данные занесены в таблицу (табл. 1) для выявления преобладающего класса.

Таблица 1

Гранулометрический анализ проб 1, 2, р. Егошиха и 3, 4, р. Большая Ива (в граммах и %)

№ пробы	Масса исх., г	2,0-1,0	1,0-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,05	0,05-0,01	Итого, г
1	3,46	0,003	0,001	0,05	2,42	0,93	0,03	3,4
	%	0,08%	0,04%	1,52%	70,36%	27,13%	0,86%	100%
2	6,22	-	0,003	0,29	4,14	1,70	0,05	6,2
	%	-	0,05%	4,74%	66,94%	27,44%	0,82%	100%
3	7,93	0,78	0,48	0,47	5,30	0,84	0,007	7,9
	%	9,93%	6,09%	6,01%	67,18%	10,70%	0,09%	100%
4	6,6	-	0,004	0,73	5,50	0,36	0,01	6,6
	%	-	0,06%	11,11%	83,24%	5,45%	0,14%	100%

Преобладающие гранулометрические классы по результатам измерений: шлих №2: 0,5-0,25 (70,36%), шлих №3: 0,5-0,25 (66,94%), шлих №4: 0,5-0,25 (67,18%), шлих №5: 0,5-0,25 (83,24%).

Таким образом, во всех исследуемых шлиховых пробах преобладает гранулометрический класс 0,5-0,25. Для большей наглядности ниже приведена диаграмма соотношений рассматриваемых гранулометрических классов (рис. 1).

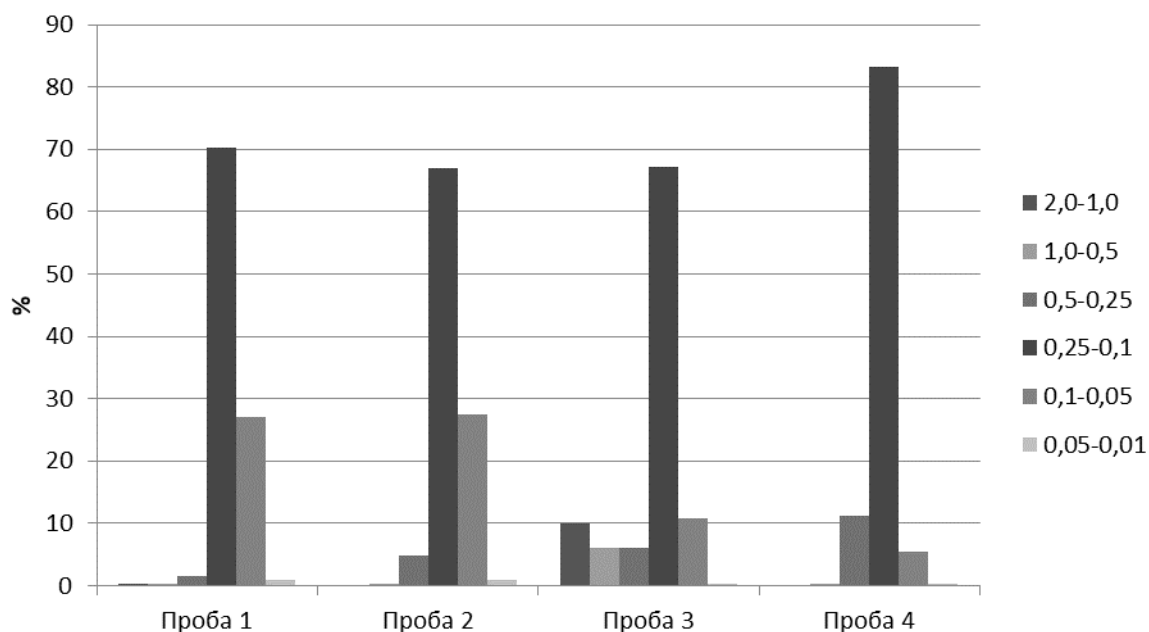


Рис. 1. Соотношение гранулометрических классов в шлиховых пробах 1-4.

Преобладающий класс (как наиболее представительный) разделяется в бромформе (CHBr_3) для последующего изучения тяжелой фракции.

Количественный анализ был проведен способом «дорожки» на основе тяжелой фракции гранулометрических классов 0,5-0,25 (класс определен как преобладающий) по общему количеству зерен в каждой из шлиховых проб.

Таблица 2

Количественный минеральный анализ тяжелой фракции класса 0,25-0,1 мм шлица №1

Минерал/разность	Кол-во, шт	%
Аллотигенные компоненты		
Группа эпидота	207	90,79
Лейкоксен	6	2,63
Циркон	8	3,51
Гранат (альмандин)	3	1,32
Ставролит	1	0,44
Рутил	1	0,44
Амфибол	1	0,44
Турмалин	1	0,44
Итого:	228	100
Аутигенные компоненты		
Гематит	180	78,95
Гидрогётит	48	21,05
Итого:	228	100
ВСЕГО	456	

На месте отбора шлица № 1 на реке Егошиха были найдены минералы, из которых в минеральную ассоциацию вошла группа эпидота (табл. 2). Ассоциация: эпидотовая (91). Отношение аллотигенных минералов к аутигенным 1:1, что предполагает дальнейшее исследование территории р. Егошихи.

Таблица 3

Количественный минеральный анализ тяжелой фракции класса 0,25-0,1 мм шлиха №2

Минерал/порода	Кол-во, шт	%
Аллотигенные компоненты		
Группа эпидота	198	83,19
Малахит	3	1,26
Лейкоксен	6	2,52
Циркон	12	5,04
Гранат (альмандин)	7	2,94
Ставролит	9	3,78
Рутил	1	0,42
Амфибол	1	0,42
Турмалин	1	0,42
Итого:	238	100
Аутигенные компоненты		
Гематит	348	71,17
Гидрогётит	141	28,83
Итого:	489	100
ВСЕГО	727	

При следующем отборе шлиха №2 были найдены минералы, из которых в минеральную ассоциацию вошла группа эпидота, а также было выяснено, что аутигенные минералы в основном преобладают, из чего следует, что содержание шлиха в большем объеме состоит из обломочных материалов (табл. 3). Минеральная ассоциация: эпидотовая (83).

Таблица 4

Количественный минеральный анализ тяжелой фракции класса 0,25-0,1 мм шлиха №3

Минерал/порода	Кол-во, шт	%
Аллотигенные компоненты		
Группа эпидота	129	75,00
Ставролит	4	2,33
Гранат (альмандин)	2	1,16
Циркон	30	17,44
Лейкоксен	4	2,33
Хромшпинелид	3	1,74
Итого:	172	100,00
Аутигенные компоненты		
Гематит	264	83,54
Гидрогётит	52	16,46
Итого:	316	100
ВСЕГО	488	

На месте отбора шлиха №3 (р. Ива) аутигенные минералы преобладают над аллотигенными, таким образом, было определено, что содержание шлиха в большем объеме состоит из обломочных материалов. Минеральная ассоциация: циркон (17) – эпидотовая (75) (табл. 4).

Количественный минеральный анализ тяжелой фракции класса 0,25-0,1 мм шлиха № 4

Минерал/порода	Кол-во, шт	%
Аллотигенные компоненты		
Группа эпидота	278	84,50
Ставролит	2	0,61
Гранат	2	0,61
Циркон	40	12,16
Дистен	1	0,30
Лейкоксен	1	0,30
Малахит	3	0,91
Азурит	1	0,30
Золото	1	0,30
Итого:	329	100,00
Аутигенные компоненты		
Гематит	222	80,43
Гидрогётит	54	19,57
Итого:	276	100
ВСЕГО	605	

В минеральную ассоциацию шлиховой пробы №4 вошли группа эпидота и циркон. Аллотигенных компонентов в пробе больше, чем аутигенных (табл. 5), из чего следует, что вероятностное нахождение полезных ископаемых в районе отбора шлиха №4 больше. Таким образом, в пробе №4 было найдено золото. Ассоциация: эпидотовая (85).

Определение коэффициента устойчивости проведено по формуле:

$$K_y = \frac{M}{Q},$$

где М – устойчивые минералы; Q – неустойчивые минералы.

Коэффициент устойчивости используется для оценки степени минералогической зрелости аллювия и кор выветривания.

Величина K_y шлиха №1 = 0,08; K_y шлиха №2 = 0,14; K_y шлиха №3 = 0,26; K_y шлиха №4 = 0,17. Все изучаемые шлихи имеют $K_y < 10$, что говорит о незрелости аллювия (четвертичный) и кор выветривания на данных территориях. Это значит, что на месте отбора шлиховых проб преобладают незрелые минеральные ассоциации.

Таким образом, можно предположить о большей перспективности района отбора шлиха №4 в отношении поиска полезных ископаемых. В данной пробе было обнаружено золото, а также азурит и малахит – минералы вторичного изменения меди, что подтверждает наличие в данном районе медистых песчаников, являющихся продуктом медной минерализации в шешминский век.

Литература

1. Бакулина, Л. П. Шлиховое опробование и анализ шлиховых проб: учеб. пособие / Л. П. Бакулина. – 2-е изд., перераб. Ухта: УГТУ, 2014. 126 с.
2. Ибламинов Р.Г. Минерагеня (основы минерагеодинамики). Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2015. 322 с.
3. Осовецкий Б. М. Шлиховой метод (современное состояние и перспективы): Учебное пособие по спецкурсу / Пермский ун-т. Пермь, 1985. 88 с.

О ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ РУДНЫХ ТЕЛАХ В КРОВЛЕ ГЛАВНОЙ ЗАЛЕЖИ ГЛУБОКИХ ГОРИЗОНТОВ УРУПСКОГО МЕДНОКОЛЧЕДАННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СЕВЕРНЫЙ КАВКАЗ)

Бобомуротов Баховаддин Бахтиёрович

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И.Платова, аспирант 2 года обучения, г.Новочеркасск, e-mail: bobomurotov97@mail.ru

Момотов Александр Сергеевич

Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И.Платова, студент 4 курса, г.Новочеркасск, e-mail: momotov20010603@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент Январёв Георгий Сергеевич

Аннотация: На глубоких горизонтах западного фланга Урупского медноколчеданного месторождения в 2-15 м над Главной рудной залежью выявлены параллельные рудные тела мощностью от 0,2 до 5 м в строго выраженной стратиграфической позиции. В плане рудные тела сосредоточены в зоне, приуроченной к Западному и Урупскому разломам. Рудные тела локализуются в кремнисто-гематитовых сланцах. По содержаниям меди и цинка и фациальным условиям образования аналогичны верхним уровням Главной рудной залежи.

Ключевые слова: Урупское месторождение, медь, содержания, морфология рудных тел.

ABOUT PARALLEL ORE BODIES IN THE ROOF OF THE MAIN DEPOSIT OF THE DEEP HORIZONS OF THE URUP COPPER-CRUSTED DEPOSIT (NORTH CAUCASUS)

Bobomurotov Bahovatdin

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), 2st year Post-graduate Student, Novocherkassk, e-mail: bobomurotov97@mail.ru

Momotov Aleksandr

Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), 4st year student, Novocherkassk, e-mail: momotov20010603@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralog, Reader Yanvarev Georg

Abstract: Parallel ore bodies with a thickness of 0.2 to 5 m in a strictly pronounced stratigraphic position were found on the deep horizons of the western flank of the Urup copper-cruste d deposit 2-15 meters above the Main ore deposit. In terms of ore bodies are concentrated in the zone confined to the Western and Russian faults. Ore bodies are localized in siliceous-hematite shales, the contents of copper and zinc and the facies conditions of formation are similar to the upper levels of the Main ore deposit.

Keywords: Urupskoye deposit, copper, contents, morphology of ore bodies.

Промышленные руды Урупского медноколчеданного месторождения сконцентрированы преимущественно в Главной залежи, которая представляет собой систему пространственно сопряженных линз массивных колчеданных руд и вкрапленности сульфидов меди и цинка, ассоциированных в пределах согласно залегающей зоны сульфидной минерализации на контакте эффузивных и туфогенно-осадочных пород [3]. Простираение зоны минерализации северо-западное, падение на юг под углом 30-50°.

Месторождение разрабатывается подземным способом с 1968 г. Основные особенности геологического строения месторождения описаны в научной литературе и базируются на изучении верхних горизонтов отработки (до 10) [3, 5, 6]. Непосредственно в почве Главной залежи залегают гидротермально измененные кварцевые альбитофиры. Кровля Главной залежи сложена кремнисто-

гематитовыми сланцами, туфами, туффитами, среди которых часто наблюдаются пятнистые липаритовые порфиры, содержащие обломки вмещающих пород. Согласно легенде геологической службы Урупского ГОК это, так называемые, «туфы липаритовых порфиров», но на геологических разрезах фиксируются многочисленные признаки их интрузивного залегания. В целом для месторождения установлен пространственный и структурно-фациальный контроль распределения рудных тел, содержащих меди и цинка палеоструктурой северо-западного простирания [1, 2, 4]. На месторождении установлены тектонические нарушения, разбивающие Главную залежь на крупные тектонические блоки: Западный, Урупский, Центральный и Восточный разломы. Простирание разломов 300-320°, падение на юго-запад под углом от 40 до 70°. Разломы сопровождаются многочисленными оперяющимися трещинами с различными элементами залегания и амплитудой смещения. Центральный разлом разделяет месторождение на западный и восточный фланги.

Настоящее исследование базируется на материалах эксплуатационной разведки и отработки глубоких горизонтов (12-17) западного фланга месторождения. По результатам документации и опробования более 470 скважин эксплуатационной разведки ниже 11 горизонта в кровле Главной залежи выявлены параллельные рудные тела, образующие верхние залежи. Руды располагаются в 2-3 горизонтах выше кровли Главной залежи на расстоянии от 1 до 15 м (рис.1).

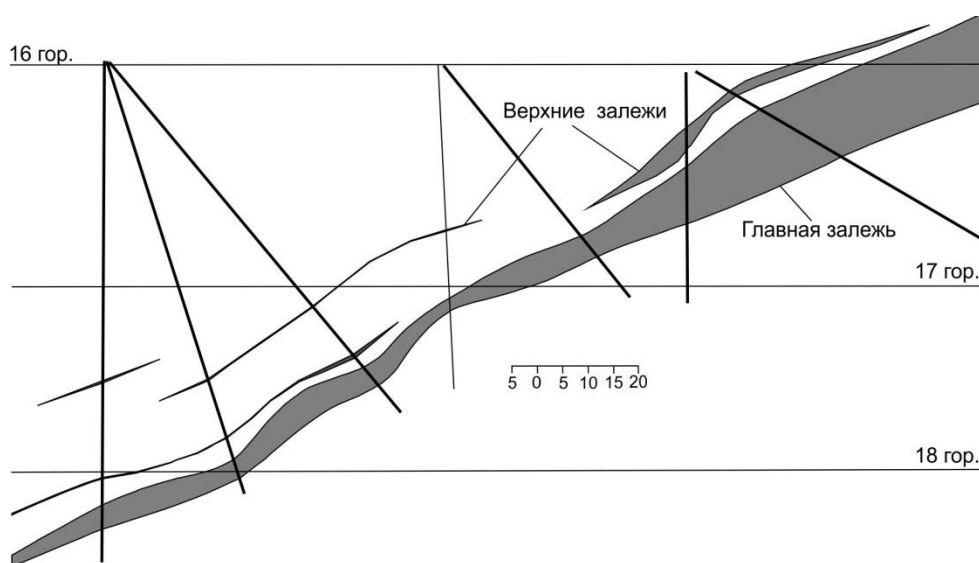


Рис.1. Разрез Главной залежи и параллельных тел Урупского месторождения на глубоких горизонтах

Рудные тела верхних залежей имеют пластовую форму, характеризуются четко выраженной стратиграфической позицией. Конфигурация границ буквально повторяет форму кровли Главной залежи. Мощность этих рудных тел колеблется от 0,2 до 5,3 м. В разрезах верхние залежи имеют прерывистое строение при четком соблюдении стратиграфического уровня.

В плане рудные тела сосредоточены в зоне, вытянутой в северо-западном направлении, приуроченной к Западному и Урупскому разломам (рис.2). Зона сосредоточения параллельных тел имеет мозаичное строение, протягивается на 600 м при ширине до 200 м. Характерно, что эти тела по отношению к Главной залежи располагаются в районе ее естественного выклинивания на юго-западе.

Вещественный состав параллельных тел верхних залежей существенно отличается от состава Главной залежи. Диаграмма рассеяния в координатах содержаний Zn-Cu приведена на рисунке 3.

Из диаграммы следует, что содержания меди и цинка в Главной и верхних залежах существенно отличаются. Содержания компонентов верхних залежей образуют узкую компактную область с содержаниями Zn в диапазоне от 0,01 до 1,5 %. Отдельные пробы показывают более высокие содержания, но не более 8%. Содержания Cu концентрируются в диапазоне 0,1-7,5%.

Содержания компонентов в Главной залежи имеют гораздо больший разброс значений. Содержания Zn располагаются в диапазоне от 0,01 до 14,20 %, причем большая концентрация проб находится в диапазоне 0,01-8,00%. Содержания Cu располагаются в диапазоне от 0,01 до 13 %.

Отношение меди к цинку в Главной залежи составляет 1,77, а в верхних залежах – 6,0.

Отдельные пробы с ураганными содержаниями компонентов на диаграмме не отражены.

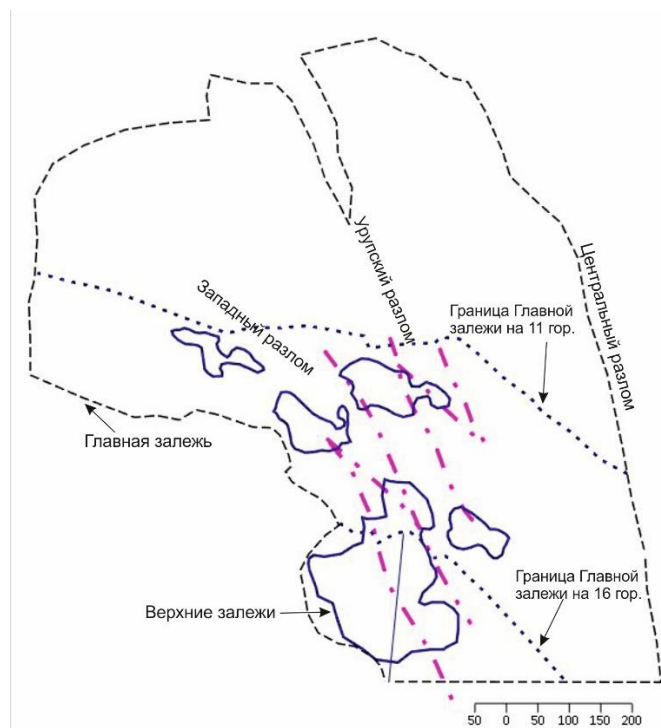


Рис.2. Проекция рудных залежей западного фланга Урупского месторождения на горизонтальную плоскость

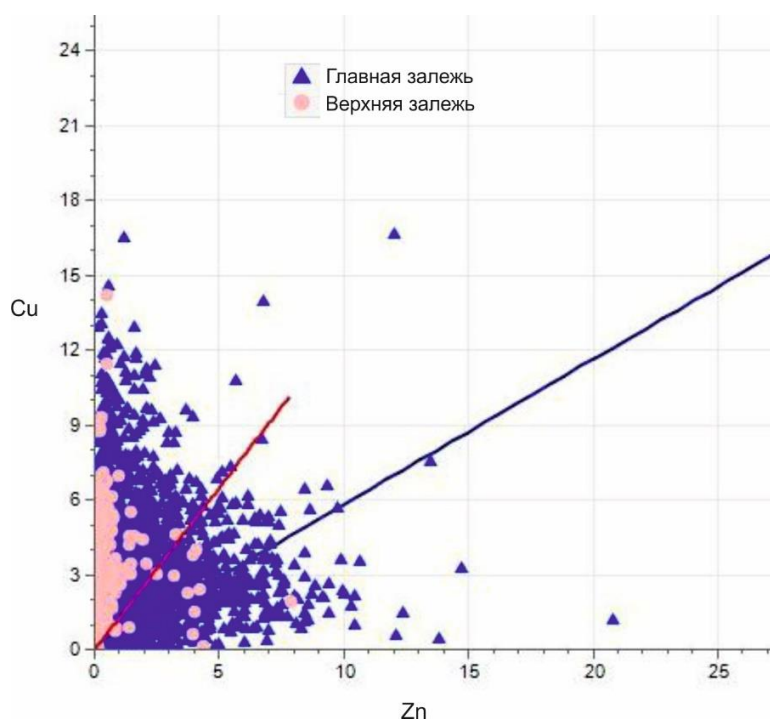


Рис.3. Диаграмма рассеяния в координатах содержаний Zn-Cu в Главной и верхних залежах

Сравнительная статистическая характеристика распределения содержаний в Главной и верхних залежах приведена в таблице.

Статистическая характеристика распределения содержаний Cu и Zn в Главной и верхних залежах

Показатели	Главная залежь	Верхние залежи
Cu		
Количество проб	3375	148
Минимум	0,01	0,07
Максимум	16,6	14,23
Среднее	2,33	3,42
Коэффициент вариации	1,01	0,67
Zn		
Минимум	0,01	0,01
Максимум	20,8	7,87
Среднее	1,31	0,57
Коэффициент вариации	1,37	1,73
Коэффициент зональности Cu/Zn	1,77	6,00
Мощность	16,80 м	1,60 м

Вмещающими породами рудных тел верхних залежей являются кремнисто-гематитовые сланцы. Это кварцитовидная порода красновато-бурого цвета, очень плотная. Основным минералом в этой породе является скрытокристаллический кварц. Под микроскопом сланцы представляют собой красные и зеленые пелитоморфные силицитовые хемогенные осадки с остатками радиолярий и обычно сланцеватой текстурой, пелитоморфной структурой. Гематит представлен точечными зернами. Присутствие гематита придает этим породам красно-бурый цвет. Рудные минералы представлены густой вкрапленностью тонкокристаллического пирита, которые образуют слойки мощностью от 0,1 до 25 мм, и скоплениями халькопирита в виде гнезд и прожилков среди пиритовых агрегатов, ориентированных по слоистости. Присутствие в анализах цинка указывает на наличие в пиритовых агрегатах тончайшей вкрапленности сфалерита, которая визуалью практически не наблюдается.

Характерно, что соотношение содержаний меди и цинка в верхних залежах аналогичны таковому верхних уровней Главной залежи мощностью 0,5-2 м. Также аналогичны и геолого-структурные особенности приуроченности рудных минералов к кремнисто-гематитовым сланцам. Следовательно, верхние интервалы Главной залежи и параллельные рудные тела верхних залежей образованы в одинаковых фациальных условиях.

Таким образом, изученные тела из-за небольшой мощности и прерывистого строения промышленного значения не имеют, кроме первой верхней залежи над Главной, расположенной в интервале менее установленного кондициями безрудного прослоя, включаемого в контур рудного тела.

Литература

1. Бобомуратов Б.Б. *Пространственное распределение меди и цинка в Главной рудной залежи Урупского медноколчеданного месторождения, Северный Кавказ // Металлогения древних и современных океанов-2022. От вещественного состава к моделям и прогнозированию месторождений. Научное издание. Миасс: ЮУ ФНИЦ МиГ УрО РАН, 2022. С.226-229.*
2. Рябов Г.В. *Зональность Урупского колчеданного месторождения. // Геология рудных месторождений. 1983. №5. С. 102–108.*
3. Скрипченко Н.С. *Вулканогенно-осадочное рудообразование (на примере колчеданных месторождений Сев. Кавказа). – М.: «Недра», 1966. – 291 с.*
4. Скрипченко Н.С. *Гидротермально-осадочные сульфидные руды базальтоидных формаций. – М.: Недра, 1972. – 214 с.*
5. Смирнов В.И. *Рудные месторождения СССР. В 3-х т. Изд. 2-е, перераб. и доп. Т. 2. – М.: Недра, 1978. – 399 с.*
6. Твалчрелидзе А.Г., Ярошевич В.З., Нарозаули Н.Г. *Генетическая модель Урупского медноколчеданного месторождения. // Геология рудных месторождений. – 1979. – №6.*

ПЕТРОГРАФИЯ КУСЬИНСКОГО КОМПЛЕКСА ГОРНОЗАВОДСКОГО РАЙОНА (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

Вахрушева Екатерина Андреевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 3 курс,*

e-mail: vhrshvkat27@yandex.ru

Научный руководитель: *старший преподаватель Е.М. Томила*

Аннотация: Приведены результаты минералого-петрографического изучения горных пород кусьинского комплекса Горнозаводского района. Изучение текстурно-структурных особенностей и минерального состава горных пород проведено с использованием макроскопического и микроскопического методов.

Ключевые слова: минералого-петрографическое изучение, макроскопический анализ, микроскопический анализ, габбро, пикриты, сланцы, кусьинский комплекс.

PETROGRAPHY OF THE KUSYA COMPLEX OF THE GORNOZAVODSKII DISTRICT (PERM REGION)

Vakhrusheva Ekaterina Andreevna

*Perm State National Research University,
3th year student,*

e-mail: vhrshvkat27@yandex.ru

Research Supervisor: *Senior Lecturer E.M. Tomilina*

Abstract: Mineralogical and petrographic study of rocks of the kusya complex of the Gornozavodskii district. Study of textural and structural features and mineral composition of rocks using macroscopic and microscopic methods.

Key words: mineralogical-petrographic study, macroscopic analysis, microscopic analysis, gabbro, picrites, schists, kusya complex.

Актуальность исследования обусловлена тем, что исследуемые образцы относятся к породам магматического происхождения и имеют высокую природную химическую и термическую стойкость, что позволяет использовать их в производстве волокон для базовых отраслей промышленности, энергетики, строительства, дорожного строительства, их применение обеспечивает решение вопросов энергосбережения, создания рабочих мест и повышение экспортного потенциала территорий.

Исследовались породы трёх участков, которые относятся к кусьинскому комплексу: Кусьинский массив, Серпентиновый карьер и Першинская дайка. В административном положении Кусьинский массив располагается в 7 км восточнее г. Горнозаводска и в 5 км южнее поселка Койва. Серпентиновый карьер расположен северо-восточнее н.п. Нововильвенское. Першинская дайка находится на севере района, западнее пос. Средняя Усьва. Горнозаводский район имеет границы с Гремячинским, Лысьвенским и Чусовским муниципальными районами Пермского края, Свердловской областью.

Территория района расположена в пределах Западно-Уральской зоны складчатости и западного крыла Центрально-Уральского поднятия. В его строении принимают участие осадочные и вулканогенно-осадочные породы верхнего протерозоя, терригенно-карбонатные отложения палеозоя и рыхлые образования плиоцен-четвертичного возраста.

Территория комплекса расположена на территории Западно-Уральской зоны, а именно в Кваркушко-Каменногорской подзоне. В геологическом строении полигона принимают участие разнообразные комплексы горных пород, соответствующих времени венда. Представлены многочисленные дайки, реже силлы и малые интрузии пикритов, которые распространены преимущественно в краевых частях Кваркушко-Каменногорского мегантиклинория [1] (рис.1).



Рис. 2. Образцы с Кусьинского комплекса.
Образцы 101-1, 107-1, 107-4, 202-1 были исследованы в шлифах.

Данный материал исследовался на оптическом микроскопе Meiji Techno ML9420. Оптикомикроскопические исследования проводились на вышеуказанном оптическом микроскопе в проходящем свете с использованием методов скрещенных николей. Кроме этого были сделаны снимки шлифов на микроскопе Olympus BX51 в проходящем свете и в скрещенных николях при увеличении 50х. В процессе описания шлифов были использованы оптические свойства, характеризующие главные породообразующие компоненты [3].

При изучении пород под микроскопом было установлено, что образец 101-1 представлен габбро с полнокристаллической, среднезернистой с размерами зерен 1,0-5,0 мм, равномернозернистой по относительному размеру зерен, гипидиоморфнозернистой и габброофитовой структурой [2, 3]. Образец имеет такситовую текстуру. В минеральном составе присутствует плагиоклаз, пироксен, второстепенный минерал – кварц. Плагиоклаз характеризуются гипидиоморфными субизометрическими и таблитчатыми зернами. Под микроскопом без анализатора они полностью прозрачные, бесцветные. Характер погасания зёрен – неравномерный (полисинтетические двойники). Зерна пироксена практически полностью замещены волокнистыми агрегатами уралита, но есть неизменные зерна гипидиоморфной формы. Зерна кварца субизометричной, гипидиоморфной и ксеноморфной формы с равномерным погасанием (рис.3).

Образцы 107-1 и 107-4 представлены пикритами с неполнокристаллической, микрозернистой, мелкозернистой и порфириковой структурой и массивной текстурой [2, 3]. В минеральном составе присутствует пироксен, оливин, вторичный минерал – серпентин. Вулканическое стекло замещено тонкодисперсным бледно-зеленоватым серпентином. На фоне основной серпентинизированной массы выделяются реликты зерен пироксена и оливина. Зерна пироксена гипидиоморфной, чаще ксеноморфной, субизометрической формы. Под микроскопом без анализатора зерна бесцветные, с анализатором имеют равномерное погасание, угол погасания составляет 40°. По периферии зерна пироксена замещаются чешуйчатым хлоритом. Зерна оливина практически полностью замещаются зональными агрегатами серпентина, но реликты зерен ещё имеют идиоморфные, округлые очертания (рис.3).

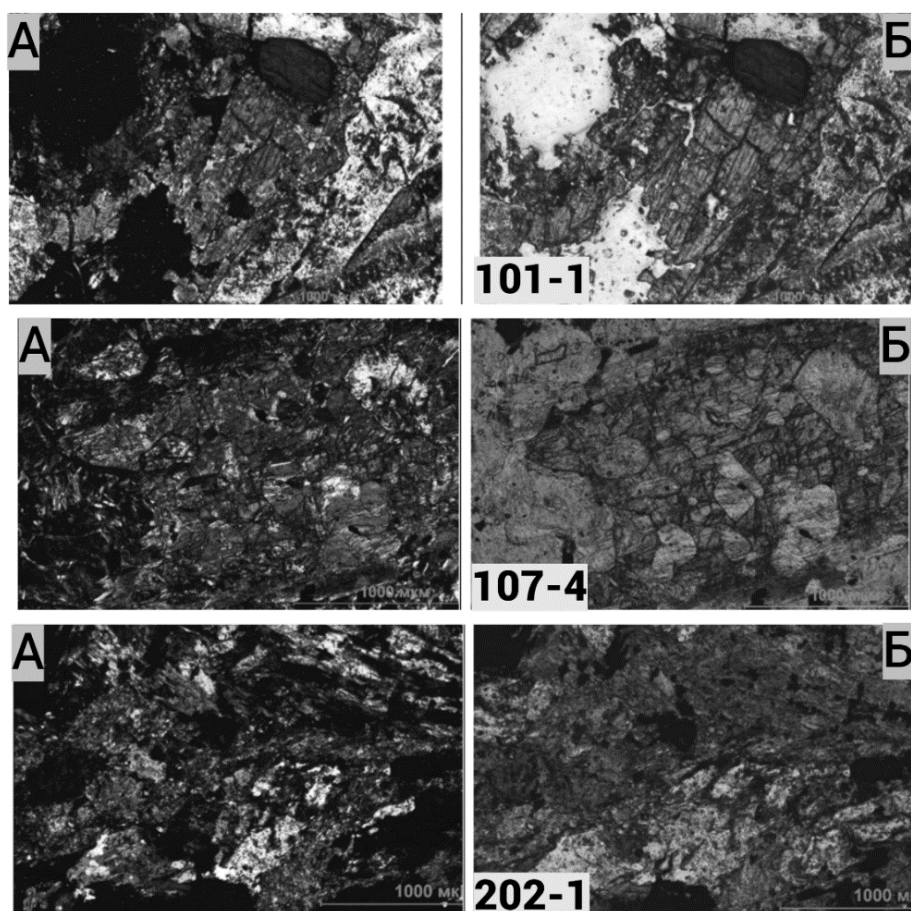


Рис. 3. Шлиф 101-1 – габбро, 107-4 – пикрит, 202-1 – актинолит-серицитовый сланец. Изображение А шлиф 101-1 – зерна клинопироксена и кварца с анализатором, изображение Б без анализатора. Изображение А шлиф 107-4 – зерна пироксена с серпентинитом с анализатором, изображение Б без анализатора. Изображение А шлифа 202-1 – зерна серицита, титаномагнетита и кварца с анализатором, изображение Б без анализатора.

Образец 202-1 представлен актинолит-серицитовым сланцем с гетеробластовой структурой (от микро- до среднезернистой), нематолепидобластовой и гранобластовой структурой, сланцеватой текстурой [2, 3]. В минеральном составе присутствуют серицит, актинолит, кварц и рудный минерал – титаномагнетит. Лейсты серицита гипидиоморфной, субизометричной, таблитчатой формой. Зерна актинолита гипидиоморфной, субизометрической и таблитчатой формы, плеохроируют в зеленоватых тонах. Зерна кварца субизометричной, гипидиоморфной и ксеноморфной формы с равномерным и волнистым погасанием. Титаномагнетит частично или полностью замещен лейкоксеном с реликтовым рисунком структур распада твердых растворов, наблюдающихся благодаря неоднородности агрегатов. В наиболее крупных зернах сохраняются идиоморфные и гипидиоморфные изометричные очертания (рис.3).

Таким образом, в ходе исследования был определен минеральный состав горных пород с участка Кусьинского массива, Серпентинового карьера и Першинской дайки в Горнозаводском районе Пермского края. Комплекс проведенных методов позволил точно типизировать горные породы в соответствии с Петрографическим кодексом [4]. Образец 101-1 относится к магматическим вулканическим горным породам основного состава умереннощелочного подотряда и представлен монцогаббро-диоритом. Образцы 107-1, 107-4 относятся к магматическим вулканическим горным породам ультраосновного состава низкощелочного подотряда и представлены пикритами. Образцы 107-3 и 202-1 представлены серицит-актинолит-серпентиновым и актинолит-серицитовым сланцем соответственно. Породы относятся к основным метаморфическим породам нормальной щёлочности зеленосланцевой

фации, образец 107-3 относится к натриевому типу щелочности, образец 202-1 относится к калиево-натриевому типу щелочности.

Литература

1. Блинов С.М., Ваганов С.С., Векслер И.В., Ергалиев Р.Т, Ждакаев В.И., Золотарев Л.Р., Ибламинов Р.Г., Исаева Г.А., Казымов К.П., Крутик И.А., Манькова Т.В., Меньшикова Е.А., Осовецкий Б.М., Перевозчиков Б.В., Пишиотта А., Седунова А.П., Суслов С.Б. Минерально-сырьевая база Пермского края для производства базальтового волокна: справочник / Под общей редакцией Р. Г. Ибламинова; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2015. С 160-181.
2. Ибламинов Р.Г. Петрография (магматические, метаморфические, метасоматические и импактные горные породы): учеб. Пособие / Р.Г. Ибламинов, Н.Е. Молоштанова, А.М. Шехирева; под редакцией Р.Г. Ибламинова; перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2012. – 240 с.
3. Краснощёкова Л.А. Породообразующие минералы и структуры кристаллических пород: учебное пособие / Томский политехнический университет. Томск, 2009. 84 с.
4. Петрографический кодекс России. Магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования. Издание третье, исправленное и дополненное. СПб.: ВСЕГЕИ, 2009. 200 с.

СЕРЕБРО-СУЛЬФИДНО-ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКАЯ СТАДИЯ МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ АМГУЭМО-КАНЧАЛАНСКОЙ МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКОЙ ЗОНЫ (ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЧУКОТКА)

Голдырев Виталий Николаевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
аспирант, г. Пермь
vg121297@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, Осовецкий Борис Михайлович

Аннотация: в пределах Амгуэмо-Канчаланской металлогенической зоны существуют различные типы золото-серебряных руд, которые, вероятно, были сформированы на различных стадиях минералообразования. Целью работы является выявление минералогических и текстурно-структурных особенностей руд, уточнение стадийности осаждения рудных минералов, оценка продуктивности образований серебро-сульфидно-полиметаллической стадии, которая развита на месторождении Жильное. В ходе электронномикроскопических исследований были определены формы нахождения рудных минералов, характер их взаимоотношения друг с другом позволил представить схему очередности их формирования. По результатам полевых и лабораторных работ проведена оценка продуктивности данной стадии.

Ключевые слова: стадийность, сульфиды, пирит, золото, серебро, эпитеральные месторождения, Охотско-Чукотский вулканический пояс.

SILVER-SULFIDE-POLYMETALLIC STAGE OF MINERAL FORMATION OF THE AMGUEM-KANCHALAN METALLOGENIC ZONE (CENTRAL CHUKOTKA)

Vitaliy Goldyrev,

*Perm State University,
Post-graduate Student, Perm,
vg121297@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, professor Boris Osovetskiy

Abstract: Within the Amguemo-Kanchalan metallogenic zone, there are various types of gold-silver ores, which were probably formed at various stages of mineralization. The aim of the work is to clarify the stages of deposition of ore minerals, to identify mineralogical and textural-structural features of silver-sulfide-polymetallic ores, which is developed at the Zhilnoye deposit. In the course of electron microscopic studies, the forms of ore minerals were determined, the nature of their relationship with each other allowed us to present a scheme of the order of their formation. Based on the results of field work, the productivity of this stage was assessed.

Keywords: stages, sulfides, pyrite, gold, silver, epithermal deposits, Okhotsk-Chukchi volcanic belt.

Введение. Амгуэмо-Канчаланская металлогеническая зона (АКМЗ) расположена в пределах субширотного сегмента Охотско-Чукотского вулканогенного пояса (ОЧВП), представляющего пограничную структуру в области максимального сжатия земной коры на северо-восточной окраине Азии, обусловленного расширением Тихоокеанской плиты. ОЧВП наложен на вещественные комплексы Кони-Танюерерской складчатой системы Корьякско-Камчатской складчатой области [1,2].

В пределах АКМЗ расположены три Au-Ag эпитеральные месторождения (Валунистое, Горное, Жильное), а также множество золото-полиметаллических проявлений (Огненное, Шах, Осеннее, Кремное, Раздольное, Кузьмич и др.) различных типов минерализации. На 2020 г. на месторождениях района суммарные запасы (Indicated+ Inferred) условного золота составляют около 46,3 т. Добыто около 25 т золота. Апробированные ЦНИГРИ прогнозные ресурсы золота Валунистого рудного узла составляют: категории P₁ – 13 т, P₂ – 100 т (при средних содержаниях золота 9,9-10,6 г/т). В сумме около 180 т золота, однако ресурсный потенциал района не исчерпан – результаты полевых работ

различными предприятиями свидетельствует о высокой перспективности данной территории на выявление мелких и средних месторождений золото-серебряных руд, сопоставимых по масштабам с месторождением-лидером – Валунистое. В то же время, нельзя исключать возможности выявления других крупных объектов.

Руды объектов различаются по показателю Ag/Au: серебряно-золотые руды месторождения Жильное – более 50, золото-серебряные руды месторождений Валунистое, Горное – 10-50. По нашему мнению, данные руды относятся к различным продуктивным стадиям минералообразования. Настоящая работа направлена на изучение серебро-сульфидно-полиметаллической стадии, которая представлена серебряными рудами месторождения Жильное. Цель работы – выявление минералогических и текстурно-структурных особенностей руд, уточнение стадийности осаждения рудных минералов, оценка продуктивности образований данной стадии.

Методика исследования. Полевые работы на месторождении Жильное были выполнены Голдыревым В.Н. в процессе проведения геологоразведочных работ предприятием ООО «Канчалано-Амгуэмская площадь» и включали отбор наиболее типичных образцов данной стадии (рис. 1).



Рис. 1. Проявление серебро-сульфидно-полиметаллической стадии:
а – кварц-сульфидные прожилки, б, в – кварц-сульфидный цемент гидротермальных брекчий,
г – полосы и просечки в жилах дорудных стадий.

Лабораторные работы выполнены в Центре коллективного пользования (ЦКП) Пермского государственного национального исследовательского университета. Минеральный состав образцов определен в шлифах (аналитик Б.М. Осовецкий) с использованием поляризационного микроскопа Nikon Eclipse LV 100 Pol (Nikon, Япония). Формы нахождения, морфология кристаллов, вещественный состав образцов проанализирован с помощью СЭМ JSM 7500F (Jeol) с холодной эмиссией и JSM 6390LV (Jeol) с ЭДС INCA ENERGY 350, Oxford Instruments (аналитик Б.М. Осовецкий).

Текстурно-структурные и минералогические особенности руд. Руды серебро-сульфидно-полиметаллической стадии в пределах АКМЗ, как правило, представлены кварц-адуляровыми жилами с тонкими, нитивидными прожилками и просечками рудных минералов.

На месторождении Жильное распространены черные кварц-сульфидные прожилки (рис. 1-а). В центре месторождения находится зона гидротермальных брекчий с сульфидно-кварцевым цементом (рис. 1-б, в). Черный цемент этих брекчий представляет собой гидротермальные образования, аналогичные таковым в прожилках. Суммарно они характеризуют серебро-сульфидно-полиметаллическую стадию минералообразования. Черные кварц-сульфидные прожилки перекрывают более ранние безрудные кварц-адуляровые прожилки предыдущей стадии минералообразования, а также внедряются в них (рис. 1-г).

Предшественники относили данные брекчии к взрывным. Подобные брекчии встречаются на соседнем месторождении Валунистое, состав их цемента – пирит-гематитовый. Данные рудовме-

щающие брекчии являются признаком обильной гидротермальной системы, они характерны для многих месторождений вулканических поясов [3-5].

Последующая стадия минералообразования (золото-серебро-сульфосолевая) наиболее распространена в пределах АКМЗ. В отличие от серебро-сульфидно-полиметаллической стадии для нее характерно образование электрума, в составе которого преобладает золото, при значительно меньшем количестве акантита и серебросодержащих сульфосолей [3, 6-8]. На этой стадии в результате разрастания кварца и адуляра формируются колломорфно-полосчатые и параллельно-зональные текстуры.

Типоморфные особенности рудных минералов. Основным рудным минералом является пирит, количество которого составляет 3,0%. В количестве единичных знаков присутствует сфалерит, галенит, халькопирит. Отмечаются частицы серебросодержащих минералов (акантит, полибазит, самородное серебро).

Пирит преобладает в количественном отношении и образует разнообразные формы выделений: 1 – мелкие кристаллики и зерна, часто округлой формы, образующие скопления разной густоты и размеров, 2 – сплошные зоны пиритизации в виде цепочек или на контакте породообразующих минералов (кварца и полевых шпатов), 3 – сростки с другими минералами: галенитом, халькопиритом, сфалеритом, 4 – мелкие корродированные кристаллы. Пирит часто очень трещиноват. Встречаются интенсивно подробленные кристаллы. Наблюдаются признаки регенерации пирита – обрастания старых зерен каймой следующей генерации.

Халькопирит встречается реже пирита. Наблюдаются отдельные аллотриоморфные зерна преимущественно в последние сотые доли мм. Встречаются сростки с пиритом, сфалеритом и галенитом, а также эмульсионные включения в сфалерите в виде структур распада твердых растворов. Халькопирит встречен также в виде тонких, местами извилистой формы реликтов от замещения акантитом.

Сфалерит образует изометричные или слабо удлиненные выделения размером 30-70 мкм, чаще всего в сростаниях с пиритом, халькопиритом, галенитом. Редко сфалерит образует включения в зернах пирита.

Галенит встречается в подчиненном количестве и наблюдается в сростках со сфалеритом, халькопиритом и пиритом. Характерны округлые включения галенита в зернах пирита. В пределах Валунистого рудного поля галенит встречается не только в виде включений и прожилков, но и в виде отдельных массивных агрегатов размером до 2 м (месторождение Валунистое, зона Новая).

Среди минералов благородных металлов доминирует акантит, развит электрум с высоким содержанием серебра, полибазит.

Акантит распространен повсеместно, в самых разнообразных формах, широкой гаммы размерности, в разных минералах и участках породы. В кристаллах пирита часто наблюдается включения и скопления акантита, которые занимают пустоты, имеют сложную форму. Вероятно, они нарастали на более мелкие выделения и были захвачены в процессе роста кристалликов пирита. Микровключения акантита наиболее часто присутствуют в пирите. Они нередко имеют овальную форму, но обычно неправильную и удлиненную. Очень характерно присутствие мелких выделений акантита на контактах зерен кварца и пирита, а также в микротрещинах в пирите.

Обнаруженное *золото* тонкое, компактное с неровными контурами. Размер золотинок достигает 0,7 мм, но, как правило, колеблется в пределах 1-20 мкм, существуют и более мелкие разновидности. Нередко наряду с зернами размером около 10 мкм «распылены» субмикроскопические частицы, в составе которых присутствуют Au и Ag. По цвету золото серебристо-серое, как правило, с чистой поверхностью, иногда присутствуют включения и налеты гидроксидов железа. Измерения пробы благородного металла показали, что золото по составу неоднородное. В одних местах часть металла соответствует электруму, в других местах характеризуется как низкопробное, высокосеребристое золото (вероятно, кюстелит).

Стадийность отложения рудных минералов. Данная стадия характеризуется образованием сульфидной рудной минерализации (табл. 1, рис. 2). Вначале происходит неоднократное дробление жил с отложением преимущественно тонкопрожилковой рудной минерализации. Первым отлагается пирит, далее выделяются арсенопирит и сфалерит. Затем пирит обрастает халькопиритом. Также халькопирит формирует тонкую эмульсионную вкрапленность в сфалерите. Прожилково-вкрапленные выделения галенита пересекают и образуют сростки с пиритом, халькопиритом и сфалеритом (рис. 2-а, б). Хорошо заметно, что они вторичны по отношению к данной минерализации.

Минералы благородных металлов (акантит, полибазит, электрум) осаждаются в конце стадии. Акантит заливообразно прорастает в кристаллы пирита, халькопирита, галенита по трещинам в них, обрастает их в виде каемок, корродирует эти минералы (рис. 2-г, в), выполняют промежутки между зернами кварца.

Стадийность осаждения рудных минералов

Минерал	Серебро-сульфидно-полиметаллическая стадия
Пирит	—————
Арсенопирит	-----
Сфалерит	—————
Халькопирит	—————
Галенит	—————
Акантит	—————
Полибазит	—————
Минералы системы Au-Ag	—————

Примечание: ————— главный минерал, ————— второстепенный минерал, ----- редкий минерал

Внутри пирита формируются включения и прожилковидные выделения акантита, и самородного серебра. Иногда акантит замещает пирит и заполняет пустоты в нем. Замещение халькопирита акантитом в нескольких случаях сопровождается отложением выше упомянутых тонких кайм пирита с периферии в акантите.

Минералы золота осаждаются в виде субмикроскопических частиц электрума. Они были обнаружены в халькопирите.

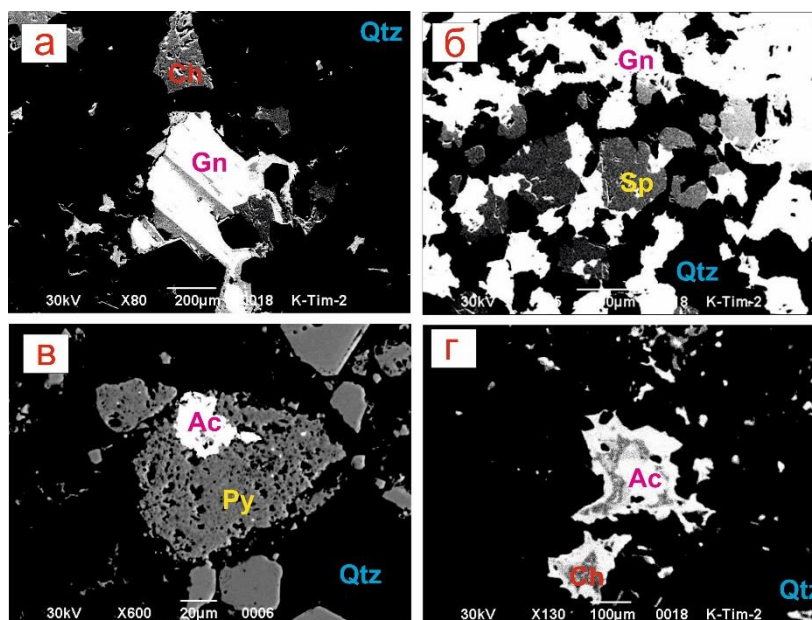


Рис. 2. Характер взаимоотношения рудных минералов: а – галенит обрастает сфалерит, б – галенит обрастает сфалерит, в – акантит корродирует пирит, г – замещение халькопирита акантитом

Продуктивность стадии. Гидротермальные образования серебро-сульфидно-полиметаллической стадии развиты в центральной части месторождения Жильное и представлены зоной гидротермальных брекчий с кварц-сульфидным цементом, мощность которой достигает 25 м. Ее сопровождают участки интенсивных метасоматических изменений (аргиллизация, окварцевания), жильно-прожилковые зоны. В этих образованиях при приближении к зоне брекчий с черным цементом происходит резкое повышение содержания благородных металлов (преимущественно серебра). Адуляр-кварцевые жилы, которые расположены вблизи от данных брекчий, как правило, насыщены просечками и полосами сульфидов, в отличие от жил флангов месторождения. Данные кернового и бороздового опробования указывают на высокое содержание благородных металлов в жилах и брекчиях, содержащих обильную сульфидную минерализацию (рис. 3): Au – до 20 г/т, Ag – до 3500 г/т. Максимальные концентрации ($Au_{\text{усл.}}$ 40–90 г/т) отмечаются в центральной части трубок брекчий.



Рис. 3. Кварц-адуляровая жила с сульфидной минерализацией (пробирный анализ данной бороздовой пробы: Au – 17 г/т, Ag – 2511 г/т)

Ранее нами [9] было установлено, что существует пространственная связь брекчий с сульфидно-кварцевым цементом и благороднометалльной минерализации. Однако на флангах месторождения также присутствуют «пустые» гидротермальные образования серебро-сульфидно-полиметаллической стадии – прожилки кварц-пиритового состава. Это означает, что зона брекчий является центром гидротермальной системы и наиболее предпочтительной структурно-литологической ловушкой-осадителем для рудных минералов и благородных металлов. В ее пределах происходит осаждение минералов золота и серебра с различных стадий минералообразования.

Электронно-микроскопические исследования пирита брекчий центральной части месторождения демонстрируют, что в химическом составе практически всех его зерен присутствует серебро, в единичных случаях золото. Это свидетельствует о принадлежности зерен акантита и пирита, вмещающих акантит, к одной генерации, что подтверждает продуктивность серебро-сульфидно-полиметаллической стадии.

Заключение. В большинстве фондовых материалов существовали представления об одной (золото-серебро-сульфосолевой) продуктивной стадии минералообразования на территории АКМЗ. Проведенное исследование, позволяет утверждать, что серебро-сульфидно-полиметаллическая стадия является продуктивной. Серебряно-золотые руды (серебряно-золотое отношение более 50) месторождения Жильное были сформированы на этой стадии. Отсутствие подобных объектов в пределах АКМЗ объясняется более глубоким уровнем эрозионного среза месторождения Жильное, это подтверждает широкое развитие пропилитов в отличие от других месторождений и проявлений, где распространены кварц-серицитовые и аргиллизитовые метасоматиты. Гидротермальные образования серебро-сульфидно-полиметаллической являются признаком подрудного эрозионного среза, поэтому возможно обнаружение оруденения данной стадии на глубоких горизонтах месторождения Валунистое.

Литература

1. Белый В.Ф. Геология Охотско-Чукотского вулканогенного пояса. Магадан: СВКНИИ ДВО РАН, 1994. 76 с.
2. Полин В.Ф. Петрология контрастной серии Амгуэмо-Канчаланского вулканического поля Чукотки. Владивосток: ДВО АН СССР, 1990. 228 с.
3. Волков А.В., Прокофьев В.Ю., Винокуров С.Ф. и др. Эпитермальное Au-Ag месторождение Валунистое (Восточная Чукотка, Россия): геологическое строение, минералого-геохимические особенности и условия рудообразования // Геология рудных месторождений. 2020. Т. 62. № 2.

4. Савва Н.Е., Колова Е.Е., Фомина М.И. и др. Золото-полиметаллическое оруденение в взрывных брекчиях: минералого-генетические аспекты (месторождение Сентябрьское, СВ, Чукотка) // Вестник СВНЦ ДВО РАН. 2016. № 1. С. 16-36.
5. Сидоров А.А., Сидоров В.А., Волков А.В. Золотоносные взрывные брекчии штока Ванин – новый тип оруденения на Северо-Востоке России // ДАН. 2010. Т. 435. № 6. С.780-785.
6. Елманов А.А., Прокофьев В.Ю., Волков А.В., Сидоров А.А., Воскресенский К.И. Первые данные об условиях формирования Ag-Ag эпitherмальной минерализации месторождения Жильное (Восточная Чукотка) Россия // ДАН. 2018. Т. 480. № 6. С.693-697.
7. Журавкова Т.В., Пальянова Г.А., Калинин Ю.А., Горячев Н.А., Зинина В.Ю. Физико-химические условия образования минеральных парагенезисов золота и серебра на месторождении Валунистое (Чукотка) // Геология и геофизика. 2019. Т. 60. № 11. С.1565-1576.
8. Новоселов К.А., Котляров В.А., Белогуб Е.В. Сульфоселенид серебра из руд Валунистого золото-серебряного месторождения (Чукотка) // Зап. РМО. 2009. Часть 138. Вып. 6. С.56–61.
9. Голдырев В.Н., Осовецкий Б.М., Наумов В.А. Золотоносные взрывные брекчии месторождения Жильное (Чукотка) // Металлогения древних и современных океанов. 2022. Т. 28. С. 129-133.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ ШЕШМИНСКОЙ СВИТЫ (P₁U ŠŠ) В КУНГУРСКОМ РАЙОНЕ, ПЕРМСКОГО КРАЯ

Епифанов Виталий Владимирович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курс, г. Пермь
epifanovvit2001@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Пактовский Юрий Германович

Аннотация: Объектом исследования являются отложения шешминской свиты (P₁u šš) в Кунгурском районе Пермского края. Цель работы – составление литологической характеристики отложений шешминской свиты на исследуемой территории. В процессе работы проводились исследования вещественного состава отложений шешминской свиты с применением литолого-минералогического и гранулометрического анализов. Для литологической характеристики отложений применялись классификационные диаграммы В. Д. Шутова, Т. Ван Андела, Л. Б. Рухина.

Ключевые слова: литохимическая характеристика, песчаники, медистые песчаники, шешминская свита, качественный минералогический анализ, количественный минералогический анализ.

LITHOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE SEDIMENTS OF THE SHESHMIN FORMATION (P₁U ŠŠ) IN KUNGURSKY DISTRICT, PERM KRAI

Epifanov Vitaly Vladimirovich

*Perm State University, 4th year student
2019-2023 Perm
epifanovvit2001@gmail.com*

Scientific supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Paktovskiy Yuri Germanovich

Abstract: The object of the study is the sediments of the Sheshma Formation (P₁u šš) in the Kungursk district of Perm Krai. The aim of the work is to compile the lithological characteristics of the sediments of the Sheshma Formation in the studied area. In the course of the work, the material composition of the sediments of the Sheshma Formation was investigated using lithologic-mineralogical and granulometric analyses. The lithological characteristics of the sediments were characterized by the classification diagrams of Shutov, Van An del, and Rukhin.

Key words: lithochemical characteristics, sandstones, cuprous sandstones, Sheshma Formation, qualitative mineralogical analysis, quantitative mineralogical analysis.

Изучение горных пород как полезных ископаемых составляют важную часть работы геологов, данная тема не обошла стороной и меня. На Урале проходит полоса отложений медных песчаников, затрагивающая мой родной Кунгурский район. Пермские медистые песчаники в виде двух полос шириной до 100 и более километров тянутся с севера на юг от Верхнекамья до Актюбинска на расстояние более чем 1 500 км [6]. О местных медных рудниках известно ещё с 18 века – «рудоносность медистых песчаников страны Камской сделалась известной более 200 лет» [5]. На основании всех перечисленных фактов, целью моей работы стало геологическое изучение отложений шешминской свиты на территории моей малой родины в Кунгурском районе Пермского края, сравнение результатов с предыдущими работами.

Кунгурский муниципальный район расположен на юго-востоке Пермского края в 100 км от г. Перми. Площадь района составляет 4391 км² – 2,7 % всей площади Пермского края. Характерны многочисленные озера, встречаются и карстовые [3].

Геологический разрез Пермского края представлен различными по возрасту и составу толщами. К нижнему комплексу относятся архейские и нижнепротерозойские дислоцированные породы кристаллического фундамента. Выше залегает комплекс карбонатно-терригенных пород рифея-венда,

перекрытый мощной терригенно-карбонатной толщей ордовикско-пермского возраста и преимущественно терригенными, локально развитыми породами мезозойской эратемы и четвертичной системы. В целом возраст отложений с востока на запад последовательно омолаживается: от рифея до мезозоя [2].

Город Кунгур расположен на западном крыле Уфимского вала и входит в состав денудационной равнины Среднего Предуралья (Лукин, Ежов, 1975). Отбор проб происходил на территории Мазунинского валика.

Пермская группа месторождений меди в медистых песчаниках приурочена преимущественно к шешминской свите уфимского яруса приуральского отдела и протягивается из Республики Коми субпараллельно Уралу от пос. Пильва на севере Пермского края и далее до его южной границы меридионально. Рудная минерализация представлена, главным образом, малахитом, азуритом, халькозином, купритом, реже дигенитом, халькопиритом, борнитом, ковеллином и др. минералами. Основными рудными минералами ниже зоны выветривания являются халькозин, реже борнит и ковеллин. В зонах окисления в составе рудных отмечаются малахит, азурит, самородная медь, ковеллин, куприт и ванадат меди – фольбортит и др. Минералы меди слагают цемент конгломератов и песчаников, располагаются по трещинам и поверхностям напластования мергелей, известняков и сланцев [6].

В наши дни многочисленные мелкие проявления меди в медистых песчаниках не разрабатываются вследствие их разрозненности, незначительных запасов, отсутствия технологии отработки мелких разобщенных рудных тел и, как следствие, нерентабельности добычи меди при существующих технологиях. Однако с точки зрения современной промышленности они могут представлять интерес как комплексные руды, содержащие помимо меди серебро, скандий, ванадий, золото и др. элементы-примеси. Относительно низкое содержание всех полезных компонентов определяет возможность их использования только при решении вопросов технологии добычи, обогащения и разделения совокупного концентрата. [6]

Отбор проб производился различными способами: бороздовым и точечным. В пробу отбиралась мелкая песчано-глинистая фракция элювиально-делювиальных отложений, находящихся ниже почвенно-растительного слоя. Перед началом обработки все влажные пробы доведены до воздушно-сухого состояния. Для дальнейшего анализа выбраны самые интересные и перспективные пробы: 1, 2, 4, 6, 12, 13, 14. Дробление протоочных проб производилось вручную в стальных стаканах, пробы производились до состояния пудры. Перед рассевом пробы проведено отмучивание глинистой фракции по методу Собанина [1]. Рассев произведен на следующие гранулометрические классы (мм): 1-0,5; 0,5-0,25; 0,25-0,1 и 0,1-0,05. Все классы взвешивались с точностью до 0,01 г; полученные результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1

Сводная таблица процентных содержаний гранулометрических классов

№ пробы	Масса пробы исх., г	Песчано-алевритовые классы					Глина -0,01	Итого
		1,0-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,05	0,05-0,01		
1	%	0,5	7,3	53,8	14,5	0,4	23,5	100
2	%	0,06	13,83	59,58	22,75	0,40	3,39	100
4	%	5,76	18,69	57,12	17,31	1,12	0	100
6	%	18,45	12,59	40,02	26,24	2,70	0	100
12	%	9,96	19,92	39,61	25,15	5,35	0	100
13	%	0,58	1,21	19,16	74,18	4,88	0	100
14	%	5,26	5,67	9,72	54,06	25,28	0	100

Проба 1 песчаник алевритисто-сильноглинистый мелкозернистый, проба 2 – песчаник алевритовый мелкозернистый (Фролов, 1964).

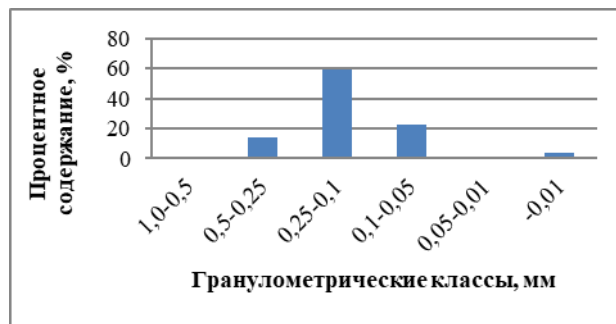
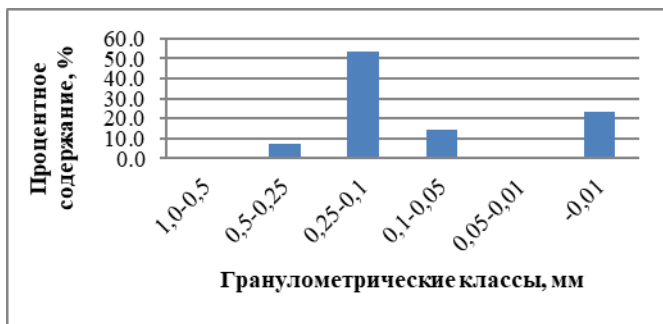


Рис.1. Процентное распределение гранулометрических классов в пробе 1 и 2

Проба 4 и 6 песчаник алевритистый мелкозернистый (Фролов, 1964).



Рис.2. Процентное распределение гранулометрических классов в пробе 4 и 6

Проба 12 песчаник алевритистый мелкозернистый, проба 13 – алеврит песчанистый крупнозернистый (Фролов, 1964).

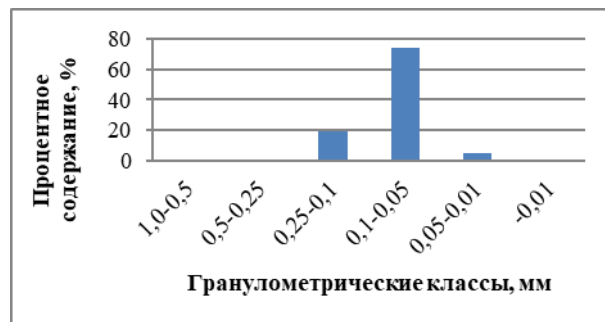


Рис.3. Процентное распределение гранулометрических классов в пробе 12 и 13

Проба 14 алеврит песчанистый крупнозернистый (Фролов, 1964).

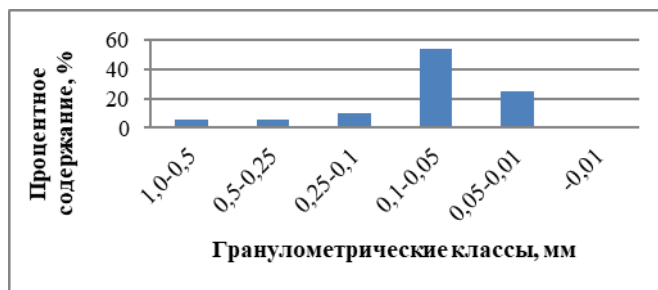


Рис.4. Процентное распределение гранулометрических классов в пробе 14

Магнитная сепарация применялась для отделения магнетита и техногенного железа из состава проб. Качественный минералогический анализ проводился для всех проб и фракций за исключением класса 0,25-0,1 мм для проб 4 и 12, для этих фракций проведен количественный минералогический анализ. Результатом анализа можно считать обнаружение единичных проявлений медных минералов: халькопирита в пробе 4 фракция 0,1-0,05 мм и магнитной фракции 0,25-0,1 мм, самородной меди в пробе 1 фракция 0,5-0,25 мм и в пробе 12 магнитная фракция 0,25-0,1 мм.

На основе качественного анализа, пробы 1, 2, 12, 13, 14 занесены на классификационные диаграммы песчаных пород по В. Д. Шутову (1967 г.), по Т. Ван Анделу (1958 г.) и по Л. Б. Рухину (1956 г.) (рис.5–7).

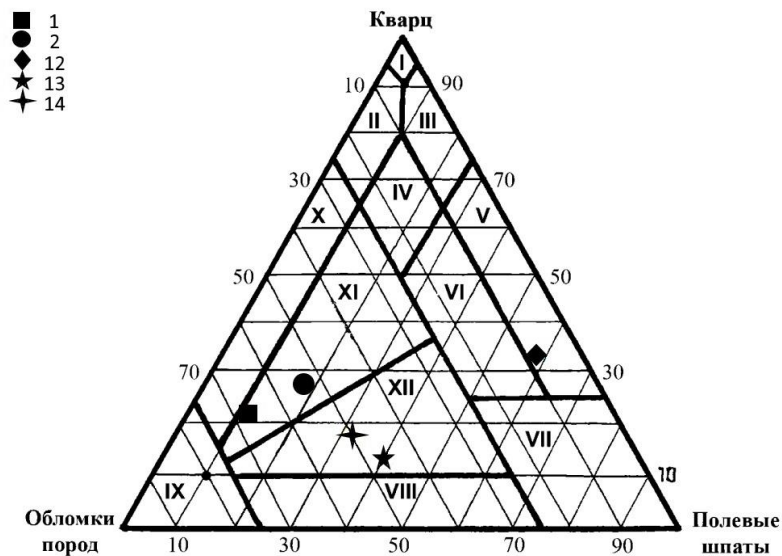


Рис.5. Классификационная диаграмма песчаных пород по В. Д. Шутову (1967 г.)
 I – мономиктовые кварцевые; II – кремнисто-кварцевые; III – полевошпатово-кварцевые;
 IV – мезомикто-кварцевые; V – собственно аркозы; VI – граувакковые аркозы; VII – поле пород не терригенного происхождения; VIII – полевошпатовые граувакки; IX – собственно граувакки;
 X – кварцевые граувакки; XI – полевошпатово-кварцевые граувакки;
 XII – кварц-полевошпатовые граувакки



Рис.6. Классификационная диаграмма песчаных пород по Т. Ван Анделу (1958 г.)



Рис. 7. Классификационная диаграмма песчаных пород по Л. Б. Рухину (1956 г.)

Результатом количественного минералогического анализа стало определение эпидотовой ассоциации. Данный результат подтверждает статья Харитонов Т. В. 2008 [7]. Эпидотовая минеральная ассоциация указывает на процесс разрушения метаморфических горных пород. Циркон, биотит, турмалин указывают на процесс разрушения горных пород гранитоидного (салического) типа [4]. Итоговые процентные содержания аллотигенных и аутигенных минералов представлены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3

Проба 4 Тяжелая фракция (0,25-0,1 мм)

№ п/п	Минерал/разность	Кол-во, шт.	%
1	Турмалин	5	2,38
2	Эпидот	185	88,10
3	Циркон	15	7,14
4	Биотит	5	2,38
Сумма аллотигенных		210	100
Доля аллотигенных		63,64	63,64
5	Гидрогетит	60	50
6	Гематит	60	50
Сумма аутигенных		120	100
Доля аутигенных		36,36	36,36
Всего		330	100
Отношение аллотигенных к аутигенным		1,75	

Попадание проб на классификационных диаграммах в зону граувакк подтверждает образование пород в процессе разрушения метаморфических (группа эпидота), гранитоидных (кварц, биотит и мусковит) и осадочных (кальцит) горных пород Урала [8].

В ходе анализа проб шешминской свиты изучаемого района не удалось обнаружить массовое присутствие медных минералов, отмечено только проявления медной минерализации. Данный результат не ставит крест на перспективах песчаников шешминской свиты. Следует продолжить их изучение более детально. Использование медистых песчаников стоит рассматривать, как комплексную добычу, ввиду повышенного содержания скандия, серебра, селена, кадмия, золота, платины и прочих редких и ценных компонентов [7].

Таблица 4

Проба 12 Тяжелая фракция (0,25-0,1 мм)

№ п/п	Минерал/разность	Кол-во, шт.	%
1	Турмалин	5	2,46
2	Эпидот	185	91,13
3	Циркон	10	4,93
4	Биотит	3	1,478
Сумма аллотигенных		203	100
Доля аллотигенных		81,85	81,85
5	Гидрогетит	22	48,89
6	Гематит	22	48,89
7	Пирролюзит	1	2,22
№ п/п	Минерал/разность	Кол-во, шт.	%
Сумма аутигенных		45	100
Доля аутигенных		18,15	18,15
Всего		248	100
Отношение аллотигенных к аутигенным		4,51	

В ходе работы отработаны методики отбора проб, подготовки проб к анализам, качественного минералогического анализа и количественного минералогического анализа. Составлена литологическая характеристика, проведено сравнение полученных результатов с ранее проведенными исследованиями в данном регионе.

Литература

1. Геологический словарь. Том 2 / Коллектив авторов. М.: «Недра», 1973. 456 с. (дата обращения 24.02.2023)
2. Кузнецова Е. А. Геология и нефтегазоносность Урала и Предуралья (на примере Пермского края): учебно-методическое пособие; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2022. [Электронный ресурс] (дата обращения 10.02.2023)
3. Мухамадьярова Р. И. Эколого-ценотическая характеристика историко-природного комплекса Спасская гора [Электронный ресурс] <https://studfile.net/preview/5814163/page:3/> (дата обращения 25.12.2022)
4. Фролов В. Т. Литология. Кн. 2: Учеб. пособие. – М.: Изд-во МГУ, 1993. – 432 с. (дата обращения 29.03.2023)
5. Харитонов Т. В. Медистые песчаники Пермского края: сборник статей 1831– 1928 гг; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Электронные данные. – Пермь, 2016 [Электронный ресурс] (дата обращения 10.02.2023)
6. Харитонов Т. В. Пермская медь и ее история [Электронный ресурс] <https://uraloved.ru/istoriya-permskoy-medi> (дата обращения 10.02.23)
7. Харитонов Т. В. Разделение полимиктовых песчаников на примере шешминских и соликамских ФГУП “Геокарта-Пермь” Пермь, 2008 [Электронный ресурс] (дата обращения 20.03.2023)
8. Япоскерт О. В. Литология: учебник для студ. высш. учебн. заведений. – М.: Издательский центр “Академия”, 2008. – 336 с. (дата обращения 30.03.2023)

ПЕТРОГРАФИЯ ФЕДОРОВО-ПАНСКОГО МАССИВА (ЛОВОЗЕРСКИЙ РАЙОН МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ)

Заманова Регина Илшатовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, студентка,
3 курса, г. Пермь*

e-mail: zamanovar@yandex.ru

Научный руководитель: старший преподаватель, Томилина Елена Михайловна

Аннотация: в настоящее время активно ведутся геологические, геохронологические, минералогические, геохимические исследования на потенциально рудоносных объектах Карело-Кольского региона. Федорово-Панский интрузив пироксенит-норит-габбро-норитовой формации признан наиболее перспективным объектом в России на обнаружение в нем промышленных запасов комплексных платинометаллических руд малосульфидного типа. В данной статье проведено минералогическое петрографическое изучение горных пород данного района. Для изучения текстурно-структурных особенностей и минерального состава горных пород использовался кристаллооптический метод.

Ключевые слова: петрография, магматические горные породы, габбро, перидотит, интрузив, шлиф, микроскопическое описание.

PETROGRAPHY OF THE FEDOROVO-PANSKY MASSIF (LOVOZERSKY DISTRICT OF THE MURMANSK REGION)

Zamanova Regina Ilshatovna

*Perm State National Research University, 3^d year student, Perm
e-mail: zamanovar@yandex.ru*

Research Supervisor: Senior lecturer, Tomilina Elena Mikhailovna

Abstract: Currently, geological, geochronological, mineralogical, and geochemical studies are being actively conducted at potentially ore-bearing sites in the Karelo-Kola region. The Fedorovo-Pansky intrusive pyroxenite-norite-gabbro-norite formation is recognized as the most promising object in Russia for the discovery of industrial reserves of complex platinum-metal ores of the low-sulfide type in it. In this article, a mineralogical and petrographic study of the rocks of this area is carried out. The crystal-optical method was used to study the textural and structural features and mineral composition of rocks.

Keywords: petrography, igneous rocks, gabbro, peridotite, intrusive, plume, microscopic description.

Федорово-Панский расслоенный интрузив раннепротерозойской перидотит-пироксенит-габбро-норитовой формации расположен на территории Ловозерского района Мурманской области в центральной части Кольского полуострова и является крупнейшим платинометаллическим интрузивом на Балтийском щите (рис. 1). Структурное положение Федорово-Панского интрузива определяется приуроченностью к глубинным разломам в области сочленения двух крупных разновозрастных структур: с севера – архейского Кольско-Норвежского геоблока и с юга – палеопротерозойской рифтогенной Имандра-Варзугской структурной зоны. Федорово-Панский интрузив имеет в современном срезе удлиненную пластово-линзовидную форму и разделяется на 3 блока [1]. Мною были изучены породы Западно-Панского и Восточно-Панского блоков.

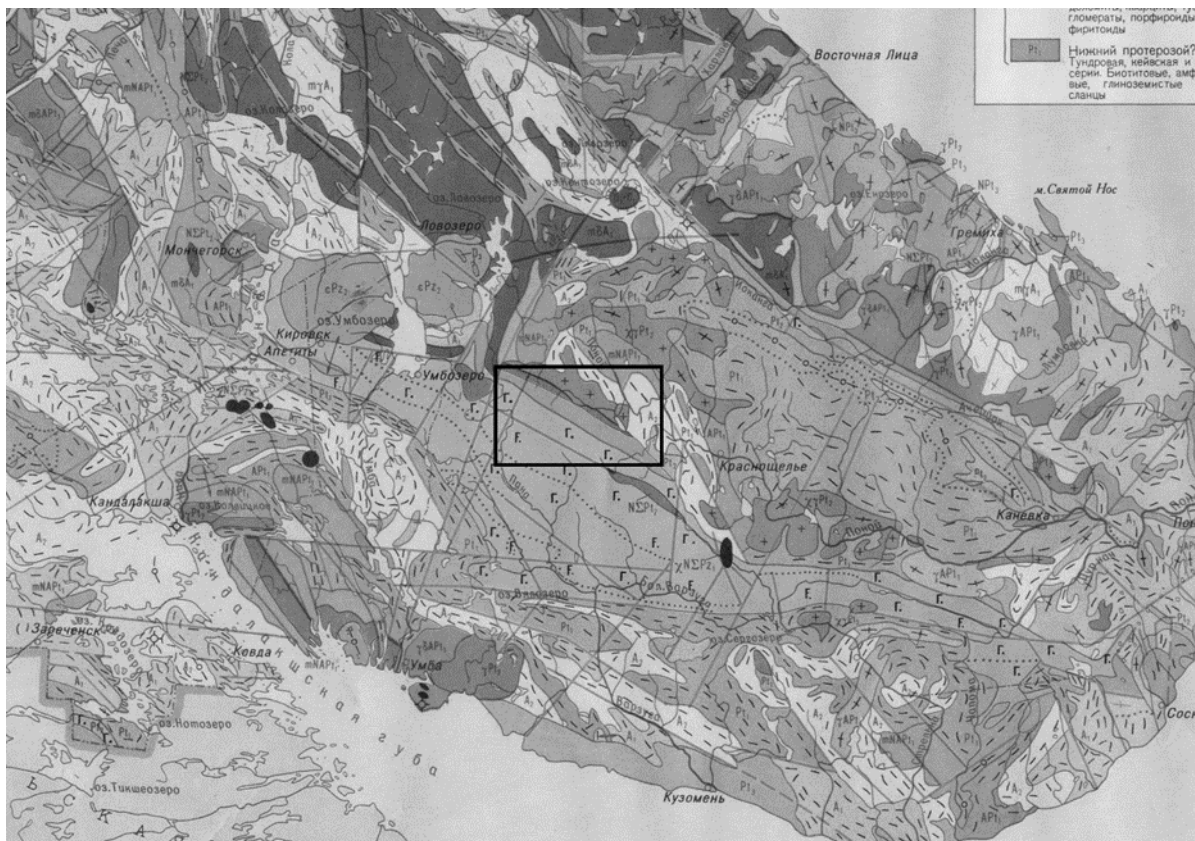


Рис. 1. Геологическая карта Мурманской области, масштаб 1:200000 [1]

Образцы, изученные в данной работе, были предоставлены научным руководителем из учебной коллекции кафедры минералогии и петрографии. При описании образцов магматических горных пород определялась их структуры, текстуры, минеральный состав и вторичные изменения.

Петрографическое изучение шлифов проведено на поляризационном микроскопе Meiji Techno ML9420 (Япония) в проходящем свете с использованием методов скрещённых николей. Кроме этого сделаны снимки шлифов на оптическом микроскопе Olympus BX51 (Япония) в проходящем свете и в скрещённых николях при увеличении 50х.

В результате микроскопических исследований было установлено, что все образцы, кроме одного (№6971), представлены габбро (рис.3). Для габбро характерны структуры, такие как полнокристаллическая, мелкозернистая, среднезернистая, неравномернозернистая и гипидиоморфнозернистая, а именно габброофитовая [2]. Иногда наблюдается пойкилитовая структура – беспорядочное включение зерен пироксена в более крупные зерна плагиоклаза [3]. В минеральном составе присутствуют зерна клинопироксена (диопсид) размером 0,6–2,6 мм, основного плагиоклаза размером 0,7–3,8 мм, в качестве второстепенных минералов присутствуют зёрна ортопироксена (энстатит) и оливина (форстерит). Форма минералов одинаковая – субизометричная, гипидиоморфная. Образец №6971 представлен перидотитом (рис.2), для него характерны полнокристаллическая, мелкозернистая, среднезернистая, крупнозернистая, неравномернозернистая и гипидиоморфнозернистая структуры, реже пойкилитовая [2,3]. Главные породообразующие минералы – оливин (форстерит) размером 0,9–3,5 мм и ортопироксен (энстатит) размером 0,5–5,8 мм, второстепенный – клинопироксен (диопсид) размером зерен 0,9–2,7 мм. Форма минералов одинаковая – субизометричная, гипидиоморфная.

Породы подвержены вторичным изменениям. Для пироксенов характерны очень тонкие прямые вроски в минерале – ламели (вроски клинопироксена в ортопироксене и наоборот) (рис. 2). Так же пироксены по периферии замещаются тальком и серпентином. Для оливина характерно частичное замещение серпентином (рис.3). Плагиоклаз частично замещен соссюритом. Характер вторичных изменений во всех образцах одинаков.

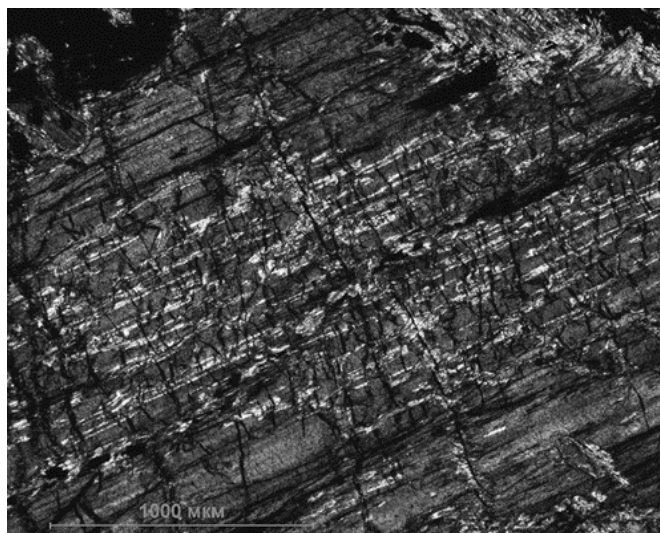


Рис.2. Перидотит. Фрагмент шлифа под микроскопом с анализатором. Зерно ортопироксена представлено энстатитом с вростками клинопироксена



Рис.3. Габбро. Фрагмент шлифа под микроскопом с анализатором.

Зерна ортопироксена с вростками клинопироксена и наоборот, зерно оливина частично замещено серпентином, зерно плагиоклаза, частично сосюритизированно

Минералого-петрографические исследования позволили качественно диагностировать минералы, определить их размер и форму, выявить особенности строения и сложения пород, дали возможность определить абсолютный размер зерен, их относительный размер и взаимоотношение, а также охарактеризовать распределение зерен минералов в породе. Это в свою очередь позволило точнее типизировать горные породы в соответствии с Петрографическим кодексом [4]. Все образцы относятся к магматическим плутоническим горным породам основного и ультраосновного состава нормальщелочного подотряда, представлены габбро и перидотитом соответственно.

Литература

1. Волошина З.М., Каржавин В.К., Петров В.П. *Метаморфизм и рудогенез в платиновом Панском интрузивном массиве (Кольский полуостров)*. Апатиты: Издательство Кольского научного центра РАН, 2008. С. 11-17.
2. Ибламинов Р.Г. *Петрография (магматические, метаморфические, метасоматические и импактные горные породы): учеб. пособие / Р.Г.Ибламинов, Н.Е.Молоштанова, А.М.Шехирева; под ред. Ибламинова Р.Г.; Пермь. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2012. С.106-119.*
3. Краснощёкова Л.А. *Породообразующие минералы и структуры кристаллических пород: учебное пособие / Томский политехнический университет. Томск, 2009. – 84 с.*
4. *Петрографический кодекс России. Магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования. Издание третье, исправленное и дополненное. СПб: ВСЕГЕИ, 2009. С. 20-47.*

ЗОЛОТО РУЧЬЯ ПРАВАЯ ГАРЁВКА (СРЕДНИЙ УРАЛ)

Калина Ксения Николаевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 1 курса магистратуры, г. Пермь
e-mail: kali_xs26@mail.ru*

Голдырев Виталий Николаевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
аспирант, г. Пермь
e-mail: vg121297@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, *Осовецкий Борис Михайлович*

Аннотация: В долине р. Гаревка нередко встречаются знаки золота рудного облика. Были определены морфологические особенности и химический состав золота ручья Правая Гаревка. Результаты сравнения основных характеристик зерен золота нижнего и верхнего течения р. Гаревки указывает на расположение источника питания россыпи вблизи ручья Правая Гаревка. Предполагаемым коренным источником могут являться дайки плагиогранитов Кривинского комплекса.

Ключевые слова: золото, аллювий, россыпи, микронзондовый анализ, Промысла, Пермский край.

GOLD OF THE STREAM PRAVAYA GAREVKA (MIDDLE URALS)

Kseniya Kalina,

*Perm State University,
1st year Master's Degree Student, Perm
e-mail: kali_xs26@mail.ru*

Vitaliy Goldyrev

*Perm State University,
Post-graduate Student, Perm,
e-mail: vg121297@yandex.ru*

Research Supervisor: *Doctor of Geology and Mineralogy, Osovetskiy Boris Mikhailovich*

Abstract: In the river valley In Garevka, there are often signs of gold of an ore appearance. The morphological features and chemical composition of gold from the Pravaya Garevka stream were determined. The results of comparing the main characteristics of gold grains of the lower and upper reaches of the river. Garevki points to the location of the source of placer power near the Pravaya Garevka stream. The plagiogranite dikes of the Krivinsky complex may be the supposed primary source.

Keywords: gold, Promysla, alluvium, Perm Krai, placers, microprobe analysis.

Введение.

Добыча россыпного золота из рек и ручьев Сурьинско-Промысловской золоторудной минерогенической зоны ведется с начала XIX века. Известно более 100 россыпей, большинство из которых отработано. Только в Промысловском районе за всю историю было добыто порядка 8 т россыпного золота. Однако, несмотря на повсеместную золотоносность водотоков, вопрос источников питания россыпей западного склона Среднего Урала до сих пор остается актуальным.

На сегодняшний день единственным объектом данного района, на котором был произведен подсчет запасов рудного золота, является месторождение Кварцевая Гора. Запасы по категориям С₁ + С₂ составляют 1396 кг, среднее содержание 1-3 г/т. В XIX веке месторождение отрабатывалось шахтным способом, было добыто около 1,4 т золота. Формирование месторождения связывают с Тылайско-Промысловским надвигом (М.И. Брюхова, 1963ф; Я.Ш. Брянский и др., 1971ф; С.Б. Прозоровский, 1981ф).

В долине верхнего течения р. Тискос и его правого притока р. Гарёвка нередко встречаются знаки золота, имеющие рудный облик, что указывает на непосредственную близость коренных источников. Ранее нами [2, 5] было изучено золото нижнего течения р. Гаревка.

Настоящая работа направлена на изучение основных характеристик золота ручья Правая Гаревка (верховья р. Гаревка) и может быть полезна для понимания условия формирования россыпи и выявления источников ее питания. Цель работы – определение морфологических особенностей и химического состава золота ручья Правая Гаревка.

Объект исследования.

Ручей Правая Гаревка расположен на территории Горнозаводского городского округа Пермского края. Ручьи Правая и Левая Гаревка являются верховьями р. Гаревка, правого притока р. Тискос. Район исследования находится на западном склоне Среднего Урала (рис. 1).

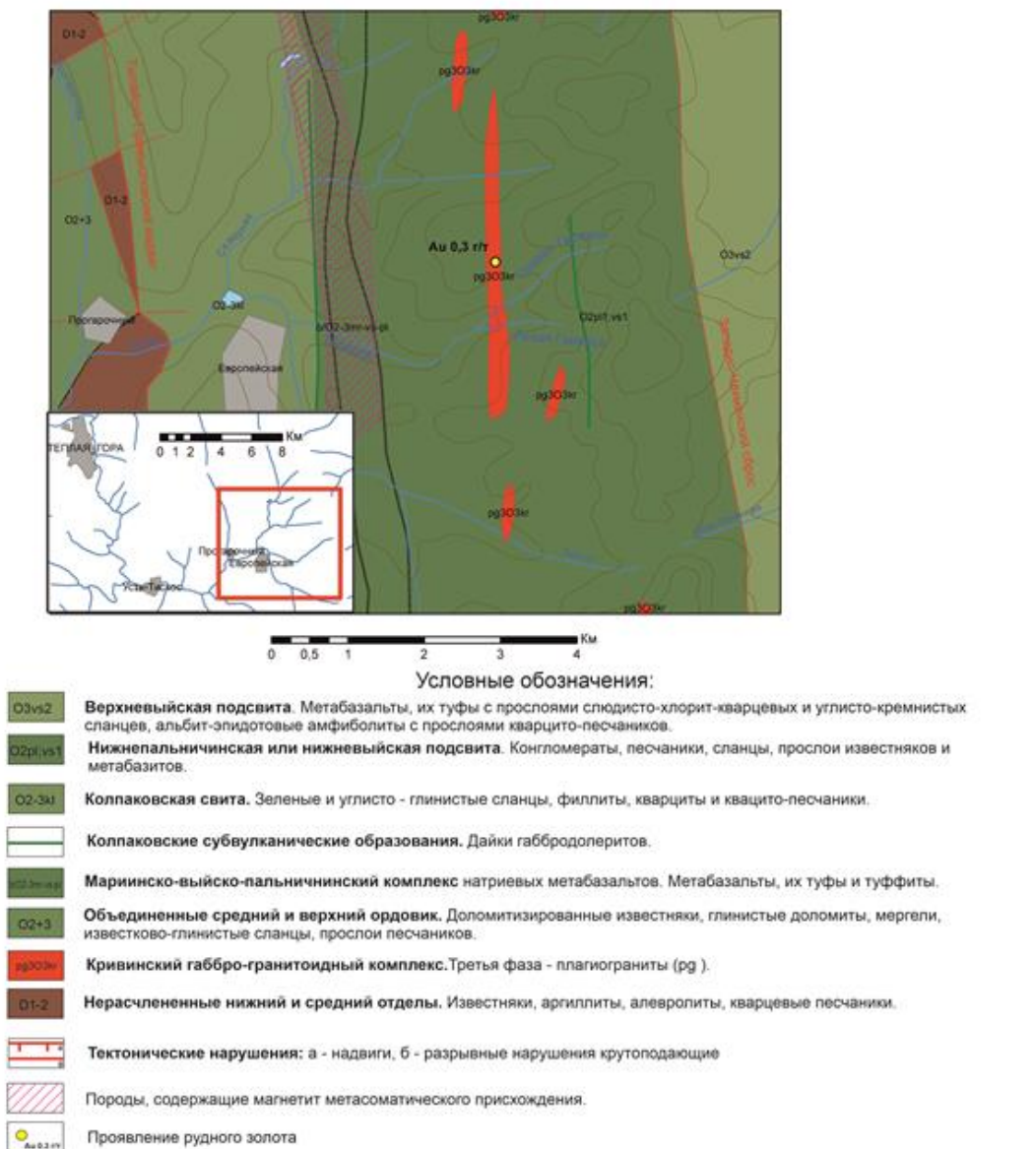


Рис. 1. Геологическая схема района исследования (геологическая основа – Пунтусова, 2002ф)

В геологическом отношении примыкает к Салатимской сутурной зоне, которую ограничивают глубинные разломы и надвиговые структуры (Тылайско-Промысловский надвиг, Западно-Чекменский сброс) [3]. С данными тектоническими нарушениями обычно связаны зоны повышенной проницаемости рудоносных растворов, трещиноватости, рассланцевания, окварцевания, сульфидизации [1].

Долина р. Гаревка находится в зоне развития осадочно-метаморфических и вулканогенных образований ордовикского возраста. Породы представлены серицит-хлорит-альбит-кварцевыми, серицит-кварцевыми, филлитовидными углеродистыми сланцами, кварцито-песчаниками с прослоями мраморизованных известняков и метавулканитов. Породы содержат многочисленные кварцевые, карбонат-кварцевые, альбит-кварцевые прожилки, жилы и линзы.

В верховьях реки имеются выходы интрузий третьей фазы (плагииграниты, плагиигранодиориты, плагиигранит-порфиры, риолиты) Кривинского комплекса позднеордовиского возраста (Г.О. Пунтусова и др., 2002ф). С данным комплексом связано Верхне-Тискосское проявление рудного золота.

Кайнозойские отложения вмещают россыпные месторождения золота. Аллювий реки Тискос и Гаревка образуют два непрерывных потока шириной 20-110 м со средним содержанием шлихового золота 77 и 89 мг/м³ соответственно. В долине р. Гарёвка подсчитаны запасы россыпного золота категории С₂ (при бортовом содержании шлихового золота 40 мг/м³) на протяжении 3 км, составившие 69,3 кг шлихового золота при содержании 89 мг/м³. Объем горной массы – 775 тыс. м³ при средней мощности 3,9 м (А.Б. Балташев и др., 1982ф).

Методика исследования. Полевые работы были выполнены Калиной К.Н. в процессе проведения геологоразведочных ООО «УралГеолПоиск» на участке «Европейский» в 2022 году. Было проведено шлиховое опробование шурфов, расположенных на террасе ручья. Шлиховая проба (глубина отбора 0,5-1,0 м) объемом 20 литров обогащена с помощью канадского лотка до серого шлиха.

Лабораторные работы были проведены на кафедре минералогии и петрографии и в Центре коллективного пользования ПГНИУ. Было выделено 8 знаков золота. Морфология и химический состав металла изучались под бинокулярным микроскопом марки Nikon SMZ 745 и электронным микроскопом марки JSM 6390LV (Jeol) с фотографированием знаков и определением химического состава золотин микронзондовым методом на энергодисперсионном спектрометре INCA ENERGY 350 фирмы Oxford Instruments (аналитик профессор Осовецкий Б.М.).

Результаты исследования.

Морфологические характеристики. Золото ярко-желтое с металлическим блеском. Поверхность металла преимущественно гладкая с редкими ямчато-бугорчатыми неровностями. Несмотря на то, что золотины имеют смятия и большое количество заклепок, дефекты указывают на сильное механическое давление. Наблюдаются видимые морфологические признаки скручивания, наклепки, ямы, борозды и многочисленные дефекты смятия, которые привели к образованию причудливых форм золотин (рис. 2).

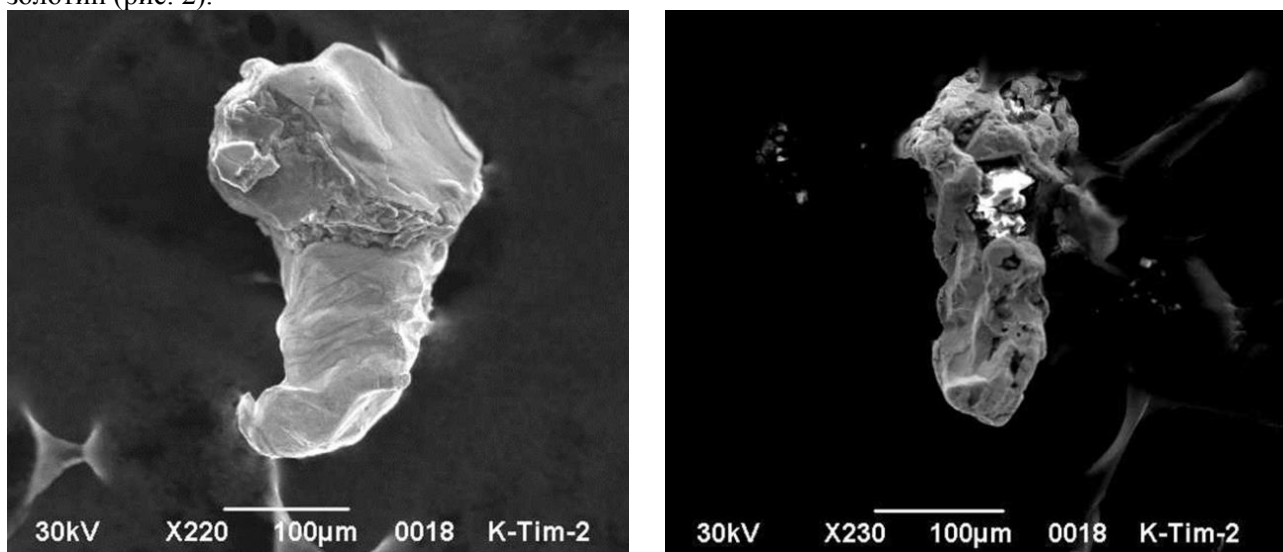


Рис. 2. Сrostки золота и гидроксидов железа.

Кроме заклепок, скручиваний и борозд на поверхности знаков золота нет иных следов какого-либо воздействия. Однако, некая окатанность имеется, она варьирует от 1 до 3 баллов (рис. 3) [4].

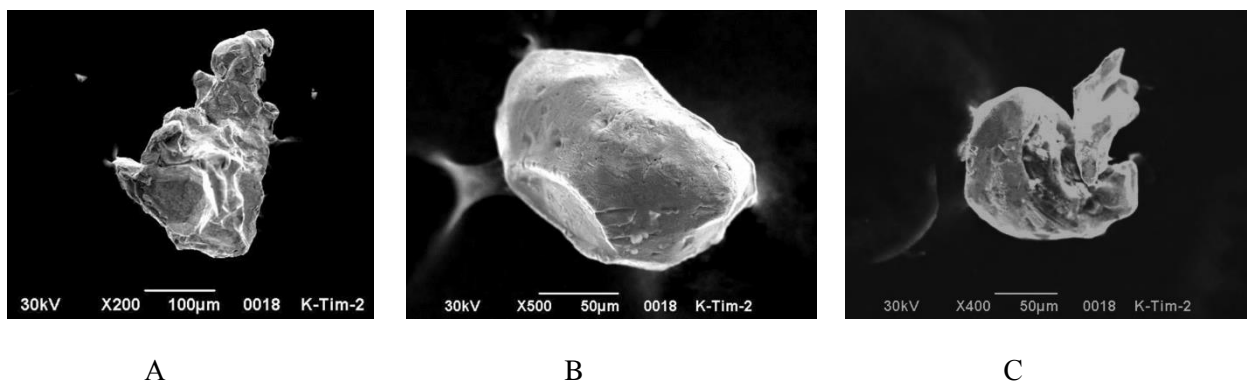


Рис. 3. Балл окатанности: А – 1 балл, В – 2 балла, С – 3 балл.

Гладкая поверхность знаков имеет следы древних борозд, ямы, а также новообразования на поверхности (рис 4).

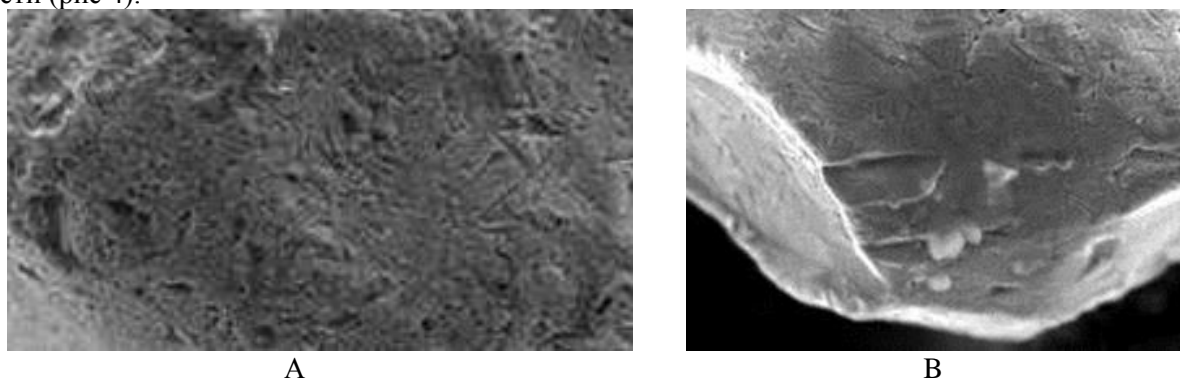


Рис. 5. Особенности золотин: А – «древние» борозды; В – мелкие включения иных минералов.

Химический состав. Золото является медисто-серебристым (табл. 1). Почти постоянно присутствует железо (иногда до 6% и более), что объясняется наличием на поверхности пленок, сrostков и включений гидроксидов железа. Характерными элементами примесями являются Zn, As, Hg, Cd.

Таблица 1

Химический состав золота ручья Правая Гаревка, мас. %.

Элемент	Номера зерен							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Au	87,29	92,38	90,98	93,73	91,76	88,00	86,32	96,01
Ag	10,26	6,27	5,11	5,75	7,01	10,63	4,50	2,57
Cu	1,67	0,53	0,84	0,38	0,33	0,21	1,29	0,45
Zn	0,78	0,31	-	-	-	-	0,88	-
Co	-	-	-	-	-	0,09	-	-
Ni	-	-	-	-	-	-	-	-
As	-	-	0,47	-	-	-	0,30	-
Sb	-	-	-	-	-	-	-	-
Hg	-	-	-	-	0,70	-	-	0,49
Cd	-	0,40	-	-	-	0,68	0,47	0,40
Fe	-	0,11	2,59	0,14	0,20	0,39	6,23	0,08

Обсуждение результатов и заключение.

Результаты проведенного исследования демонстрируют, что золото нижнего и верхнего течения р. Гаревка имеет существенные различия по морфологическим особенностям и химическому составу (табл. 2).

Таблица 2

Средний химический состав золота р. Гаревка, мас. %.

Объект	Au	Ag	Cu	Zn	As	Ni	Sb	Bi	Cd	Sn	Hg	Pb	Fe
Нижнее течение	98,3 9	0,9 2	0,19	0,04	0,14	0,01	0,01	0,1	0,16	-	0,03	0,01	-
Верховья	90,8 1	6,5 1	0,71	0,66	0,09	-	0,39	-	0,6	н.о.	0,6	н.о.	1,3 9

Зерна золота ручья Правая Гаревка имеют гладкую поверхность и следы механического давления. Кроме того, они имеют следы гипергенных преобразований (пленки и включения гидроксидов железа). Вероятно, они испытали сдавливание вышележащими толщами горных пород и длительное время находились в зоне гипергенеза, без существенного переноса в водно-аллювиальной среде.

Золото нижнего течения р. Гаревка имеет многочисленные видимые следы скопления, переноса. По химическому составу оно является высокопробным, с незначительной концентрацией серебра.

Таким образом, золото ручья Правая Гаревка расположено в непосредственной близости от источника питания россыпи, тогда как зерна нижнего течения испытали значительный перенос в водно-аллювиальной среде. Вероятно, одним из источников золота в изученных объектах могут являться дайки гранитоидов Кривинского комплекса. Данные магматические образования расположены и в верховьях других рек района, имеющих промышленные концентрации россыпного золота (р. Северная, р. Черная, р. Чекмень, р. Тискос, р. Серебряная) (рис. 1). На месторождении Кварцевая гора также имеются выходы гранитоидов аналогичного Ломовского (Европейского) комплекса раннесилурийского возраста.

Литература

1. Голдырев В.Н., Наумов В.А., Зобачев А.В., Калина К.Н., Пушин К.А. Потаповские проявления золота (Средний Урал) // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. 2022. № 5 (42). С. 100-109.
2. Калина К.Н. Морфологические особенности золота россыпи р. Гаревка // Геология в разв. мире. Перм. гос. нац. иссл. ун-т. Пермь, 2022. с. 60-64.
3. Петров Г.А. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1: 200 000. Изд 2-е. Серия Среднеуральская. Лист О-40-ХVIII (Кушва). Объяснительная записка. – СПб.:Издательство СПб картфабрики ВСЕГЕИ. 2006. 227 с. – <http://vsegei.ru/>
4. Петровская Н.В. Самородное золото. М.: Наука, 1973. 348 с.
5. Петухов С.Н., Осовецкий Б.М., Калина К.Н. Основные характеристики россыпи р. Гаревки (Горнозаводский район, Пермский край) // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Перм. гос. нац. иссл. ун-т. Пермь, 2022. С. 54-61.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ И СОСТАВ ЭКСТРУЗИВНЫХ МАССИВОВ РАЙОНА АВАЧИНСКОГО ПЕРЕВАЛА (КАМЧАТКА)

Колотыгин Глеб Сергеевич

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
магистрант 2 года обучения, г. Москва
e-mail: k.glebron9@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., Демина Любовь Ивановна

Аннотация: в работе представлены результаты петрографических и геохимических исследований андезитов экструзивных массивов района Авачинского перевала Камчатки. На основе микрозондовых данных вычислены термодинамические условия формирования минералов вкрапленников. Микроэлементный состав пород позволил установить вулкан, с которым связано формирование экструзивных массивов.

Ключевые слова: Авачинский вулкан, Корякский вулкан, экструзивный магматизм, экструзив Верблюд, экструзив имени Новограбленова.

GEOLOGICAL LOCATION AND COMPOSITION OF THE EXTRUSIVE BODIES OF THE AVACHINSKY PASS AREA (КАМЧАТКА)

Kolotygin Gleb

*Lomonosov Moscow State University, 2nd year Master's Degree Student, Moscow
e-mail: k.glebron9@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Lyubov Demina

Abstract: The article presents the results of petrographic and geochemical studies of andesites from extrusive massifs in the Avachinsky Pass area of Kamchatka. Thermodynamic conditions for the formation of phenocryst minerals were determined based on EPMA. The microelement composition of the rocks made it possible to establish the volcano, which is associated with the formation of extrusive domes.

Keywords: Avachinsky volcano, Koryaksky volcano, extrusive magmatism, Camel extrusion, Novograblenov extrusion.

В районе Авачинского перевала, который разделяет действующие вулканы Восточного вулканического пояса Камчатки: Корякский (3456 м) и Авачинский (2741 м), расположен комплекс субвулканических и экструзивных тел (рис. 1).

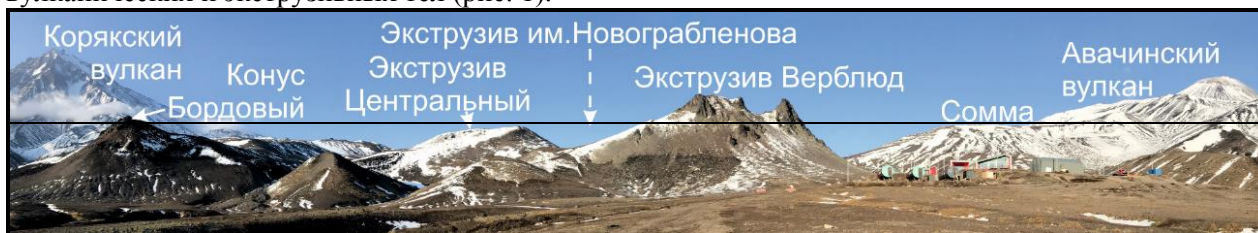


Рис. 1. Комплекс субвулканических и экструзивных тел в районе Авачинского перевала (вид с юго-запада). Экструзив имени Новограбленова расположен в двух километрах к северо-востоку от Верблюда

В тектоническом отношении массивы приурочены к области пересечения разлома северо-западного простирания (вдоль которого расположены вулканы Авачинской группы) и ослабленной зоны северо-восточного простирания (уверенно выделяемой по геоморфологическим признакам). Скалистые массивы прорывают рыхлые пирокластические отложения позднеплейстоценового возраста, поэтому время формирования экструзивов оценивается как поздний плейстоцен-голоцен.

Несмотря на пространственно близкое расположение, схожий петрографический состав и близкий возраст, андезиты массивов обладают структурно-текстурными, минералогическими и химиче-

скими особенностями. Определение их причин может способствовать уточнению взаимосвязи экструзивов с действующими вулканами и детализации эруптивной деятельности в регионе.

Исследовано 4 массива. Два из них (Верблюды и Новограбленова) являются известными [1]. Предположение об экструзивном генезисе массива, который назван Центральным, выдвинуто автором на полевом этапе работ. Четвёртым массивом является конус, названный Бордовым. Петрографические признаки пород конуса (кирпично-бурый цвет, стекловатая структура основной массы, пористая текстура) исключают его формирование классическим экструзивным способом: по всей видимости для него нехарактерен процесс медленного подъёма и выдавливания магмы на поверхность.

Экструзивы Центральный и Новограбленова сложены двупироксеновыми (гиперстен, авгит) андезитами, в породах экструзива Верблюды и конуса Бордовый помимо двупироксеновых, встречаются разновидности с амфиболом эденит-паргасит-чермакитового ряда, что указывает на более флюидонасыщенный режим магм или же на более благоприятные условия сохранения летучих составляющих при подъёме расплавов к поверхности. По структурно-текстурным особенностям выделяется массив имени Новограбленова: его андезиты содержат относительно более крупные фенокристаллы (длиной до 2 мм) и микролиты (0,2 мм) плагиоклазов и пироксенов; основная масса породы характеризуется хорошей раскристаллизованностью и выраженной флюидальностью.

Микронзондовое исследование химического состава сосуществующих минералов вкрапленников по методам [4,8,10,11] позволило рассчитать P-T-условия кристаллизации фенокристаллов. Для определения глубин магматических очагов использован титаномагнетитовый метод [5]. Полученные данные обобщены и представлены в таблице.

Таблица

Термодинамические условия формирования фенокристаллов экструзивных массивов
района Авачинского перевала Камчатки

Параметр \ Массив	Верблюды	Новограбленова	Центральный	Конус Бордовый
Температура, $\pm 40^\circ\text{C}$	948	968	985	907
Давление, кбар	3.40	3.80	4.42	2.72
Глубина очага, км	24 \pm 5	25 \pm 5	20 \pm 5	29 \pm 5 <3

Для всех изучаемых массивов глубины магматических очагов определяются на уровне 20-30 км от земной поверхности, что соответствует коровой области питания Авачинского вулкана [3, 6]. Однако, становление экструзивов связано с данной областью не напрямую, а через малоглубинный магматический очаг. На это указывают петрографические данные, демонстрирующие продолжительное, многоэтапное развитие кристаллов: признаки внутрикристаллического растворения, обратная химическая зональность вкрапленников, опацитовые каймы амфиболов. Наблюдаемые особенности роста фенокристаллов характерны для области, обладающей признаками магматической камеры, для которой типичны процессы поступления новых порций расплава, частичное плавление пород и накопление магмы. Именно такими чертами обладают малоглубинные очаги-резервуары: для Авачинского вулкана его современная глубина оценивается в 2 км, для Корякского вулкана в 4-6 км ниже уровня моря [7].

С целью установления взаимосвязи массивов с вулканическими центрами выполнены геохимические исследования. Распределение микроэлементов для андезитов всех экструзивов, нормализованное по N-MORB, типично для пород островодужного вулканизма: отмечается обогащение LILE, лёгкими REE и обеднение HFSE с Ta-Nb минимумами. Наиболее близкие спектры распределения химических элементов характерны для экструзивов Верблюды и Новограбленова. Андезиты Центрального экструзива и конуса Бордовый в сравнении с ними сильнее обогащены некогерентными элементами и редкими землями. Особенностью андезитов Новограбленова является наиболее низкие значения Hf и Zr. Для всех пород (за исключением пород конуса Бордовый) выделяется слабopоложительная Eu аномалия (рис. 3).

Соотношения La/Yb=2,4-3; La/Sm=1,9-2,2; Th/Nd=0,05-0,08 для экструзивов Верблюды, Новограбленова и конуса Бордовый позволяют установить, что источником магм для них являлся Авачинский вулкан. Для экструзива Центральный данные соотношения в 1,5-2 раза выше, что свидетельствует о его связи с Корякским вулканом (рис. 4).

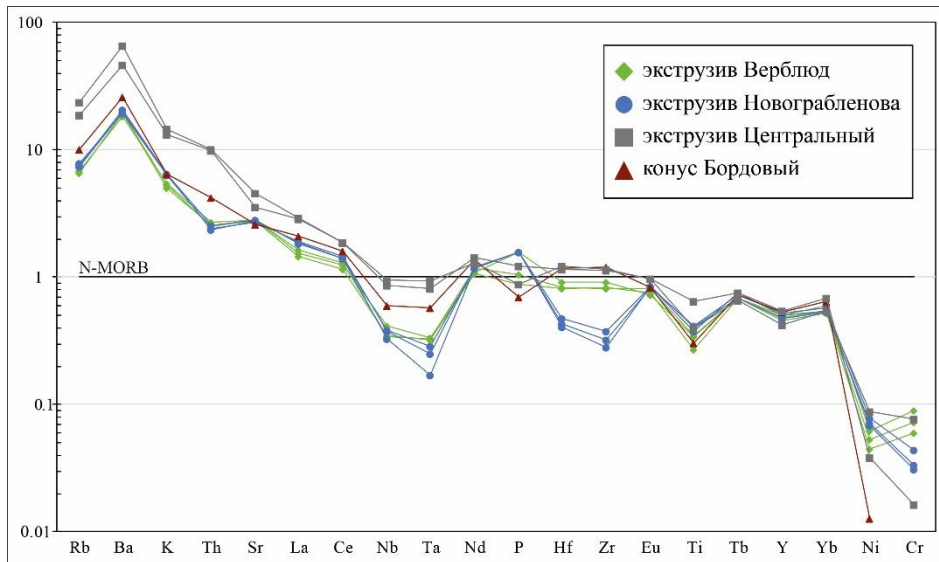


Рис. 2. Многокомпонентный спектр андезитов экструзивов и конуса Бордовый. Эталон N-MORB (13)

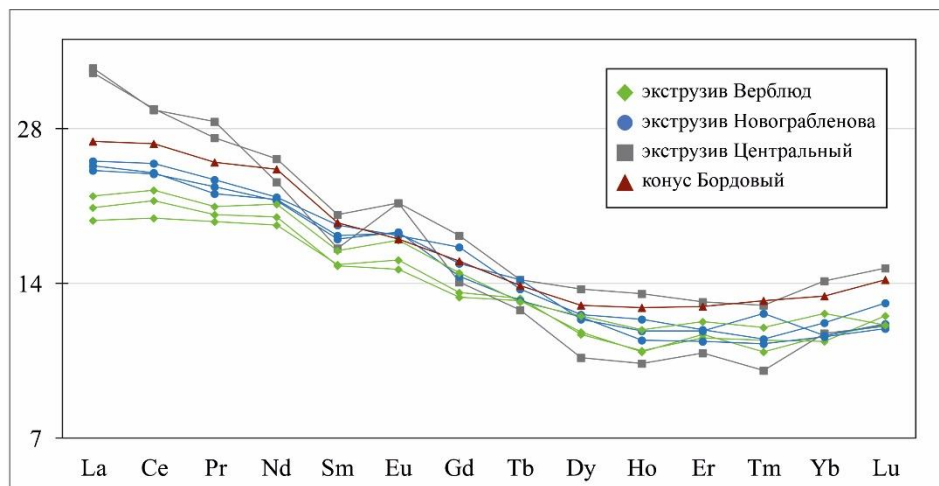


Рис. 3. Распределение REE. Эталон хондрит (12)

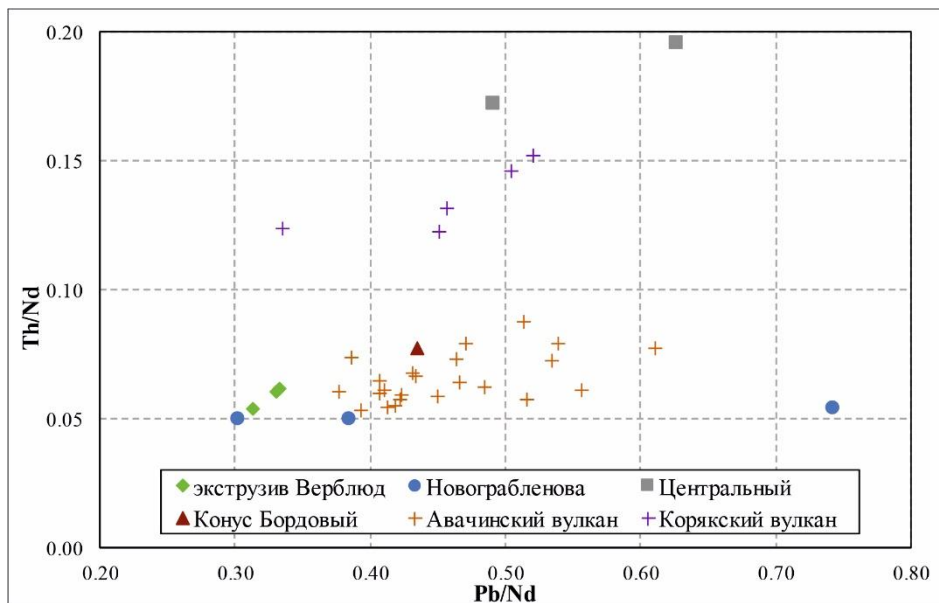


Рис. 4. Соотношения микроэлементов, демонстрирующие связь экструзивов с вулканическими центрами. Данные для вулканов согласно [2, 9]

Основные выводы исследования сводятся к следующим пунктам:

- 1) Для каждого массива в районе Авачинского перевала Камчатки установлен «вулкан-источник»;
 - 2) Доказано отношение конуса Бордовый к Авачинскому стратовулкану, а не к Корякскому, как предполагалось ранее;
 - 3) Выдвинуто предположение об экструзивном генезисе массива Центральный. Установлена его связь с Корякским вулканом;
 - 4) Отмечено становление массивов из малоглубинных очагов-резервуаров;
 - 5) На основе изложенного сделан вывод о взаимодействии флюидопроницаемых тектонически ослабленных зон района Авачинского перевала с глубинными процессами сразу под двумя вулканическими центрами (Авачинским и Корякским), расположенными на расстоянии 11 км.
- Пятый пункт является корректным, если предположение об экструзивном генезисе массива Центральный верное.

Литература

1. Заварицкий А.Н. Вулкан Авача на Камчатке. М.: Наука. 1977. 308 с.
2. Колосков А.В. Изотопно-геохимическая неоднородность плиоцен-четвертичных вулканитов Камчатки и проблема астеносферного диапиризма // Вестник Камчатской региональной ассоциации «Учебно-научный центр». 2020. № 47(3). С. 25-57.
3. Мороз Ю.Ф., Гонтовая Л.И. Глубинное строение района Авачинско-Корякской группы вулканов на Камчатке // Вулканология и сейсмология. 2003. N 4. С. 3-10.
4. Перчук Л.Л., Рябчиков И.Д. Фазовое соответствие в минеральных системах. М.: Недра. 1976. 287 с.
5. Печерский Д. М., Диденко А.Н. Палеоазиатский океан: петромагнитная и палеомагнитная информация о его литосфере. М.: ОИФЗ РАН. 1995. 298 с.
6. Федотов С.А., Сугробов В.М., Уткин И.С., Уткина Л.И. Возможности использования тепла магматического очага Авачинского вулкана и окружающих его пород для тепло- и электроснабжения // Вулканология и сейсмология. 2007. № 1. С. 32-46.
7. Bushenkova, N., Koulikov, I., Senyukov, S. et al. Tomographic Images of magma chambers beneath the Avacha and Koryaksky volcanoes in Kamchatka // J. Geophys. Res.-Sol. 2019. Vol. 124 (9). P. 9694–9713.
8. Johnson M.C., Rutherford M.J. Experimental calibration of the aluminium-in-hornblende geobarometer with application to Long Valley Caldera (California) volcanic rocks // Geology. 1989. Vol. 17 (9). P. 837–841.
9. Krashennnikov S.P., Portnyagin M.V., Bazanova L.I., Perepelov A.B. Fluid and melt slab-derived components in the sources of Avachinsky group of volcanoes [Poster] In: 10th Biennial Workshop on Japan-Kamchatka-Alaska Subduction Processes (JKASP-2018).
10. Putirka K.D. Thermometers and Barometers for Volcanic Systems // Reviews in Mineralogy and Geochemistry. 2008. Vol. 69. P. 61–120.
11. Ridolfi, F. Amp-TB2: An Updated Model for Calcic Amphibole Thermobarometry // Minerals. 2021. Vol. 11(324). P. 1–9.
12. Sun S.S., McDonough W.F. Chemical and isotopic systematic of oceanic basalts // Geol. Spec. Publ. Vol. 42. 1989. P. 313-345.
13. Tarney J., Sanders A.D., Matthey D.P, Wood D. A., Marsh N. G. Geochemical aspects of back-arc spreading in the Scotia Sea and western Pacific // Phil. Trans. R. Soc. Lond. Vol. A300. P. 263-285.

U-Pb ВОЗРАСТ (SHRIMP-II) ЦИРКОНА ИЗ МОНЦОДИОРИТОВ АТТЫКВЕЕМСКОГО МАССИВА, ЧУКОТКА

Куричев Владислав Геннадьевич

Санкт-Петербургский горный университет, студент 4 курса, г. Санкт-Петербург

e-mail: Vladislav_Kurichev@vsegei.ru

Шатова Надежда Витальевна

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П. Карпинского

(ФГБУ «ВСЕГЕИ»), молодой ученый, г. Санкт-Петербург

e-mail: Nadezhda_Shatova@vsegei.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н, доцент, Скублов Сергей Геннадьевич

Аннотация: В данной работе представлены результаты датирования циркона двух проб (30 точек) монцодиоритов тымкивеемского комплекса Аттыквеемского массива, Чукотка. Получены значения возраста 117.5 ± 1.3 и 123.3 ± 0.8 млн лет, что соответствует отметкам аптского яруса нижнего мела. Сопоставив данные с результатами датирования эффузивных образований (андезитов) тытыльвеемского комплекса, имеющих абсолютный возраст 121.4 ± 2.8 млн лет и 118.0 ± 2.0 млн лет, выдвинуто предложения для объединения двух вышеуказанных комплексов в единую вулканоплутоническую ассоциацию.

Ключевые слова: U-Pb датирование, Аттыквеем, Чукотка, монцодиориты, ранний Мел.

U-Pb AGE (SHRIMP-II) OF ZIRCON FROM MONZODIORITES OF THE ATTYKVEEM MASSIF, CHUKOTKA

Kurichev Vladislav Gennadjevich

St. Petersburg Mining University, 4th year Student, Saint Petersburg

e-mail: vkurichev01@gmail.com

Shatova Nadezhda Vitaljevna

All-Russian Research Geological Institute named after A.P. Karpinsky (FSBI « VSEGEI»), Young Researcher, Saint Petersburg

Researcher, Saint Petersburg

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Skublov Sergey Gennadjevich

Abstract: This paper presents the results of dating zircon from two samples (30 points) of monzodiorites from the Tymkiveem complex of the Attykveem massif, Chukotka. The analysis showed age values of 117.5 ± 1.3 and 123.3 ± 0.8 Ma, which corresponds to the age of the Lower Cretaceous Aptian. Combining the data with the results of dating effusive formations (andesites) of the Tytylveemsky complex, having an absolute age of 121.4 ± 2.8 Ma and 118.0 ± 2.0 Ma, proposals were put forward to combine the two above complexes into a joint volcano-plutonic association.

Key words: U-Pb dating, Attykveem, Chukotka, monzodiorites, Lower Cretaceous.

Богатство Чукотки на минеральные полезные ископаемые неоспоримо. Территория с многочисленными тектоническими преобразованиями до сих пор является предметом дискуссий геологов, исследующих историю развития данного региона. Одним из современных способов установки абсолютного возраста магматических образований является датирование циркона U-Pb методом. Используя данные о возрасте и истории геологического развития известных месторождений и проводя аналогию с другими объектами, можно, как прогнозировать наличие полезных ископаемых на новых, ранее неисследованных территориях, так и восстанавливать ход геологических событий.

Темой настоящего исследования является определение U-Pb возраста циркона из монцодиоритов Аттыквеемского массива, входящего в площадь карт R-58-XXVII, XXVIII. Расположен участок на территории Чукотского АО, в 130 км к северо-западу от г. Билибино (рис. 1а). Раннемеловая эпоха

занимает очень важную роль в становлении современной геологии Северо-Востока Евразийского континента.

Краткий геологический обзор. Аттыквеемский участок расположен в юго-западной части Алярмаутской площади в среднем течении реки Аттыквеем.

В геолого-структурном плане Аттыквеемский участок характеризуется развитием вулканических образований тытыльвеемского андезит-базальтового вулканического комплекса раннемелового возраста, перекрывающего со стратиграфическим несогласием терригенные образования мачваваамской толщи верхнего триаса. Описанные образования прорваны монцодиоритами тымквеемского монцонит-диорит-гранитового плутонического комплекса раннемелового возраста (рис. 1б). По геофизическим данным Аттыквеемская интрузия отчетливо разделяется на две составные части в магнитных полях по суммарной дозе гамма-излучения. Существует вероятность наличия двух фаз внедрения интрузии. По данным аэрогамма-спектрометрических работ породы массива отличаются повышенным содержанием калия.

Площадь участка характеризуется наличием пунктов золото-серебряной и серебро-полиметаллической минерализации, контрастными аномалиями в потоках рассеяния серебра, меди, молибдена, свинца, в меньшей степени – золота. Так, в сульфидно-кварцевой жиле, среди монцонитов тымквеемского комплекса, содержание золота достигает 0.1-0.2 ppm, серебра – 20 ppm, свинца – 1-3%, сурьмы 0.7-1%, меди – 0.1%. Зоны сульфидизации, выявленные предшественниками в вулканитах тытыльвеемской свиты, характеризуются содержанием золота – 0.4 ppm, серебра – 7-8 ppm.

В потоках рассеяния содержание Au – 0.03 до 0.1-1 ppm, Ag – 0.25 до 1-10 ppm, Cu – до 0.01%, Mo – 0.007%, Pb – до 0.02%, Zn – до 0.05%, Co – до 0.03%, Cr – до 0.05-0.075% [1].

Геохимическая ассоциация элементов в потоках рассеяния позволяет прогнозировать в пределах участка молибден-медно-порфиоровое оруденение с золотом и серебром.

Вулканогенные образования раннемеловой тытыльвеемской свиты (K_{1tt}) представлены разнообразием туфов литокластических и кристаллокластических, преимущественно андезитового состава, туфопесчаников, туфоалевролитов, лав андезитов. В ходе полевых работ в образованиях тытыльвеемской толщи не было выявлено вулканитов кислого состава, что свидетельствует о некотором различии данных образований, развитых в районе северного фланга Люпвеемского массива.

Аттыквеемский массив тымквеемского комплекса (K_{1tm_2}) в пределах участка сложен лейкократовыми, массивными от мелко- до крупнозернистых разновидностей, монцодиоритами, которые местами калишпатизированы. В зоне экзоконтакта Аттыквеемского массива с вулканитами тытыльвеемской свиты отмечено уплотнение и пиритизация туфов, сопровождающаяся хлорит-кварцевым прожилкованием [1].

Во время полевых работ 2021-2022 гг. были проведены геологосъемочные маршруты по программе региональных работ по Северо-Восточным районам Дальневосточного федерального округа (Алярмаутская площадь) для составления государственных геологических карт листов R-58-XXI, XXII, XXVII, XXVIII. Были отобраны образцы для аналитических исследований, в том числе предназначенные для определения абсолютного возраста.

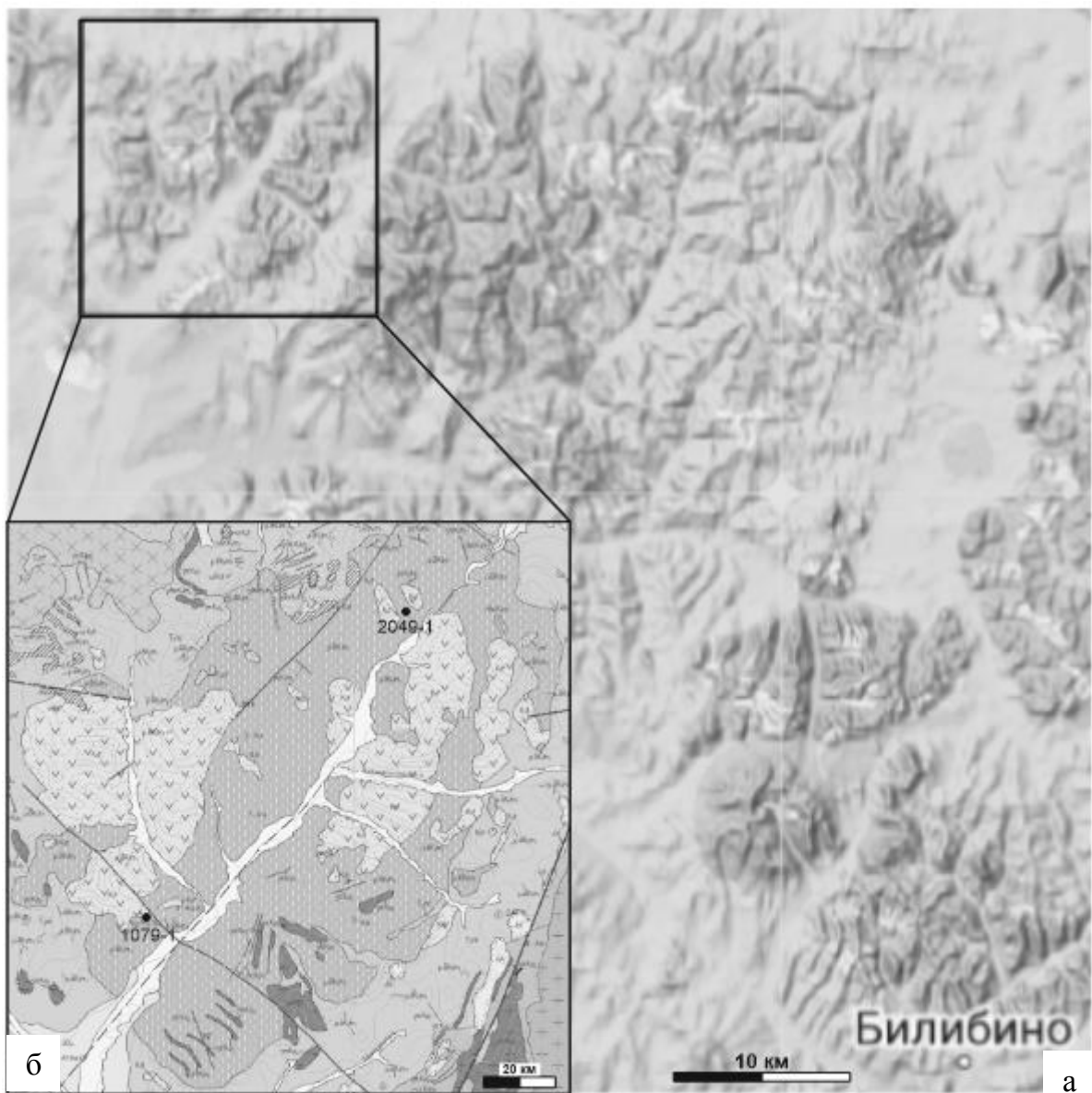


Рис. 1. Географическое положение участка Атыквеем (а), рабочая геологическая карта ФГБУ «ВСЕГЕИ» (б) (точками указаны места отбора проб)

В данной работе рассмотрены две проанализированные пробы монцодиоритов (2096-1 и 1079-1). U-Pb датирование цирконов осуществлялось на вторично-ионном микрозонде SIMS SHRIMP-II (Secondary Ion Mass-Spectrometry by Sensitive High-Resolution Ion Micro Probe) в Центре Изотопных Исследований ФГБУ «ВСЕГЕИ». Представительные цирконы, отобранные вручную под микроскопом, были имплантированы в эпоксидную смолу (шайба диаметром 2.5 см) вместе с зернами международных цирконовых стандартов TEMORA и 91500, затем сошлифованы приблизительно на половину своей толщины и отполированы. На препарат наносилось токопроводящее золотое покрытие в установке катодно-вакуумного распыления в течение одной минуты при силе тока 20 mA. В дальнейшем зерна цирконов документировались с использованием сканирующего электронного микроскопа CamScan MX2500 с системой CLI/QUA2 для получения катодолюминесцентных (CL) и BSE изображений, отражающих внутреннюю структуру и зональность цирконов. Рабочее расстояние составляло 25-28 mm, ускоряющее напряжение – 20 kV, ток практически полностью сфокусированного пучка на цилиндре Фарадея – 4-6 nA. Подробное изучение кристаллов циркона позволило осуществить выбор достаточного количества участков (точек) для анализа, в максимальной степени отвечающих гомогенным, свободным от включений, вторичных изменений и механических повреждений доменам зерен, соответствующих процессу магматической кристаллизации циркона.

Измерения U-Pb отношений проводились по адаптированной в ЦИИ методике [5], описанной в работе [7]. Интенсивность первичного пучка молекулярного кислорода составляла 4 nA, размер кра-

тера пробоотбора – 20x25 мкм при глубине до 2 мкм. Обработка полученных данных осуществлялась с помощью программы SQUID [3]. U/Pb отношения нормализовались на значение стандарта циркона TEMORA и 91500. Растровая одномоментная очистка прямоугольного (50x65 мкм) участка минерала перед датированием позволяла минимизировать поверхностное загрязнение.

Погрешности единичных анализов (отношений и возрастов) приводятся на уровне 1σ , погрешности вычисленных возрастов, в том числе конкордантных, приводятся на уровне 2σ . Построение графиков Везерилла [6] с конкордией проводилось с использованием программы ISOPLOT/EX [4].

Петрографическое описание монцодиоритов. Биотит-роговообманковый монцодиорит – это крупнозернистая порода с монцитовой структурой и массивной текстурой. Темноцветные минералы составляют в сумме 15-20%. Клинопироксен представлен диопсидом. Лейкократовые минералы присутствуют в сростаниях с роговой обманкой. Роговая обманка обыкновенная, с зелено-бурожелтыми цветами плеохроизма, составляет 8-9% и представлена идиоморфными кристаллами (размером до 1.2 мм) в неравномерных сростаниях с биотитом и диопсидом. Биотит имеет кристаллы коротко таблитчатой формы, бурого цвета с размерами от 0.3 до 0.6 мм (8-9%). Калиевый полевой шпат составляет 25% породы и представлен крупными ксеноморфными кристаллами (с размерами до 4 мм) ортоклаза с пертитом альбита, вмещает хадо-кристаллы плагиоклаза. В свою очередь плагиоклаз представлен андезином с номерами 30-34, имеет идиоморфные призматические кристаллы с размерами 0.3-0.4 мм, однако редкие из них достигают 1.4 мм. Содержание его составляет 45-50% от объема породы. Кварц образует ксеноморфные кристаллы с размерами от 0.3 до 1 мм (5%). Вторичные минералы: карбонат развивается по плагиоклазу и клинопироксену, альбит по калиевому полевому шпату, рудные минералы окаймляет клиноцоизит, который также совместно с серицитом развивается по плагиоклазу, хлорит по биотиту. В сумме вторичные минералы составляют 2-3%. Акцессорные минералы представлены рудным минералом (2%), идиоморфным апатитом (до 0.1 мм), короткотаблитчатым цирконом дипирамидального габитуса, а также призматическим.

Более подробное описание самих цирконов представлено ниже.

Проба 2096-1. Циркон представлен хорошо ограненными зернами, редко достигающими по максимальному размеру 150 мкм (рис. 2а). Подавляющая часть зерен имеет размер по длинной оси в пределах 100 мкм и 50-70 мкм – в поперечном направлении. Внутреннее строение зерен гомогенное и характеризуется тонкополосчатой ростовой осцилляционной зональностью в темно-серых тонах.

Содержание урана в проанализированных зернах циркона варьирует в достаточно широких пределах – от 316 до 2456 ppm (при среднем значении 769 ppm). Содержание тория положительно коррелирует с содержанием урана и варьирует в схожем диапазоне (от 236 до 2031 ppm при среднем значении 695 ppm). Th/U отношение для всех проанализированных зерен циркона достаточно высокое и попадает в сравнительно узкий диапазон – от 0.77 до 1.14 при среднем значении 0.91.

По морфологии, внутреннему строению в CL и величине Th/U отношения рассматриваемый циркон отвечает типичному магматическому генезису.

Все продатированные 15 точек циркона образуют единый конкордантный кластер (рис. 3а) с конкордантным значением возраста 117.5 ± 1.3 млн лет ($MSWD = 0.24$).

Проба 1079-1. Данный циркон отличается от вышеописанного плохой сохранностью. Единичные зерна имеют ровные грани, а полноценно сохранивших форму призмы нет. Самые крупные представители имеют размер по длинной оси примерно до 300 мкм и 150 мкм в поперечном сечении. Основная часть зерен имеют размер 150-200 мкм и 75-125 мкм, соответственно (рис. 2б). По внутреннему строению циркон отличается от вышеописанного распределением осцилляционной зональности. В ряде зерен чередование светлых и темных полос отличается «угловатостью», толщина полос неравномерна. Окраска полос варьирует от темно-серого до белого. В цирконе наблюдается большое количество включений.

По содержанию урана данный циркон отличается от 2096-1 в меньшую сторону, не менее, чем в два раза, при среднем содержании 363 ppm значения варьируют от 250 до 531 ppm. Корреляция урана с торием положительная. Содержание тория изменяется в пределах от 107 до 353 ppm, среднее – 196 ppm. Th/U отношение отличается разбросом в два раза от 0.33 до 0.77, среднее значение 0.54.

По морфологии, внутреннему строению в CL и величине Th/U отношения рассматриваемый циркон также отвечает магматическому генезису.

В данном цирконе было продатировано 15 точек (рис. 3б), значение конкордантного возраста составляет 123.28 ± 0.81 млн лет ($MSWD = 0.015$).

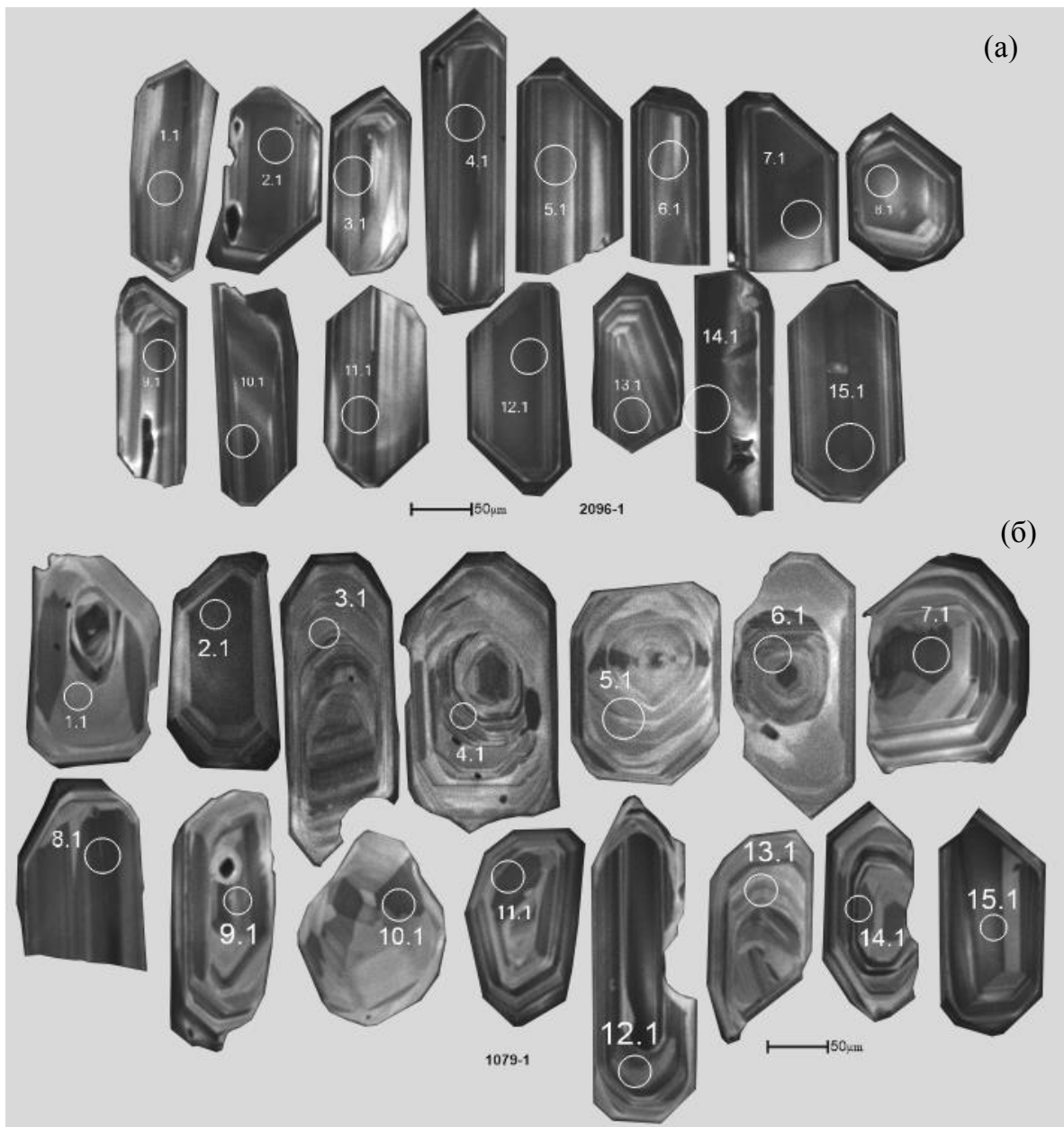


Рис. 2. Катодолуминесцентное изображение циркона проб 2096-1 (а) и 1079-1 (б)

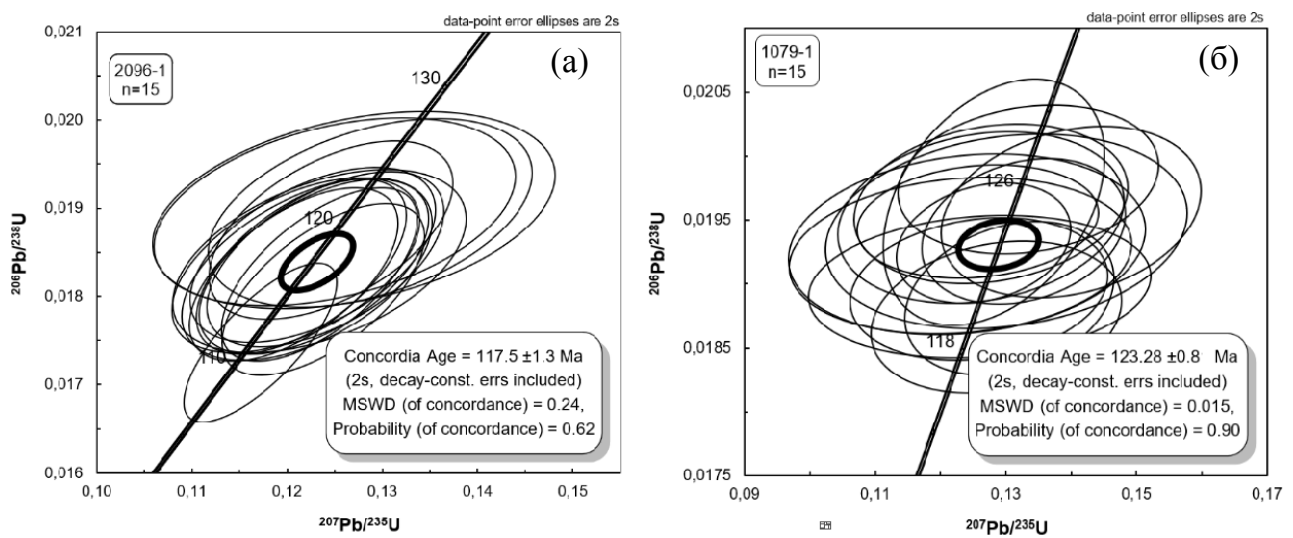


Рис. 3. Конкордантный кластер проб 2096-1 (а) и 1079-1 (б)

Таким образом, монцодиориты Аттыквеемского массива тымквеемского комплекса по абсолютному возрасту относятся к аптскому ярусу нижнего мела. Описанные породы залегают под покровами эффузивных образований (андезитов) тытыльвеемской свиты, рассмотренных в работе П.Л. Тихомирова [2]. Согласно опубликованным данным андезиты вулканического комплекса имеют возраст, немногим отличающийся от полученного результата: 121.4 ± 2.8 млн лет и 118.0 ± 2.0 млн лет. Это свидетельствует о том, что образование данных пород происходило приблизительно в одно и то же время. Что согласуется с полевыми наблюдениями о том, что в центральной части Аттыквеемского массива наблюдается смена полнокристаллических монцонитов тымквеемского монцонит-диорит-гранитного комплекса породами порфирированного облика, а затем лавами с прослоями туфов (из полевого журнала В.М. Павлюка). В совокупности всё это может являться обоснованием для объединения двух вышеуказанных образований (тымквеемского комплекса и тытыльвеемской свиты) в единую вулканоплутоническую ассоциацию.

Литература

1. Павлюк В.М. и др. Отчет по объекту «Оценка изученности, подготовка геологического обоснования ГДП-200 и комплексная аэрогеофизическая съемка масштаба 1:50 000 листов R-58-XXI, XXII, XXVII, XXVIII (Алярмаутская площадь)» в рамках объекта «Проведение в 2020 – 2022 годах региональных геолого-съёмочных работ масштаба 1:200 000 на группу листов в пределах Дальневосточного ФО (Северо-Восточные районы)». ФГБУ «ВСЕГЕИ». Декабрь 2021 г. (Росгеолфонд).
2. Тихомиров П.Л. и др. Постколлизийный магматизм западной Чукотки и раннемеловая тектоническая перестройка северо-востока Азии // Геотектоника. 2017, 2. С.32–54.
3. Ludwig, K.R. SQUID 1.02, A User Manual, A Geochronological Toolkit for Microsoft Excel. Berkeley Geochronology Center Special Publication, Berkeley, USA. 2001.
4. Ludwig, K.R. User's Manual for Isoplot/Ex, Version 3.00, A Geochronological Toolkit for Microsoft Excel. Berkeley Geochronology Center Special Publication, Berkeley, USA. 2003.
5. Schuth, S., Gornyy, V.I., Berndt, J., Shevchenko, S.S., Sergeev, S.A., Karpuzov, A.F. & Mansfeldt, T. Early Proterozoic U-Pb Zircon Ages from Basement Gneiss at the Solovetsky Archipelago, White Sea, Russia // International Journal of Geosciences, 2012. 3, 289-296.
6. Wetherill, G.W. Discordant uranium-lead ages // Trans. Amer. Geophys. Union, 1956. 37, 320-326.
7. Williams, I.S. U-Th-Pb Geochronology by Ion Microprobe. In: McKibben, M.A., Shanks III, W.C. and Ridley, W.I. (eds), Applications of microanalytical techniques to understanding mineralizing processes // Reviews in Economic Geology, 1998. 7. 1-35.

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСТРАГИРУЮЩИХ РАСТВОРОВ ПРИ ВАЛОВОМ ХИМИЧЕСКОМ АНАЛИЗЕ Pb И Cd В ПОЧВОГРУНТАХ

Кухлевский Егор Александрович

*Белорусский государственный университет,
магистрант 1 курса, г. Минск
kvhlevskiegor@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.н., доцент, Карпиченко Александр Александрович

Аннотация: В статье рассмотрен сравнительный анализ использования смесей кислот (HF:HNO₃ и HCl:HNO₃) для целей экстрагирования в раствор тяжелых металлов из почвогрунтов песчаного и супесчаного гранулометрического состава.

Ключевые слова: свинец, кадмий, царская водка, плавиковая кислота, почвогрунты.

COMPARISON OF THE EFFICIENCY OF EXTRACTION SOLUTIONS DURING THE BULK CHEMICAL ANALYSIS OF Pb AND Cd IN SOILS

Kukhlevsky Egor Alexandrovich

*Belarusian State University, 1st year Master's Degree Student, Minsk
kvhlevskiegor@gmail.com*

Research Supervisor: candidate of Geography, Karpichenka Aliaksandr Aliaksandravich

Abstract: The article considers a comparative analysis of the use of mixtures of acids (HF:HNO₃ and HCl:HNO₃) for the purpose of extracting heavy metals into a solution from soils of sandy and sandy loam texture.

Key words: lead, cadmium, aqua regia, hydrofluoric acid, soils.

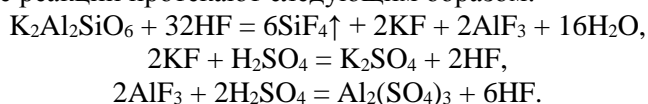
Свинец и кадмий относят к числу высокотоксичных и опасных тяжёлых металлов (ТМ), которые попадают в окружающую среду в результате деятельности предприятий по добыче и переработке цветных металлов, при сжигании твёрдого органического топлива, использовании удобрений и пестицидов. Они также поступают в экосистемы с галогенидами и оксидами металлов, содержащимися в выхлопных газах автомобилей, в составе отходов, образующихся при изготовлении и переработке аккумуляторных батарей, а также из сточных вод бытовых отходов. Свинец является распространенным загрязняющим веществом, повышенное содержание которого особенно характерно для почв не только районов добычи и переработки руд цветных металлов, но и для городских территорий. До недавнего времени существенный вклад в загрязнение окружающей среды свинцом вносило использование в качестве автомобильного топлива бензина, содержащего тетраэтилсвинец. В настоящее время в Беларуси, России и многих других странах мира использование этилированного бензина запрещено, однако свинец этилированного бензина, поступивший в почву в прошлом, по-прежнему остается в ней. До сих пор этот свинец является основной техногенной составляющей в общем составе свинца в почвах.

В меньшей степени современное загрязнение свинцом связано с выбросами предприятий, сжигающих твёрдое топливо, в первую очередь – ТЭЦ. В зимний период, когда выбросы ТЭЦ максимальны, они являются основным источником поступления свинца в окружающую среду на территории городов. Использование твердого органического топлива для отопления домов в сельской местности также приводит к загрязнению свинцом окружающей среды [1]. Кадмий, представляющий собой токсикант кумулятивного действия с выраженными канцерогенными свойствами, поступает в биогеоценозы и при разрушении автомобильных покрышек (кадмий вместе с цинком добавляют к резине для ускорения процессов вулканизации). Валовое содержание кадмия в почвах придорожных полос варьирует от 0,4 до 1,15 мг/кг, что значительно выше его кларка, равного 0,1 мг/кг.

Значительное превышение ориентировочно допустимой концентрации (ОДК) валовых форм кадмия (0,5 мг/кг) наблюдается, в частности, по профилю автодороги Брест – Минск – граница Российской Федерации (М1), достигающее 1,22 мг/кг в 5–10 м от дорожного полотна. В 50-метровой зоне трассы Минск – Гродно максимальное загрязнение валовыми формами кадмия достигает 0,73 мг/кг (1,5 ОДК). Воздействию кадмия, содержащегося в пыли от изнашивания автомобильных шин, подвергаются расположенные в непосредственной близости от дорог сельскохозяйственные угодья, жилые зоны населенных пунктов, водоохранные зоны и водные объекты.

Высокая токсичность для живых организмов при относительно низких концентрациях, а также способность к биоаккумуляции делают ТМ объектом пристального внимания при оценке экологического состояния экосистем. Присутствующие в верхней корнеобитаемой части почвенного профиля ТМ усваиваются растениями и включаются в процессы биологической миграции и, в конечном счете, поступают по трофическим цепям в организм человека [3-4].

В связи с токсикологическими особенностями данных металлов вопрос их анализа достаточно серьезный. В практике аналитической химии при атомно-абсорбционном анализе содержания данных металлов применяют растворы кислот для их экстракции из матрицы в раствор. Большинство методик подразумевает использование раствора царской водки (смесь HCl и HNO₃ в пропорции 3:1) однако при анализе песчаных и супесчаных почвогрунтов теоретически более эффективно использовать смеси, содержащие концентрированную плавиковую кислоту (HF), способную растворять силикатные минералы. Примером такой смеси служит раствор концентрированных HF:HNO₃ в соотношении 1:1 или HF:H₂SO₄. Подобные реакции протекают следующим образом:



В соответствии с данным каскадом химических реакций видно, что в процессе данного взаимодействия силикаты, из которых в основном состоят пески и супеси, растворяются в следствии чего мы имеем полный выход ТМ. Подобным образом реакция протекает и при взаимодействии с самым распространенным минералом – кварцем (образованием фторида кремния с последующим его растворением).

В противовес данным смесям ставится раствор царской водки. Данная смесь концентрированных кислот не способна растворить минеральное основание песков и супесей, следовательно, ставится вопрос об том, что точно ли данный анализ валовой или мы имеем дело лишь только с кислоторастворимыми формами их нахождения? Применение царской водки допускается ГОСТом, однако с научной точки зрения, когда есть необходимость точно определить концентрацию элементов, могут возникать проблемы с заниженными показателями. С целью проведения сравнительно анализа данных методик был произведен отбор проб почвогрунтов данного гранулометрического состава с территории города Минска. Полученные результаты валового анализа с применением смеси HF:HNO₃ 1:1 были опубликованы ранее [2]. Рассмотрим подробнее обе методики, начиная с пробоподготовки, которая была идентична в обоих случаях.

Для целей данного исследования с изучаемой территории были отобраны пробы (n=26) почв и грунтов с глубины 0-15 см. В дальнейшем проводились химико-аналитические работы в НИЛ радиохимии химического факультета БГУ. Пробы просушивались до воздушно-сухого состояния и в последующем просеивались через сито с диаметром отверстий 1 мм. Для исследования содержания данных элементов отбиралась навеска почвогрунтов массой 5 г. После этого образцы озолялись в муфельной печи при температуре 450°C на протяжении 6 часов для удаления органических компонентов. Полученные образцы растирались в агатовой ступке до состояния пудры. Дальнейшая стадия (стадия экстрагирования) подразумевает растворение проб в описанных выше смесях кислот.

Рассмотрим первую смесь. Полученные пробы переносились в стеклоглеродные тигли, где проводилось экстрагирование свинца и кадмия в смеси концентрированных HF и HNO₃ в пропорции 1:1. Пробы кипятились в экстрагирующей смеси кислот до максимальной степени их растворения (около 1 часа). Полученные экстракты фильтровались через фильтр синяя лента для удаления мелкодисперсного остатка, который может в дальнейшем негативно сказаться на аналитическом оборудовании. Фильтраты выпаривались до «влажных солей» на плитке и растворялись в 0,5 М HCl. Анализ содержания металлов проводился методом пламенной атомно-абсорбционной спектрофотометрии с помощью установки ZEEnit 700 от компании Analytik Jena в пламени ацетилен-воздух.

Применение второй смеси кислот (царской водки) в начальной стадии пробоподготовки не отличается от первой. После получения образца пудрообразного состояния к нему приливали 50 см³ раствора царской водки (объем раствора кислот и соотношение образец-раствор меняется в зависи-

мости от выбранной методики) и оставляли на ночь. Затем полученная суспензия кипятилась на плитке в течении часа (некоторые методики предлагают использовать микроволновые печи). По мере испарения раствора добавлялась новая порция смеси кислот. Далее полученные экстракты фильтровались через фильтр синяя лента и упаривались до состояния «влажных солей». После этого полученный экстракт растворяли в 0,5 М растворе HCl и проводили измерения также атомно-абсорбционным методом, как и в первом случае.

По итогам анализа были получены данные содержания исследуемых элементов в мг/кг, которые приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные статистические параметры содержания ТМ в разных вытяжках, мг/кг

	Cd (HF+HNO₃)	Cd (HCl+HNO₃)	Pb (HF+HNO₃)	Pb (HCl+HNO₃)
Минимум	0,15	0,11	4,30	4,00
Максимум	0,64	0,61	41,45	41,21
Среднее	0,32	0,27	16,10	15,77
V, %	37,65	41,88	70,10	71,44
Фон	0,37	0,37	8,2	8,2
Проб> Фона	8	5	19	19
ПДК	0,5	0,5	32	32
Проб> ПДК	2	2	3	3

Исходя из полученных значений, мы видим некоторые различия в содержании данных элементов. Для кадмия отличия минимального значения составляет 0,04, а для свинца 0,23 мг/кг. В максимальных значениях отличия соответственно составляет 0,03 мг/кг для кадмия и 0,2 для свинца. Среднее арифметическое также изменяется. Для кадмия различия составляют 0,05 мг/кг, а для свинца 0,33 мг/кг. Соответственно видна разница, что применение смеси плавиковой кислоты с азотной обеспечивает больший выход тяжёлых металлов в раствор. Коэффициент вариации (V, %) также несколько отличается, особенно для кадмия. Наиболее существенно видна разница при оценке количества проб выше фона. В случае кадмия при экстрагировании металла смесью с плавиковой кислотой их количество возрастает с 5 до 8, однако у свинца оно не изменяется так как изменение выхода не столь значительно. Что касается предельно допустимых концентраций (ПДК), то тут различий не наблюдается в следствии чего применение царской водки допускается в методиках ГОСТ.

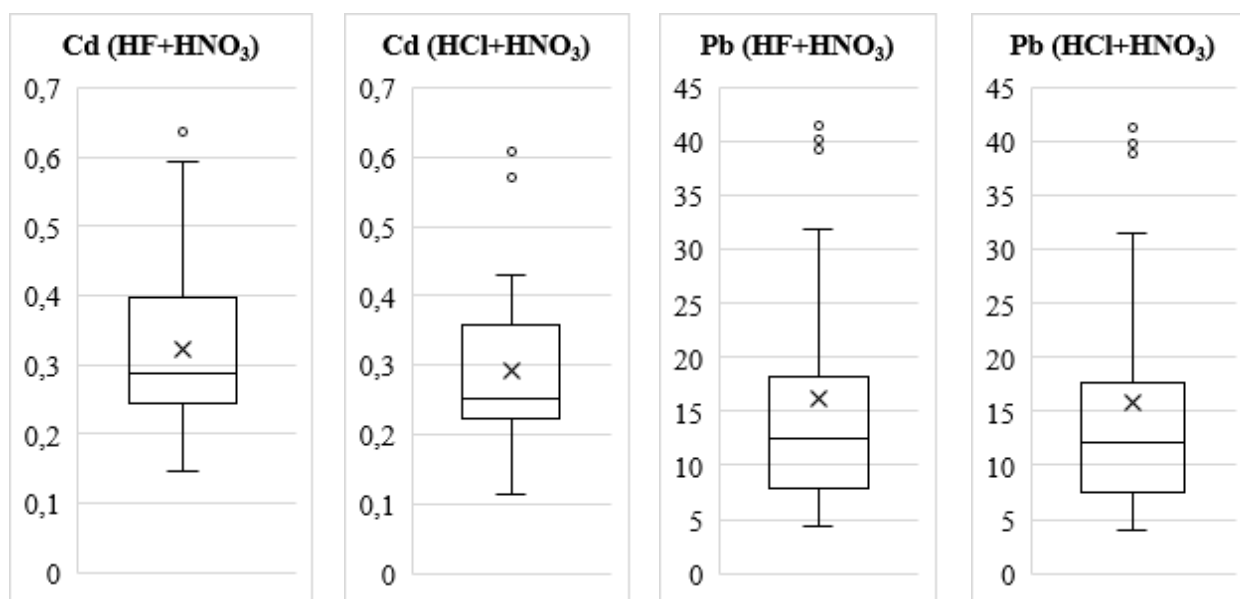


Рис. 1 Диаграммы размаха варьирования содержания ТМ, мг/кг

С точки зрения характера варьирования отличие двух растворов наиболее четко выявлены для кадмия. На рисунке 1 представлены диаграммы, отражающие характер варьирования значений содержания исследуемых металлов в данной выборке. Соответственно для кадмия, в случае экстракции

смесью плавиковой и азотной кислот, наблюдается один статистический выброс, тогда как при экстракции царской водкой два. Это объясняется тем фактом, что выход кадмия в раствор выше в данной смеси и значения распределены более равномерно (коэффициент вариации ниже), соответственно резко отличных значений (статистических выбросов) становится меньше. Для свинца отличия в распределении значений не столько существенны. Данный факт может быть объяснен селективностью в растворении данного металла, раствора царской водки хватает чтобы перевести в раствор всё количество элемента.

Таким образом, выявлены преимущества использования в качестве экстрагирующего раствора смесь плавиковой и азотной кислот в сравнении с царской водкой. Значения содержания при экстракции данным раствором получаются выше и, как следствие, более точные. При необходимости более точных аналитических работ данный метод подходит больше, особенно в отношении кадмия, для свинца заметной разницы в экстракции не наблюдается.

Литература

1. Васильцова, А.В. Тяжелые металлы в компонентах экосистем / А.В. Васильцова [и др.] // *Вузовская наука – региону: материалы IV Всерос. научно-техн. конф., Вологда, 21.02.2006: в 2 т. / Вологодский гос. технический ун-т ; ред-кол.: В.А. Шорин (отв. ред.) [и др.]. – Вологда, ВГТУ, 2006. – Т. 1. – С. 395–397.*

2. Кухлевский, Е.А. Анализ содержания свинца и кадмия в почвах/грунтах университетского городка БГУ / Е.А. Кухлевский, А.Л. Киндеев, А.А. Карпиченко // *Актуальные вопросы устойчивого природопользования: научно-методическое обеспечение и практическое решение : материалы междунар. науч.-практич. конференции, посвященной 60-летию НИЛ экологии ландшафтов факультета географии и геоинформатики БГУ, Минск, 9–11 ноября 2022 г. / БГУ, Фак. географии и геоинформатики ; [редкол.: Д.С. Воробьёв (отв. ред.) и др.]. – Минск : БГУ, 2022. – С. 119-122.*

3. Рудь, А.В. Загрязнение тяжелыми металлами почв и растительности придорожных полос автодорог Минской области / А.В. Рудь // *Вестник БГУ. Сер. 2. – 2007. – № 1. – С. 111–115.*

4. Сидоров, Н.Ф. Проблемы тяжелых металлов в сельском хозяйстве (биологические аспекты) / Н.Ф. Сидоров. – Иваново, 1995. – 48 с.

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ ВЫРАБОТОК НА ШАХТАХ ВЬЕТНАМА ПРИ ОТРАБОТКЕ ПЛАСТОВ УГЛЯ С ТРУДНООБРУШАЮЩИМИСЯ ПОРОДАМИ КРОВЛИ

Ле Куанг Фук

Ханойский университет горного дела и геологии, преподаватель, Ханой, Вьетнам
lequangphuc@humg.edu.vn

Бу Тхай Тьен Зунг

Ханойский университет горного дела и геологии, преподаватель, Ханой, Вьетнам
vuthaitiendung@humg.edu.vn

Аннотация: В статье представлены результаты определения оптимальной ширины угольного целика с помощью модели эквивалентного материала с целью повышения устойчивости повторно используемых подготовительных выработок при отработке пластов угля с труднообрушающимися породами основной кровли на Вьетнамских шахтах. Результаты исследований показывают, что повторно используемая подготовительная выработка устойчива только при ширине угольного целика не менее 40 м. Меньше этого значения угольные целики рискуют потерять свою несущую способность, а подготовительная выработка будет сильно деформирована, что влияет на безопасность труда и эффективность производства горнодобывающих предприятий.

Ключевые слова: устойчивость подготовительных выработок, труднообрушающаяся порода кровли, деформированная выработка, целик угля, шахты Вьетнама.

IMPROVEMENT OF THE ROADWAY'S STABILITY IN THE VIETNAM'S UNDERGROUND COAL MINES, IN WHICH COAL SEAMS WITH HARD- TO-CAVE ROOF

Le Quang Phuc

Hanoi University of mining and geology, lecturer, Hanoi, Vietnam
lequangphuc@humg.edu.vn

Vu Thai Tien Dung

Hanoi University of mining and geology, lecturer, Hanoi, Vietnam
vuthaitiendung@humg.edu.vn

Abstract: This paper presents the results of determining the reasonable width of coal pillars using equivalent material models to improve the stability of the retained roadway when exploiting coal seams with hard-to cave roof in Vietnam's underground coal mines. Research results show that the retained roadway only ensures stability when the width of coal pillars is not less than 40 m. Less than this value, coal pillar are at risk of losing their bearing capacity and severely deformed roadways, affecting labour safety and production efficiency of mines.

Keywords: roadway stabilization, hard-to cave roof, deformation of the roadway, coal pillar, Vietnam's underground coal mines.

Уголь является основным источником энергии, способствующим социально-экономическому развитию Вьетнама. Большая часть запасов угля распределена в угольном бассейне «Куангнинь» и управляется и эксплуатируется Вьетнамская угольно-минеральная промышленная корпорация «ВИНАКОМИН» (рис. 1).



Рис. 1. Распределение угольных шахт в угольном бассейне «Куангнинь» во Вьетнаме

Для шахт Вьетнама доля пластов, в кровле которых залегают труднообрушающиеся породы, отнесенные ко II-му классу по классификации б. ВУГИ, составляет 30-85% от общего числа разрабатываемых пластов [1]. Между тем, система разработки длинными столбами является основным вариантом, выбранным для применения на угольных шахтах. При такой системе добычи обычно оставляют угольные целики шириной 20-25 м в выработанном пространстве для охраны подготовительных выработок (рис. 2). При отработке полезных ископаемых в участках с труднообрушающимися породами кровли нагрузка от консоли основной кровли, действующая на угольные целики, очень велика. Результаты шахтных наблюдений показывают, что угольные целики часто не выдерживают нагрузки. Проявления больших участков пластической деформации на боках и кровле часто возникают по длине повторно используемых подготовительных выработок. Под большой нагрузкой от жесткой основной кровли механическая среда окружающих пород становится более сложной. В подготовительных выработках часто происходят такие инциденты, как отжим в боках, опускание кровли и пучение почвы, серьезно влияющие на безопасность и эффективность производства (рис. 3). Поэтому необходимо предусмотреть угольный целик большей ширины для повышения несущей способности целика и охраны повторно используемых подготовительных выработок.

При отработке угольных пластов с системой разработки длинными столбами целики угля играют важную роль для охраны подготовительных выработок повторного использования. Поэтому определение ширины угольного целика является важной научной задачей. Неправильная ширина целика может привести к очевидной деформации вмещающих пород и привести к тому, что порода окажется в пластическом и ползучем состоянии после разрушения угольного целика [3].

Исследовательская группа Янга выполнила определение приемлемой ширины угольного целика на основе программы FLAC3D. Ими показано, что устойчивость повторно используемых подготовительных выработок гарантируется только при появлении упругой области в угольном целике [4]. Тем временем команда Жанга провела полевой мониторинг и численное моделирование при изучении ширины угольных целиков. Они обнаружили, что диапазон влияния опорного давления внутри массива угля составляет 50~56 м, а распределение напряжения в угольном целике имеет вид двух пиков 38,9 МПа и 33,6 МПа соответственно. Положения напряжения пиков расположены на глубине 12 м и 36 м по обе стороны от угольного целика соответственно.

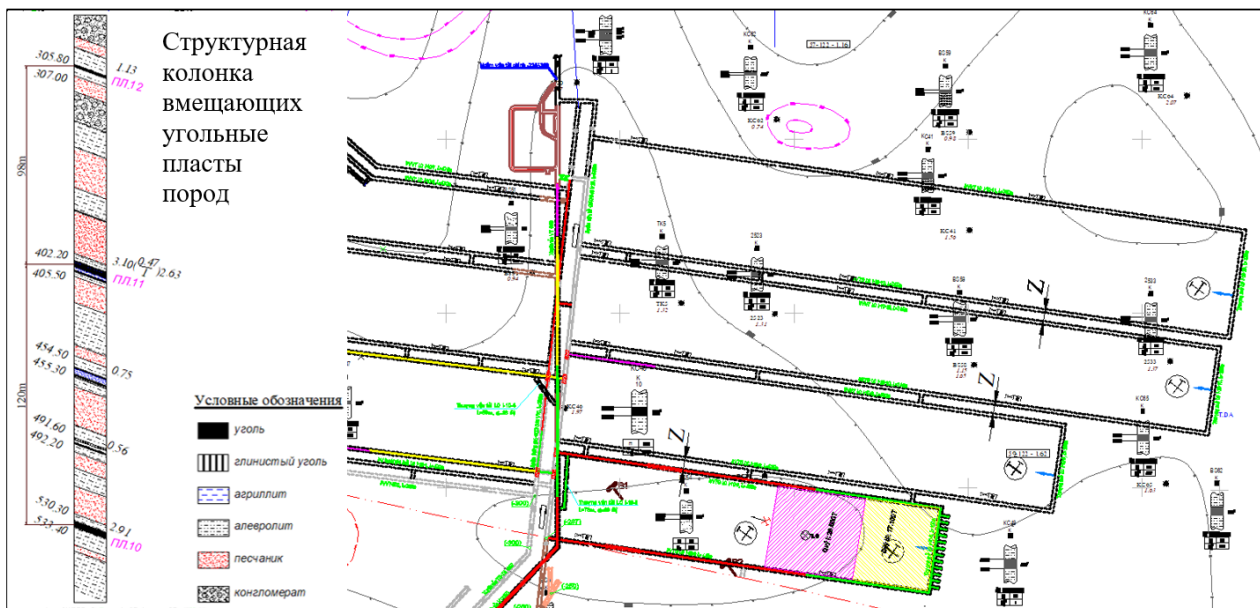


Рис. 2. Типовая выкопировка из плана горных выработок (шахта «Хечам», пласта 10) [2]



Рис. 3. Наблюдение деформации повторно используемых подготовительных выработок на шахте «Хечам» [2]

При этом область между целиками представляет собой упругую область с большой несущей способностью, а несущая способность снижается с обеих сторон целика при появлении зоны пластического разрушения. При исследовании конкретных условий установлено, что угольный целик устойчив при ширине его не менее 33 м [5]. Автор Денг использовал программу численного моделирования FLAC3D для анализа ширины целиков и характеристик деформации вмещающих пород выработок в угольной шахте «Гаохе». При этом исследовании была определена ширина угольных целиков. Также рассчитан закон распределения напряжений вмещающих горных пород и деформаций повторно используемых подготовительных выработок. Исследование показывает, что разумная ширина угольного целика на угольной шахте «Гаохе» не должна быть менее 36 м [6].

Таким образом, исследования по определению разумной ширины угольного целика в основном представляют собой теоретические расчеты и численное моделирование, а исследования в полевых условиях и испытания на эквивалентных моделях материалов невелики. Общее представление о механизме напряжения и деформации вмещающих пород в угольном пласте с труднообрушающимися породами основной кровли все еще ограничено. Эта ситуация ограничила разработку и применение решений по повышению устойчивости подготовительных выработок при отработке угольных пластов с труднообрушающимися породами кровли. Поэтому исследования по этому вопросу нуждаются в дальнейшем изучении.

Методы и объекты исследования:

В этой статье в качестве технической основы для проведения исследования используются условия добычи на угольном пласте №11 шахты «Хечам», угольный бассейн «Куангнинь», Вьетнам. В этом исследовании мы используем метод модели эквивалентного материала для анализа стабильного состояния подготовительных выработок, соответствующей различной ширине целиков.

Угольный пласт «11» шахты «Хечам» в угольном месторождении провинции Куангнинь во Вьетнаме избран в качестве объекта исследований. Исходные данные для разработки схемы исследования учитывают, что для отработки указанного пласта используется система разработки длинными столбами. Средняя мощность и глубина залегания угольного пласта «11» составляют 3,0 м и 400 м, соответственно; угол падения пласта 9° . Структурная колонка по пласту «11», из которой видно, что в кровле залегают алевролит и песчаник, а породы почвы пласта «11» сложены аргиллитом и песчаниками. Основной кровля пласта – песчаник (труднообрушающиеся породы кровли) мощностью более 10 м, средним прочностью при одноосном сжатии $832,6 \text{ кгс/см}^2$, при растяжении $97,4 \text{ кгс/см}^2$. [2]

Результаты исследований:

Закономерность деформирования контура подготовительной выработки при различной ширине охранный целика показана на рисунке 4.

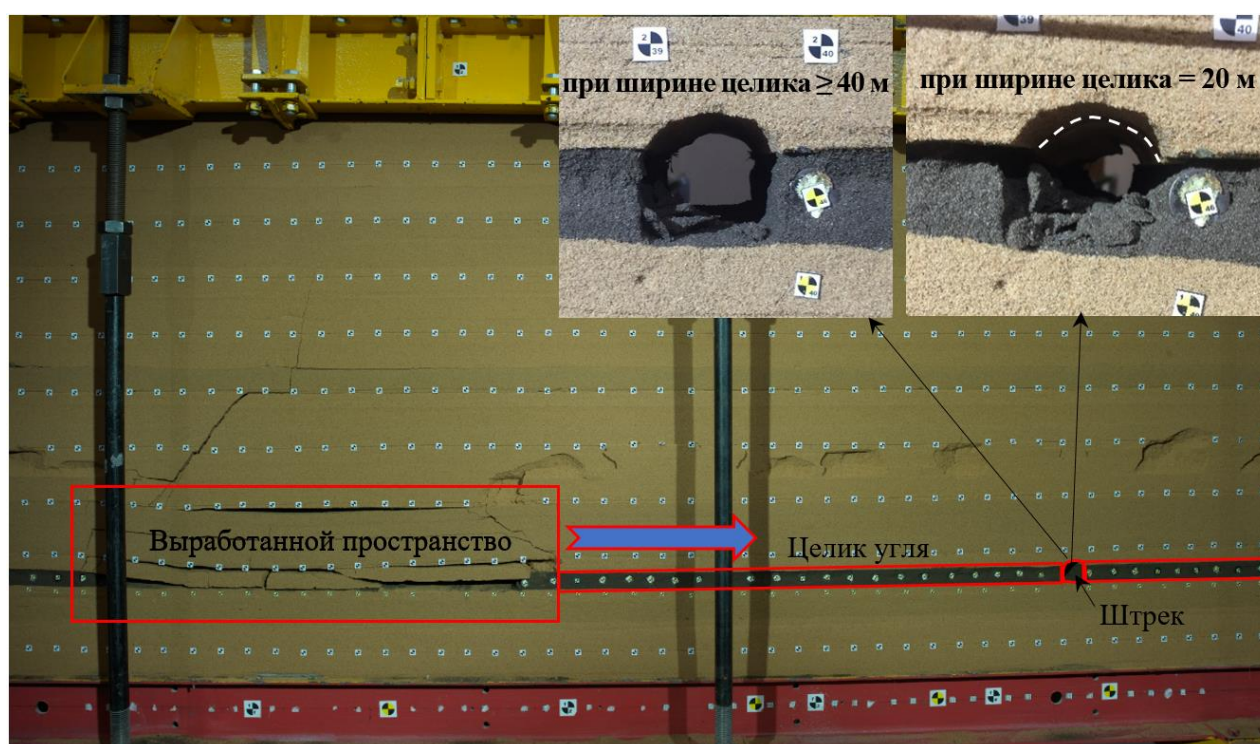


Рис. 4. Модель исследования и результаты оценки устойчивости подготовительной выработки при изменении ширины угольных целиков

На рисунке 4 показывается, что величины смещения кровли выработки меньше, чем величины смещений в обоих боках. Фактор влияния из ширины целика угля на устойчивость штрека совершенно очевидно. При ширине целика угля более 60 м, штрек относительно устойчив и не показывает признаков деформации. На первом этапе ширина целика составляет более 60 м, штрек относительно устойчив, признаков деформации нет. На 2-й стадии ширина целика 40-45 м, в кровле штрека появляется горизонтальная трещина расслоения, а слева от выработки наблюдается небольшой отжим в бок, хотя в целом штрек остается устойчивым. На 3-й стадии ширина угольного целика составляет 35 м, на кровле выработки появляются две параллельные трещины. При этом оба бока выработки сильно прижимаются, влияя на полезную площадь поперечного сечения выработки. В целом выработка сильно деформирована и относительно нестабильна. После того как ширина угольного целика уменьшилась до 25 м, кровли выработки начала проседать. Обе стороны выработки продолжали резко ухудшаться. При ширине угольного целика 20 м выработка почти полностью деформируется, поэтому дальнейшая эксплуатация модели невозможна.

Таким образом, наблюдаемые результаты моделирования показывают, что жесткая кровля с большой длиной консоли оказывает серьезное влияние на устойчивость повторно используемой

подготовительной выработки, охраняемой угольным целиком. Следовательно, ширина угольного целика играет ключевую роль в обеспечении устойчивости штрека. Установленная на исследовательской модели необходимая ширина охранного угольного целика составляет не менее 40 м.

Выводы:

(1) Была разработана эквивалентная модель для изучения стабильности горных пород, окружающих подготовительную выработку повторного использования в системе разработки длинными столбами. Результаты исследований показывают, что выработка устойчива только при ширине угольного целика не менее 40 м.

(2) По мере уменьшения ширины угольного целика деформация породы вокруг выработок постепенно увеличивается, затем образуются и расширяются трещины кровли и боковых участков. При малом угольном целике шириной 15-20 м выработка почти полностью разрушается и ее трудно использовать повторно.

Литература

1. *Nguyen, Trong Hoan, Nguyen Trong Hoan, Doan Van Kien, Ngo Van Sy. Study and evaluation the stability of roof and floor rock in underground mines in Quang Ninh region // Institute of Mining Science and Technology, 1992. 150 p. (in Viet Nam).*

2. *Ле Куанг Фук. Обоснование параметров ресурсосберегающей технологии отработки пологих угольных пластов с труднообрушающимися породами основной кровли (на примере шахты «Хечам», Вьетнам) // Диссертация. 2022. 144 с.*

3. *Зубов ВП, Куанг ФЛ. Разработка ресурсосберегающей технологии выемки пологих угольных пластов с труднообрушающимися породами кровли (на примере шахт Куангниньского угольного бассейна) // Записки Горного института. 2022. №257. С. 795-806.*

4. *Yang K, Gou P. Research on reasonable width of coal pillars in high strength mining roadway in Wantugou mine // Geotechnical and Geological Engineering, 2021. №39. p. 2065-2073.*

5. *Zhang K, Wu F, Yue X. Study on Reasonable Chain Pillar Size in a Thick Coal Seam // Geofluids, 2022. 14 p.*

6. *Deng G. Numerical simulation research on the gob-side coal pillar width and surrounding rock deformation characteristics // InIOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020. Vol. 558, No. 2, p. 022047.*

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И БИОСТРАТИГРАФИЯ АЛЬМИНСКОЙ И КУМСКОЙ СВИТ (Г. БАХЧИСАРАЙ, РЕСПУБЛИКА КРЫМ)

Мокрушина Евгения Валерьевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, г. Пермь*

e-mail: evgenya.mokruschina@yandex.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Томилина Елена Михайловна

Аннотация: Представлены результаты изучения вещественного состава пород г. Бахчисарай (Республика Крым) и их биостратиграфический анализ. В работе проводились экспериментальные исследования вещественного состава мергелей с применением рентгенофазового и биостратиграфического анализов, макро- и микроописания образцов.

Ключевые слова: мергель, альминская свита, диноцисты, рентгенофазовый анализ, микроскопическое описание, Бахчисарай, Крым.

MATERIAL COMPOSITION AND BIOSTRATIGRAPHY OF THE ALMINSKAYA AND KUMA FORMATIONS (BAKHCHISARAI, REPUBLIC OF CRIMEA)

Mokrushina Evgeniya Valeryevna,

Perm State National Research University, 4th year student, Perm

e-mail: evgenya.mokruschina@yandex.ru

Research Supervisor: Senior lecturer Tomilina Elena Mikhailovna

Abstract: the study of the material composition of the rocks of Bakhchisarai (Republic of Crimea) and their biostratigraphic analysis. The work carried out experimental studies of the material composition of marls using X-ray phase and biostratigraphic analyses, macro- and micro-description of samples.

Keywords: marl, Alma formation, dinocysts, Bakhchisarai section, X-ray phase analysis, microscopic description.

Разрез альминской свиты расположен в междуречье Бодрака и Качи, вблизи подножья внешней второй гряды Крымских гор, в окрестностях г. Бахчисарай на юге Крымского полуострова. Разрез города Бахчисарай в тектоническом отношении располагается на Альпийских складчатых областях в северном крыле мегантиклинория [2]. Серию среднеэоценовых отложений завершает мощная толща переслаивания темных битуминозных и светло-кофейных мергелей с остатками рыб кумской свиты (мощность около 50 м). Залегающая выше альминская свита (альминский горизонт) верхнего эоцена образована мергелями зеленовато-серыми, голубовато-серыми, плитчатыми, участками глинистыми; в верхней части – известковистыми глинами и глинистыми мергелями.

Динофлагеллаты представляют собой сложно организованную, чрезвычайно разнообразную группу преимущественно органикостенного одноклеточного, активно подвижного, быстро размножающегося микропланктона со смешанным типом питания, относящуюся к протистам (отдел *Dinoflagellata*).

Для извлечения палинологических объектов применяется химическая обработка пород с помощью соляной кислоты, раствором пиррофосфата натрия и фтористоводородной кислоты. Мацераты изучаются в глицериновой среде в оптическом микроскопе Carlzeiss Jena (Германия) с микрофотографированием. Этот метод применялся автором статьи под руководством профессора Васильевой О.Н. на производственной практике в лаборатории стратиграфии и палеонтологии г. Екатеринбурга. Рентгенофазовый анализ образцов выполнялся с применением рентгеновского порошкового дифрактометра D2 Phaser (фирма «Bruker», ФРГ) под руководством старшего преподавателя кафедры минералогии и петрографии Томилиной Е.М. Микрописание образцов было выполнено с помощью поляризационного микроскопа MeiJi Techno.

Для макроскопического описания были взяты 17 образцов из карьера Цыганская Балка (Республика Крым), привезённые автором статьи с производственной практики. Породы представлены мергелями, для которых характерны скрытокристаллическая структура, массивная текстура.

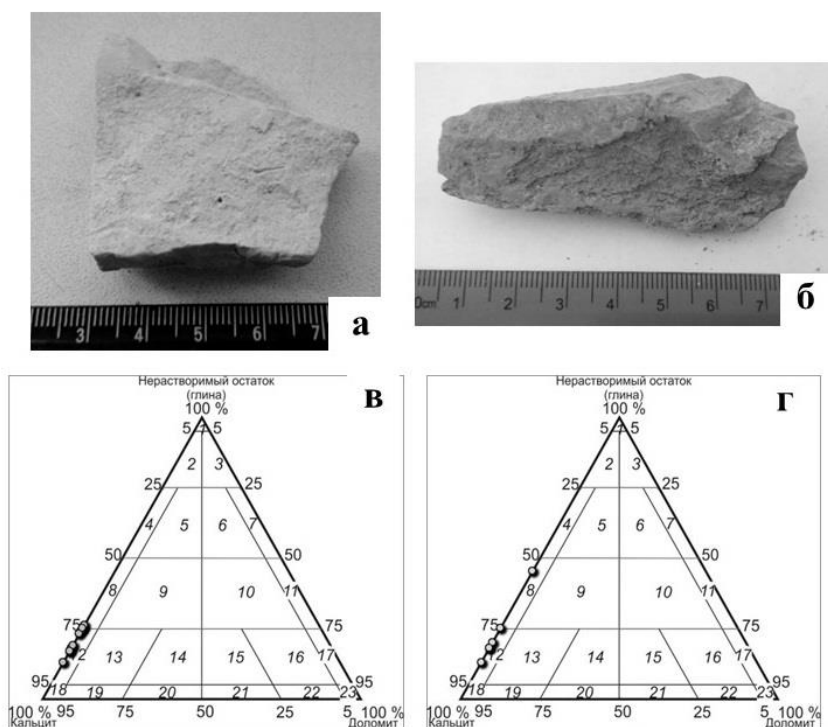


Рис. 1. а) Образец породы № 19; б) Образец породы № 29; в, г) Диаграммы Вишнякова С.Г. для альминской и кумской свит

- 1 – глина; 2 – глина доломитисто-известковистая; 3 – глина известкостисто-доломитистая; 4 – мергель глинистый; 5 – мергель глинистый, доломитисто-известковый; 6 – мергель глинистый, известкостисто-доломитовый; 7 – мергель глинистый, доломитовый; 8 – мергель; 9 – мергель доломитисто-известковый; 10 – мергель известкостисто-доломитовый; 11 – мергель доломитовый; 12 – известняк глинистый; 13 – известняк глинистый доломитистый; 14 – известняк глинистый доломитовый; 15 – доломит глинистый известковый; 16 – доломит глинистый известковистый; 17 – доломит глинистый; 18 – известняк; 19 – известняк доломитистый; 20 – известняк доломитовый; 21 – доломит известковый; 22 – доломит известковистый; 23 – доломит

По данным микроописания породы представлены глинистыми известняками и мергелем (№ 24) с микрозернистой пелитоморфной структурой и беспорядочной текстурой. В образце № 30 текстура микрослоистая. Основная масса шлифов сложена кальцитом с тонкозернистым глинистым материалом, который неравномерно распределён, встречается второстепенный минерал – кварц с угловатой и полуугловатой неправильной удлинённой формой.

По результатам рентгенофазового анализа фигурные точки изученных пород альминской свиты (№ 17-20, № 25, № 38г-2 – 45г-2) на классификационной диаграмме Вишнякова С.Г. [4] (рис. 1) расположились в поле значений 12, которое относится к глинистому известняку. Фигурные точки образцов № 22, 29г и 34г-2 попали на границу между полями 8 и 12 – между мергелем и глинистым известняком.

По результатам рентгенофазового анализа фигурные точки изученных пород кумской свиты (№ 20, 26, 27, 30) на классификационной диаграмме Вишнякова С.Г. [4] (рис. 1) расположились в поле значений 12, которое относится к глинистому известняку. Фигурная точка образца № 24 попала в поле 8, то есть относится к мергелю, а образец № 29 попал на границу между полями 8 и 12 – между мергелем и глинистым известняком.

Альминская свита юго-западного Крыма обнажается в разрезе Цыганская балка г. Бахчисарай и сложена мергелями и карбонатными глинами светло-серыми с голубоватым или зеленоватым оттенком. Альминская свита охарактеризована богатыми комплексами органикостенного планктона, а также наннопланктоном. Стратиграфическое распределение наиболее важных видов динофлагеллат позволяет отнести альминскую свиту к зоне приабонского яруса верхнего эоцена *Thalassiphora*

reticulata, которая соответствует наннопланктонной зоне NP18 *Chiasmolithus oamaruensis* [1]. Подстилающие отложения кумской свиты относятся к бартонскому ярусу среднего эоцена и охарактеризованы зоной диноцист *Gochtodinium spinulum* и наннопланктоном зоны NP17 или CNE16 *C. grandis* PRZ [1] (рис. 2).

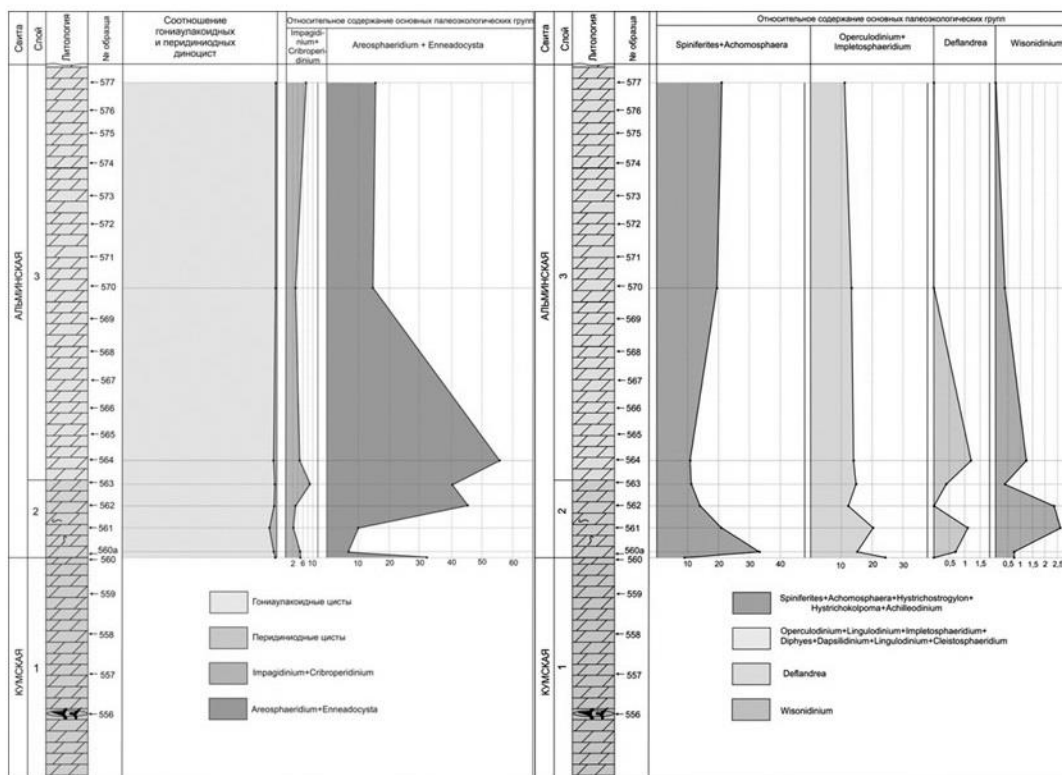


Рис. 2. Соотношение основных морфологических групп диноцист и относительное содержание основных родов диноцист в разрезе бартон и приабона г. Бахчисарай (Республика Крым)

Анализ структуры комплексов органикостенного микропланктона свидетельствует о доминировании гониаулакоидных динофлагеллат и позволяет заключить, что ассоциация сформировалась в неритовой зоне континентального шельфа, тепловодных обстановках с нормальной соленостью водной среды (рис. 3).

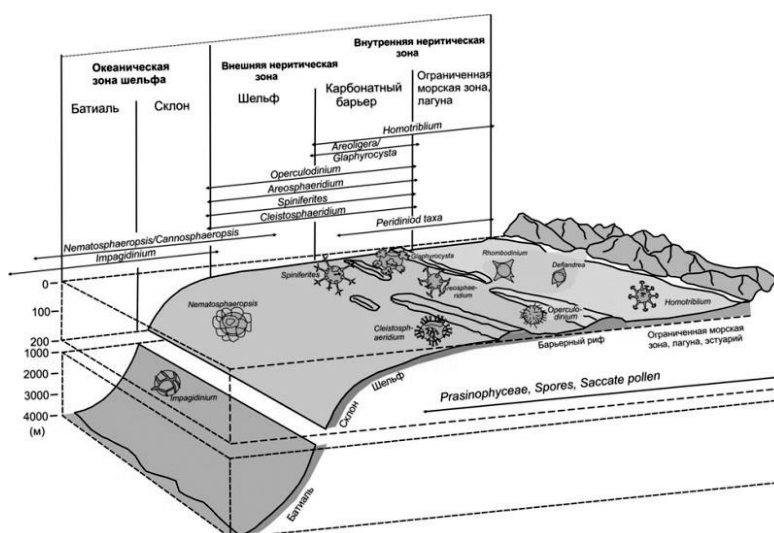


Рис. 3. Схематическая модель распределения комплексов диноцист вдоль проксимально-дистального среза шельфа в позднем эоцене-раннем олигоцене Италии (Brinkhuis, 1994), с дополнениями (Gedl, 2013)

Литература

1. Андреева-Григорович А.С. Зональная стратиграфия палеогена юга СССР по фитопланктону / Автореф. дисс. ... докт. геол.-мин. наук. Киев: Киевский ун-т. 1991. 47 с.
2. Геология СССР. Том VIII. Крым. Часть I / гл. ред. А.В. Сидоренко. М.: «Недра», 1969. 576 с.
3. Краснощёкова Л.А. Породообразующие минералы и структуры кристаллических пород: учебное пособие / Томский политехнический университет. Томск, 2009. С. 84.
4. Япаскурт О.В. Литология: учебник для студентов высших учебных заведений / М.: Издательский центр «Академия», 2008. 336 с.

УДК 553.41(571.65)

ОСОБЕННОСТИ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА РУД ЗОЛОТОСЕРЕБРЯНОГО РУДОПРОЯВЛЕНИЯ ЗЕРКАЛЬНОГО (МАГАДАНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Оберемок Владислав Сергеевич

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова, студент 5 курса, Новочеркасск
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

Бутенков Александр Александрович

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова, доцент, Новочеркасск
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

Аннотация: в данной работе был проведён анализ распределения содержаний компонентов золотосеребряного рудопроявления Зеркального в вертикальном разрезе по скважине № 2, с геологической интерпретацией полученных результатов.

Ключевые слова: золото, серебро, пробирный анализ, спектральный анализ, графики, корреляция.

FEATURES OF THE MATERIAL COMPOSITION OF THE ORES OF THE GOLD-SILVER ORE OCCURRENCE OF THE ZERKALNOE (MAGADAN REGION)

Vladislav Oberemok

*South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov,
5st year Student, Novochoerkassk
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

Alexander Butenkov

*South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov,
Reader, Novochoerkassk
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

Abstract: in this paper, an analysis of the distribution of the contents of the components of the Zerkalnoe gold-silver ore occurrence in a vertical section along well № 2 was carried out, with a geological interpretation of the results obtained.

Keywords: gold, silver, assay analysis, spectral analysis, graphs, correlation.

Рудопроявление золота и серебра Зеркальное входит в состав Зеркальнинского рудного поля, расположенного в 70 км северо-восточнее г. Магадана. Территория располагается в зоне сочленения трёх крупных структур: Яно-Колымской складчатой системы (ЯКСС), Удско-Мургальского вулканогенного пояса (УМВП) и Охотско-Чукотского вулканогенного пояса (ОЧВП).

Рудное поле является частью структуры Носэгчанского рудного узла, расположенного в пределах листа Р-56-XXVI государственной геологической карты масштаба 1:200000. Рудный узел приурочен к одноимённому горсту, являющемуся дочерней структурой меридионального Малтаново-

Ольского вулканического прогиба Хасынской вулканической дуги ОЧВП. В пределах горста на поверхность выведены раннемеловые вулканогенные образования среднего состава, достигающие максимальной мощности на его западной и восточной периферии. Участками они перекрыты маломощными покровами позднемеловых андезитов улынской и туфов риолитов ольской свит, прорваны серией субвулканических тел позднего мела. Севернее и южнее горста позднемеловые вулканиты названных свит, совместно с наиболее молодыми базальтоидами мыгдыкитской свиты достигают мощности 1-1,5 км и выполняют на юге Хурэнджинскую вулканотектоническую депрессию, на севере – Чалкалинскую вулканотектоническую депрессию, как бы смыкающиеся в центре горста. В верховьях р. Носэгчан, в центре горста, раннемеловые вулканиты сокращают свою мощность, фациально замещаясь туфогенно-осадочными породами, видимо фиксирующими место сочленения двух андезитовых стратовулканических построек нижнемелового возраста, к которым приурочены два локальных поднятия, очевидно наследующих эти вулканические постройки. Поднятия разделены крупным субвулканическим телом позднемеловых дацитов, и определяют контуры известных рудных полей с золотосеребряной минерализацией – Агатовского и Зеркальнинского [1].

С запада и востока Носэгчанский рудный узел ограничен системами разломов раннемелового заложения, которые имеют характер сбросов к центру. С юга-юго-востока и севера-северо-запада границы узла менее отчётливы и трассируются системами позднемеловых разрывов, по которым породы вулканических просадок и грабенов, примыкающих к поднятию, испытали относительные погружения [1, 2].

В геологическом строении рудопроявления Зеркального принимают участие морские терригенные отложения раннеюрского возраста (J_3 *tb*), вулканогенные и вулканогенно-осадочные образования раннемелового момолтыкического (J_3 - K_1 *mm*), нанкалинского (K_1 *nn*) и позднемелового хольчанского, улынского и ольского комплексов. Позднемеловые интрузивные и субвулканические тела представлены хольчанским, улынским, ольским и сеймканским комплексами. Характерно наличие трещинных вулканических аппаратов, выполненных эксплозивными, гидротермально-эксплозивными брекчиями [1, 2].

На Зеркальнинском рудном поле в ходе ГРП вскрыто горными выработками и зафиксировано по развалам около 60 жильных гидротермальных образований, представленных жильными зонами, жилами и зонами прожилкования. Протяженность их от нескольких десятков до 1500 м, мощность от 0,1 до 13 м, простирание северо-восточное (от 10-20° до 30-60°), редко северо-западное. Жильные образования по вещественному составу подразделяются на адуляр-кварцевые, аметист-карбонатные, флюорит-кварцевые, карбонат-кварцевые. По минеральному составу выделены две рудные ассоциации: золото-серебряная и золото-серебро-висмут-теллуровая. Рудопроявление Зеркальное представляет собой жильное тело, имеющее простирание 30°–60° и пологое (30°-45°), падение на северо-запад. По простиранию тело тянется на 700 м [1, 2].

В данной работе использованы результаты опробования руд золотосеребряного проявления Зеркального, произведённого на поисковой стадии ГРП по скважине № 2. Используются результаты пробирного анализа на золото и серебро, а также спектрального анализа на мышьяк, свинец, цинк, медь, вольфрам, висмут, молибден, кобальт, бериллий, барий (табл.1).

Таблица 1

Содержания рудных компонентов по скважине 2

№ пробы	Результаты спектрального анализа, $n \cdot 10^{-3} \%$										Результаты пробирного анализа, г/г	
	As	Pb	Zn	Cu	W	Bi	Mo	Co	Be	Ba	Au	Ag
10281	38,82	15,53	232,92	46,58	465,8	2,33	0,3882	3,88	3,88	0,77	18,63	34,16
10282	31,06	0	23,29	46,58	388,2	2,33	0,3882	3,11	4,66	0,77	1,55	7,76
10283	54,35	23,29	38,82	54,35	388,2	2,33	0,3882	3,11	15,53	0,77	3,10	80,75
10284	232,9	38,82	38,82	54,35	310,6	2,33	0,3882	3,11	15,53	0,77	4,66	83,85
10285	155,3	38,82	155,28	155,3	465,8	2,33	0,3882	3,88	31,06	0,77	4,66	110,25
10293	46,58	15,53	23,29	232,9	310,6	3,11	0,3882	6,98	23,29	1,165	1,55	31,066
10294	465,8	38,82	1164,6	776,4	388,2	2,33	0,46584	7,76	31,06	0,77	9,32	149,07
10295	310,6	38,82	232,92	543,5	388,2	3,11	0,3882	15,52	23,3	0,77	1,55	54,35
10296	465,8	31,06	38,82	543,5	310,6	3,11	0,3882	13,97	31,06	0,77	1,55	77,64

Целью исследований является выяснение особенностей изменчивости содержаний рудных компонентов по разрезу скважины №2, а также выявление взаимосвязей между различными компонентами вещественного состава руд. Для достижения данной цели использована программа Microsoft Excel, с помощью которой произведен импорт исходных данных в табличную форму, произведено построение графиков изменчивости рудных компонентов, а также рассчитана матрица корреляции Пирсона. Результаты данных построений представлены в рис. 1-3 и в табл. 2.

На рис. 1 представлены график изменчивости содержаний золота, серебра, мышьяка и свинца по разрезу скважины № 2. Содержания золота изменяются от 1,55 до 18,63 г/т, в среднем 6,07 г/т. Отмечаются два характерных положительных пика содержаний – на глубинах 108 и 116,5 м. Содержания серебра изменяются от 7,76 до 149,07 г/т, в среднем 71,43 г/т. Отмечаются два характерных положительных пика содержаний – на глубинах 113,5 и 116,5 м. Содержания мышьяка изменяются от 0,03 до 0,47 %, в среднем 0,21%. Отмечаются три характерных положительных пика содержаний – на глубинах 112, 116,5 и 119,5 м. Содержания свинца изменяются от 0 до 0,038%, в среднем 0,25%. Отмечаются четыре характерных положительных пика содержаний – на глубинах 112, 113,5, 116,5 и 118 м.

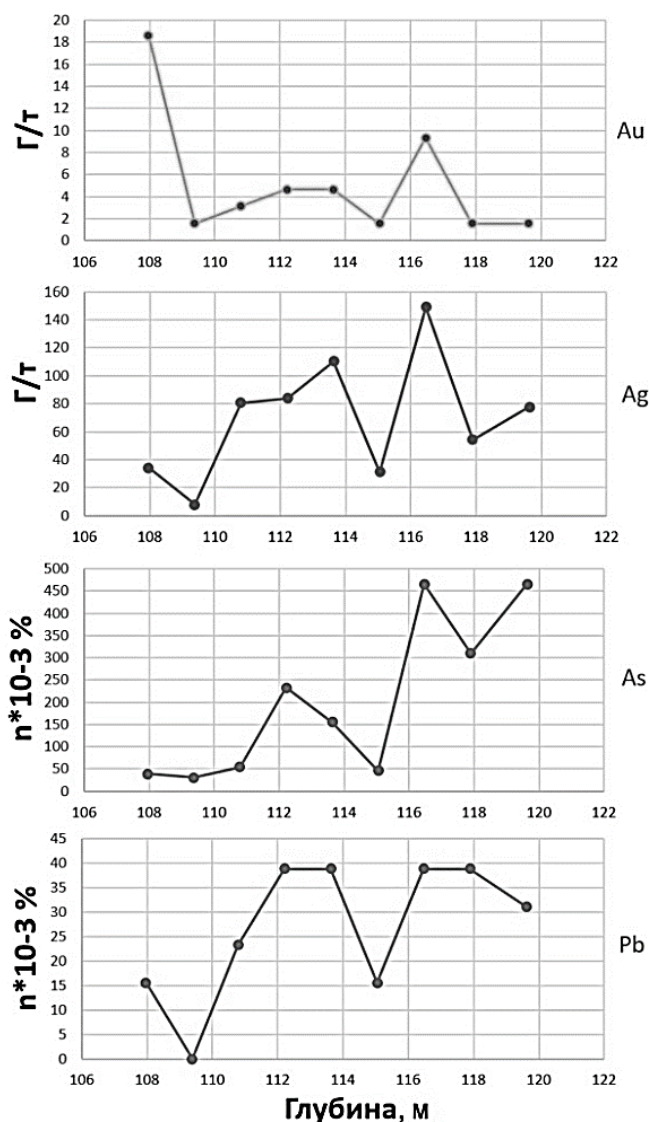


Рис. 1. Графики изменчивости содержаний золота, серебра, мышьяка и свинца по скважине № 2

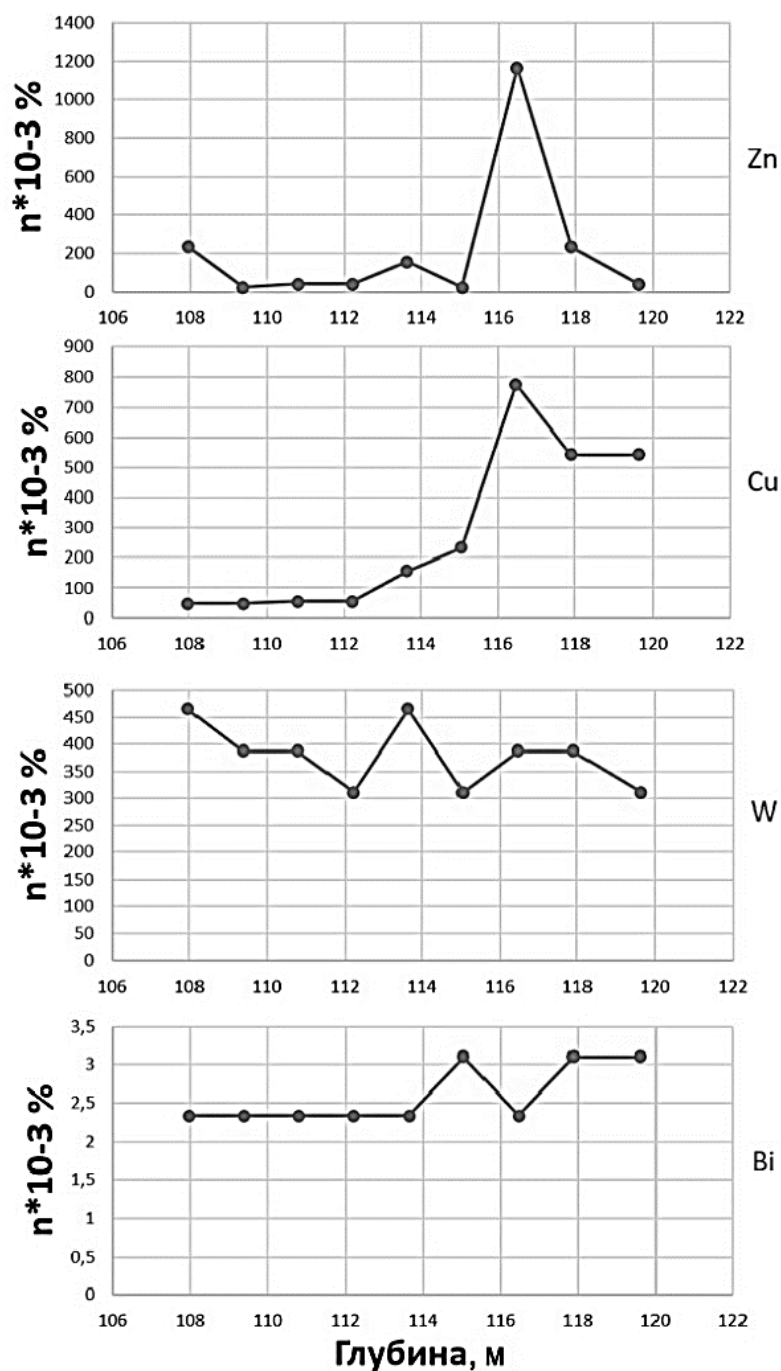


Рис. 2. Графики изменчивости содержаний цинка, меди, вольфрама и висмута по скважине № 2

На рис. 3 представлены графики изменчивости содержаний молибдена, кобальта, бериллия и бария по разрезу скважины № 2. Содержания молибдена изменяются от 0,0003 до 0,0005 %, в среднем 0,0004 %. Отмечается один характерный положительный пик содержаний – на глубине 116,5 м. Содержания кобальта изменяются от 0,003 до 0,015 %, в среднем 0,007 %. Отмечается один характерный положительный пик содержаний – на глубине 118 м. Содержания бериллия изменяются от 0,003 до 0,03 %, в среднем 0,02 %. Отмечаются три характерных положительных пика содержаний – на глубинах 113,5, 116,5 и 119,5 м. Содержания бария изменяются от 0,0007 до 0,001 %, в среднем 0,0008%т. Отмечается один характерный положительный пик содержаний – на глубине 115 м.

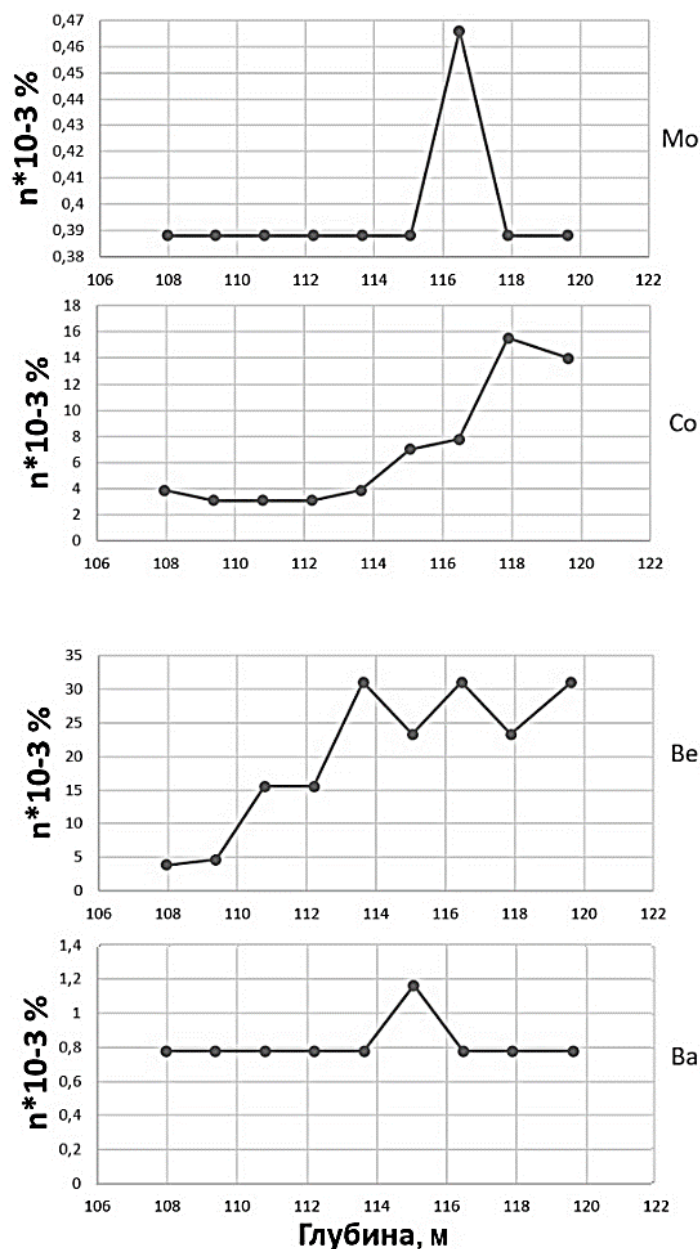


Рис. 3. Графики изменчивости содержаний молибдена, кобальта, бериллия и бария по скважине № 2

Для изучения корреляционных связей между рудными компонентами была построена матрица корреляции Пирсона (табл. 2). Матрица корреляции позволяет выделить химические элементы, имеющие очень тесные положительные связи между собой – сюда относятся золото, висмут, молибден, кобальт, бериллий, барий, свинец. Особняком выделяется серебро, и некоторые элементы, положительно с ним связанные – цинк, медь. Характерны сильные отрицательные связи вольфрама практически со всеми элементами в подборке.

Таблица 2

Матрица корреляции

	As	Pb	Zn	Cu	W	Bi	Mo	Co	Be	Ba	Au	Ag
As	1,00	0,18	0,56	0,62	-0,01	-0,18	-0,18	-0,08	0,09	-0,18	-0,20	0,58
Pb		1,00	0,10	0,06	-0,74	0,87	0,87	0,89	0,94	0,87	0,85	0,59
Zn			1,00	0,97	0,21	-0,11	-0,10	-0,08	0,04	-0,11	-0,03	0,62
Cu				1,00	0,12	-0,13	-0,12	-0,10	0,04	-0,13	-0,08	0,63
W					1,00	-0,84	-0,84	-0,85	-0,82	-0,84	-0,77	-0,15
Bi						1,00	0,99	0,99	0,93	0,99	0,98	0,23
Mo							1,00	0,99	0,93	0,99	0,98	0,23
Co								1,00	0,95	0,99	0,97	0,24
Be									1,00	0,93	0,89	0,47
Ba										1,00	0,98	0,23
Au											1,00	0,75
Ag												1,00

Анализ графиков изменчивости рудных компонентов по разрезу изученной скважины, а также корреляционных взаимосвязей между ними, позволил выявить некоторые особенности.

Наибольший интерес представляет изменчивость по разрезу главных рудных компонентов – золота и серебра. Кривые вариаций их содержаний показывают значительное сходство между собой, что выражается в высоком коэффициенте корреляции (0,65). Распределение концентраций благородных металлов по разрезу характеризуется неравномерностью, скачкообразностью, без заметных закономерностей. Впрочем, то же самое можно сказать и об изменчивости всех остальных компонентов вещественного состава.

Различия в силе связей золота и серебра по отдельности с прочими элементами указывают на то обстоятельство, что при гидротермальном рудоотложении два благородных металла вели себя не вполне синхронно, и накапливались возможно в разные стадии минералообразования.

Помимо благородных металлов, среди прочих элементов количественно выделяются вольфрам, медь, цинк и мышьяк, составляющие десятые доли процента. Характерно, что все они имеют отрицательную связь с золотом, что может быть связано с нахождением в разновременных минеральных ассоциациях самородного золота и сульфидного минерального агрегата (халькопирит, сфалерит, арсенопирит). Вольфрам отрицательно связан почти со всеми элементами, а с некоторыми не имеет выраженных связей, что можно объяснить его наиболее ранним накоплением относительно прочих рудных компонентов, в наиболее высокотемпературных условиях.

Отмечается также различие в поведении цинка и свинца – в данном разрезе связь между ними низкая, свинец присутствует в весьма малых количествах относительно цинка. Кроме того, свинец, в отличие от цинка, имеет сильную корреляционную связь с золотом.

Таким образом, к числу элементов-спутников золота в данной подборке можно отнести свинец, висмут, молибден, кобальт, бериллий, барий. Отчетливыми спутниками серебра являются медь, цинк, свинец, мышьяк.

Литература

1. Аноров П.Н. Легенда Магаданской серии листов Государственной геологической карты масштаба 1:200 000 (издание второе). Магадан, 1999.
2. Шубин С.А., Шубина М.В. и др. Поиски и оценка новых рудных тел в пределах Носэгчанского рудного узла (Носэгчанская ГПП). – Магадан, 2007. – 255 с.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ КОЛЛЕКТОРОВ ТАНЫПСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

Поздеева Елизавета Андреевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: ukrs7fhv@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель, Томилина Елена Михайловна

Аннотация: Приведены результаты изучения вещественного состава пород Таныпского месторождения (Пермский край). В работе проводились экспериментальные исследования вещественного состава коллекторов с применением рентгенографического полу- и количественного фазового анализа осадочных горных пород, макро- и микроописания образцов.

Ключевые слова: породы-коллекторы, Таныпское месторождение нефти, глинистые минералы, постседиментационные преобразования, рентгенофазовый анализ, микроскопическое описание.

MATERIAL COMPOSITION OF RESERVOIRS OF THE TANYPSCOYE OIL FIELD (PERM KRAI)

Pozdeeva Elizaveta Andreevna

*Perm State National Research University, 4th year student (2019), Perm
e-mail: ukrs7fhv@gmail.com*

Research Supervisor: Senior Lecturer Tomilina Elena Mikhailovna

Abstract: study of the material composition of rocks of the Tanypskoye oil field (Perm Krai). The work carried out experimental studies of the material composition of reservoirs using X-ray semi- and quantitative phase analysis of sedimentary rocks, macro- and micro-description of samples.

Keywords: reservoir rocks, Tanypskoye oil field, clay minerals, post-sedimentation transformations, X-ray phase analysis, microscopic description.

Таныпское месторождение находится на юге Пермского края, в 200 км южнее города Перми и в 30 км к северо-востоку от города Чернушка. Месторождение расположено на равнинно-холмистом Приуралье, на отрогах Тулвинской возвышенности, в зоне широколиственно-хвойных лесов, испытавших заметное антропогенное воздействие. В административном отношении месторождение располагается на границах Уинского и Чернушинского районов Пермского края. Районный центр Чернушинского района – город Чернушка. Район обладает довольно развитой нефтедобывающей индустрией. Через него проходят магистральные нефтепроводы – Чернушка-Оса, Чернушка-Калтасы.

Геологический разрез Таныпского месторождения изучен на глубину 2400 м и представлен отложениями вендской, девонской, каменноугольной и пермской систем, которые перекрыты четвертичными отложениями. Отложения девонской системы представлены песчано-аргиллитово-алевролитовыми отложениями живетского яруса среднего девона, а также отложениями франского и фаменского ярусов верхнего девона. Франский ярус сложен преимущественно светло-серыми мелкозернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами пашийского и тиманского горизонтов. На отложениях тиманского горизонта залегает мощная толща карбонатных пород, представленная битуминозными пиритизированными известняками с подчиненными прослоями черных битуминозных сланцев, мергелей и доломитов саргаевского и доманикового горизонтов. На отложениях девона залегают отложения каменноугольной системы, представленной всеми отделами. Разрез нижнего отдела сложен карбонатной толщей турнейского яруса, к верхней части которой приурочен нефтяной пласт; терригенно-карбонатными отложениями кожимского и окского надгоризонтов визейского яруса и карбонатными отложениями серпуховского яруса. Кожимский надгоризонт в свою очередь сложен терригенными отложениями радаевского (нефтяной пласт) и бобриковского (нефтяные пласты Бб-1, Бб-2) горизонтов. Окский надгоризонт сложен терригенно-карбонатными отложениями туть-

ского горизонта (нефтяные пласты Тл-1а, Тл-1б, Тл-1в, Тл-2а, Тл-2б) и карбонатными отложениями верхней части надгоризонта. Отложения среднего отдела представлены чередованием известняков башкирского яруса, мергелей, аргиллитов, алевролитов, реже доломитов верейского и каширского горизонтов; известняками и доломитами подольского и горизонта. Верхний отдел сложен карбонатными отложениями, не содержащими нефтяных пластов. На отложениях каменноугольной системы залегают отложения пермской системы, представленные приуральским и татарским отделами. Приуральский отдел сложен преимущественно карбонатными образованиями: доломитами и известняками с включениями гипса и ангидрита. Для отложений татарского отдела характерны терригенные породы: глины, алевролиты, песчаники с прослоями доломитов, гипсов и мергелей. Отложения четвертичной системы представлены суглинками и глинами в нижней части с гравием и галькой.

Таныпское месторождение расположено в пределах Пермско-Башкирского свода (ПБС). На геологической карте ПБС отчетливо выделяется по отсутствию татарских отложений верхнего отдела пермской системы. По нижней перми в пределах ПБС доминирует Кунгуро-Уфимский выступ, который осложнен валами: Чернушинским, Мазунинским, Веслянским и Дубовогорским. Локальные нефтегазоносные поднятия, осложняющие эти валы, в основном связаны с облеканием рифов верхнедевонско-турнейского палеошельфа [5].

Методы исследования

1. Литолого-петрографическое исследование образцов.

Макроскопически было описано 22 образца: 13 терригенных, 9 карбонатных, их структурно-текстурные особенности и минеральный состав.

Для микроскопического описания было изготовлено 10 шлифов. Данный материал исследовался на поляризационном микроскопе Olympus BX51 в проходящем свете и в скрещенных николях. Кроме этого были сделаны снимки шлифов на микроскопе Olympus BX51 в проходящем свете и в скрещенных николях при увеличении 50х.

В процессе описания шлифов были использованы оптические свойства, характеризующие главные пороодообразующие компоненты [4].

2. Рентгенофазовый количественный и полуколичественный анализ.

Рентгенофазовый анализ основан на явлении дифракции рентгеновских лучей от кристаллической решетки минералов (либо других твердых фаз). Получаемая на рентгеновских дифрактометрах кривая – дифрактограмма – имеет координаты по горизонтальной оси – угол дифракции (2θ), выражаемый в градусах, или межплоскостное расстояние (d), измеряемое в ангстремах (Å), по вертикальной – интенсивность отражения (I , количество импульсов). Каждый минерал имеет индивидуальный набор отражений (рефлексов) от плоских сеток кристаллических решеток. Горные породы являются многокомпонентными смесями, где диагностика минеральных фаз осуществляется по характерным отражениям с наибольшей интенсивностью. Интенсивность отражений минерала на дифрактограмме прямо пропорциональна содержанию минерала в породе.

Рентгеноструктурный анализ выполнялся с применением рентгеновского порошкового дифрактометра D2 Phaser («Bruker», ФРГ).

Характеристики прибора: рентгеновская трубка с медным анодом (излучение – $\text{CuK}\alpha$, $\lambda=1,54060 \text{ Å}$), генератор с напряжением – 30 кВ, силой тока – 10 мА; детектор линейный – LYNXEYE; фильтр – Ni.

Условия съемки: расходящаяся щель 0,2 мм, щели Соллера – первичная $2,5^\circ$, вторичная $2,5^\circ$; угловой диапазон от 5 до $70^\circ 2\theta$; скорость набора импульсов в каждой точке 1,0 с; шаг – $0,02^\circ$.

Диагностика присутствующих в образце слоистых алюмосиликатов производится при совместной интерпретации дифрактограмм воздушно-сухого, насыщенного этиленгликолем и прокаленного препаратов.

Так как отражения глинистых минералов очень часто накладываются в валовом составе, то методом Ритвельда определяется их суммарное содержание. Затем делаются ориентированные препараты, интерпретируются пики и вычисляется соотношение минералов по дифрактограмме воздушно-сухого ориентированного препарата и пересчитывается на содержание каждого минерала с помощью уравнений, полученных Петером и Кальманом [8].

Обработка кривых (сглаживание, поиск пиков) и качественный анализ выполнялись с помощью программы Diffrac.Eva. Также в этой программе выполнялся замер площадей основных пиков, по которым вычислялись соотношения глинистых минералов.

Количественный анализ валового состава пробы выполнялся с помощью программного обеспечения Toras 4-2, которое реализует безэталоный анализ на основе метода Ритвельда – процедуры минимизации отклонения между экспериментальной и теоретически рассчитанной дифрактограмма-

ми. В качестве рассчитанных моделей кристаллических структур используются файлы базы данных, поступившей с приобретением программного обеспечения. Сумма минеральных фаз рассчитывалась к 100%.

Результаты исследования и вывод

По результатам макроскопического изучения образцы представлены терригенными, карбонатными и глинистыми породами. Терригенные породы представлены алевролитами глинистыми, иногда песчанистыми, по составу полевошпат-кварцевые и кварц-полевошпатовые с алевроитовой, псаммит-алевроитовой структурой. Карбонатные породы представлены известняками с микро- и мелко-среднезернистой структурой. Глинистые породы представлены алевролитовыми аргиллитами с алевроито-пелитовой структурой. Текстуры пород слоистые, массивные (беспорядочные), сланцеватые.

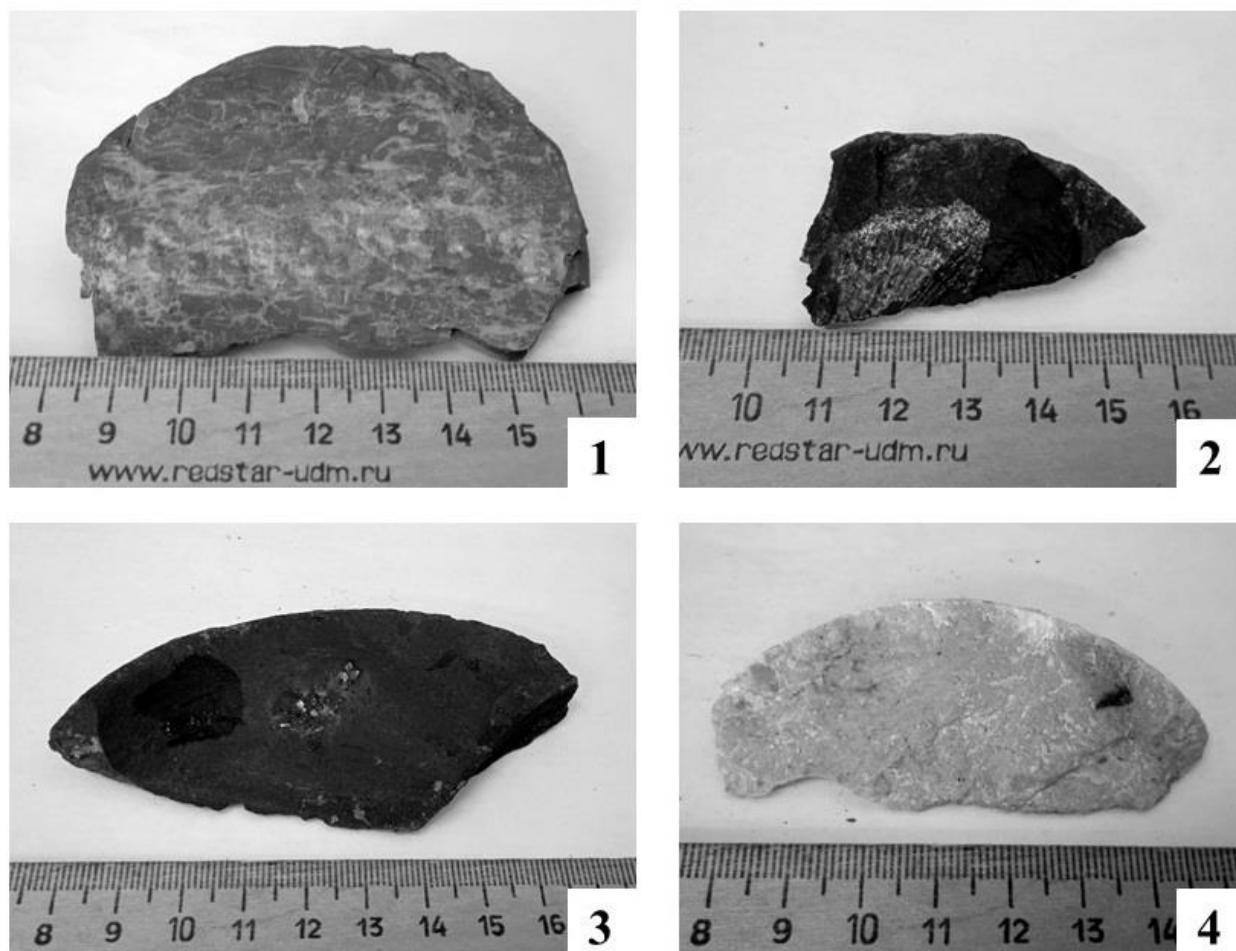


Рис. 1. Макрофотографии образцов: 1 – аргиллит алевроитовый; 2 – известняк алевроитистый; 3 – аргиллит алевроитовый; 4 – известняк

Микроскопически алевролиты глинистые и песчанистые, имеют пелиталевроитовую и псаммиталевроитовую структуры. Текстуры сланцеватые либо слоистые обусловлены чередованием растительного детрита и обломочного материала. Обломочная часть представлена зернами кварца и полевыми шпатами размером менее 0,1 мм, единичными чешуйками мусковита. Преобладает цемент вдавливания с конформной микроструктурой, также присутствует цемент глинистый с базально-поровым типом цементации. Наблюдаются включения углефицированного детрита (около 1-5%) неправильной формы в межзерновом пространстве, а также в трещинах. Породы трещиноватые, трещины чаще параллельны напластованию, реже разнонаправленные, длиной от 10 до 30 мм при ширине от 0,05 до 1 мм, прямые, прерывистые, полые, иногда залечены углисто-глинистым веществом

Карбонатные породы представлены известняками, которые имеют схожие структуры, текстуры, минеральный состав и вторичные изменения. Для них характерны следующие структуры: мелкозернистая, мелкозернистая, мелкодетритовая; текстура пород массивная [6, 9].

Биокласты представлены обломками раковин брахиопод, обломками раковин фораминиферы, остракод, криноидей, кальцисферами (обломки неясного происхождения) [7].

Цемент микрит-спаритовый, присутствует крустификационный цемент (нарастание кристаллов кальцита по периферии форменных компонентов, чаще всего криноидей), регенерационный [10].

Пустотное пространство представлено порами и биопустотами. Поры неправильной формы размером от 0,1 до 1 мм, биопустоты до 0,06 мм.

Для данных пород характерны постседиментационные преобразования. В терригенных породах наблюдаются зерна, которые искажены зубчатыми и заливообразными углублениями, а в межзерных промежутках формируется аутигенный порово-базальный цемент. Еще один тип скрепления каркаса – бесцементный. Это цементация вдавливания с конформной (выпукло-вогнутой) микроструктурой.

В карбонатных породах постседиментационные изменения проявляются в перекристаллизации микритового цемента и обломков скелетных форм, а также в наличии регенерационного цемента. Также присутствуют такие вторичные изменения, как сульфатизация и кальцитизация [10].

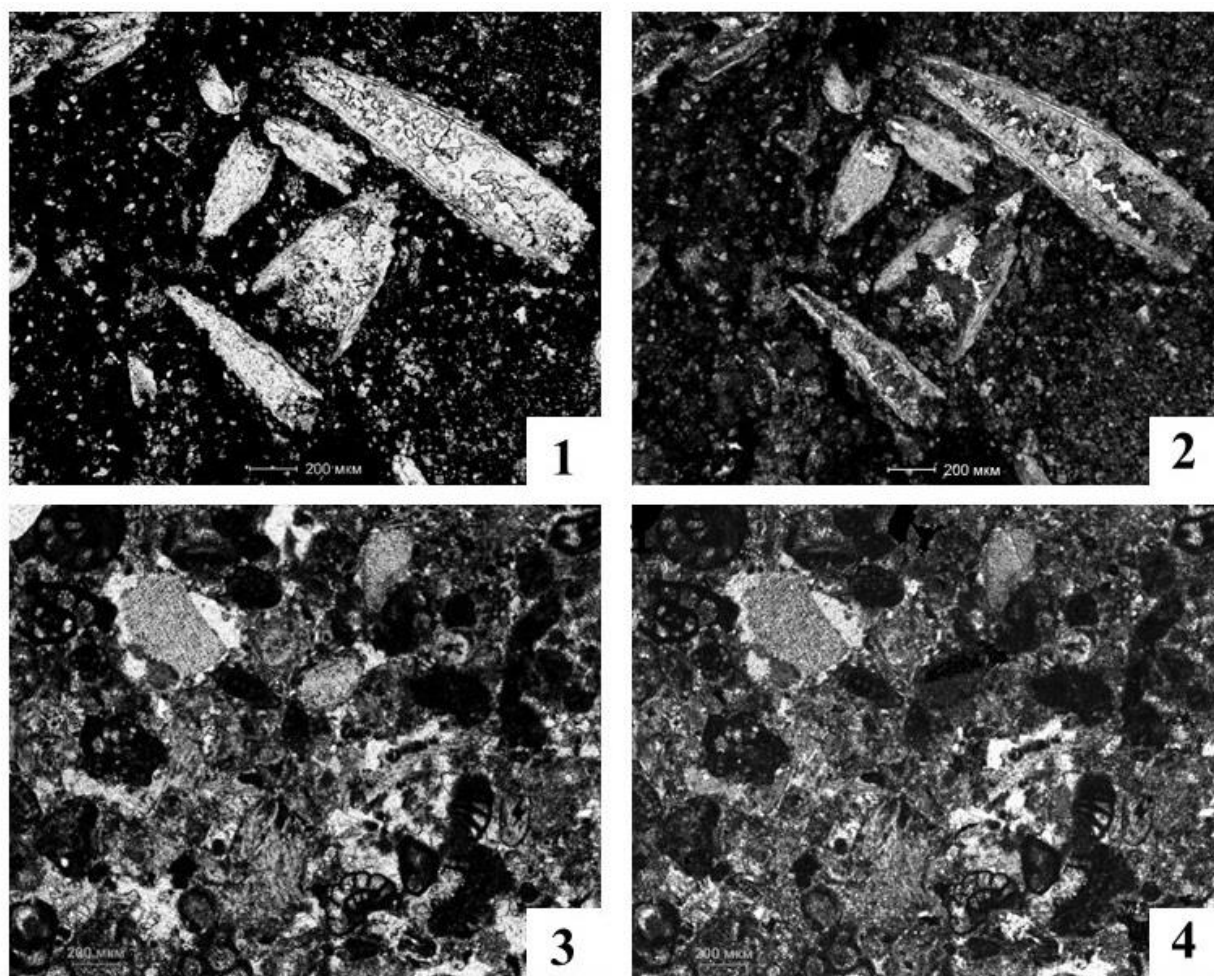


Рис. 2. Микрофотографии образцов: 1, 2 – известняк биокластовый микрозернистый с микритовым цементом (1 – в проходящем свете, 2 – в скрещенных николях); 3,4 – алевролит песчаный (3 – в проходящем свете, 4 – в скрещенных николях)

По результатам количественного фазового анализа в 4, 12, 17, 18 и 20 образцах содержание глинистых минералов примерно равно содержанию обломочной части. В обломочной части образцов 15, 16 и 20 преобладает полево шпат, так что алевролит в данном случае по минеральному составу кварц-полевошпатовый, в остальных образцах полевошпат-кварцевый. В минеральном составе 13 и 19 образцов преобладает кварц, а в 15 – глинистые минералы. Рудный минерал представлен пиритом, его содержание до 8%. Образцы 7-11, 24 и 25 являются мономинеральными и состоят из кальцита, второстепенный минерал представлен кварцем до 2%. Образцы 21 и 23 представлены известняками доломитовыми. В минеральном составе образца 22 преобладает доломит. В образцах 5, 6 отмечено повышенное содержание кварца до 20%, это говорит о смене геохимического барьера.

По результатам полуколичественного фазового анализа глинистые минералы в изученных пробах представлены гидрослюдой, каолинитом, смектитом и хлорит-смектитом.

В образцах 1-4, 13-15, 19 и 20 глинистые минералы представлены гидрослюдой, каолинитом и смектитом, отсутствует хлорит, так как в прокаленных препаратах не наблюдаются все пики хлорита по отражениям 14,1, 7,1 Å. А в 18 образце глинистые минералы представлены гидрослюдой, каолинитом.

В образце 12 интерпретация затрудняется тем, что на воздушно-сухом препарате на пик 14,1 накладывается отражения хлорита и смектита. Присутствие смектита и хлорита фиксируется тем, что в прокаленных препаратах смектит смещается до 10,0 Å, а у хлорита снижается интенсивность пиков 14,1, 7,1 Å.

Присутствие большого количества глинистых минералов в терригенных породах-коллекторах и их постседиментационное преобразование снижает коллекторские свойства данных пород [1, 2].

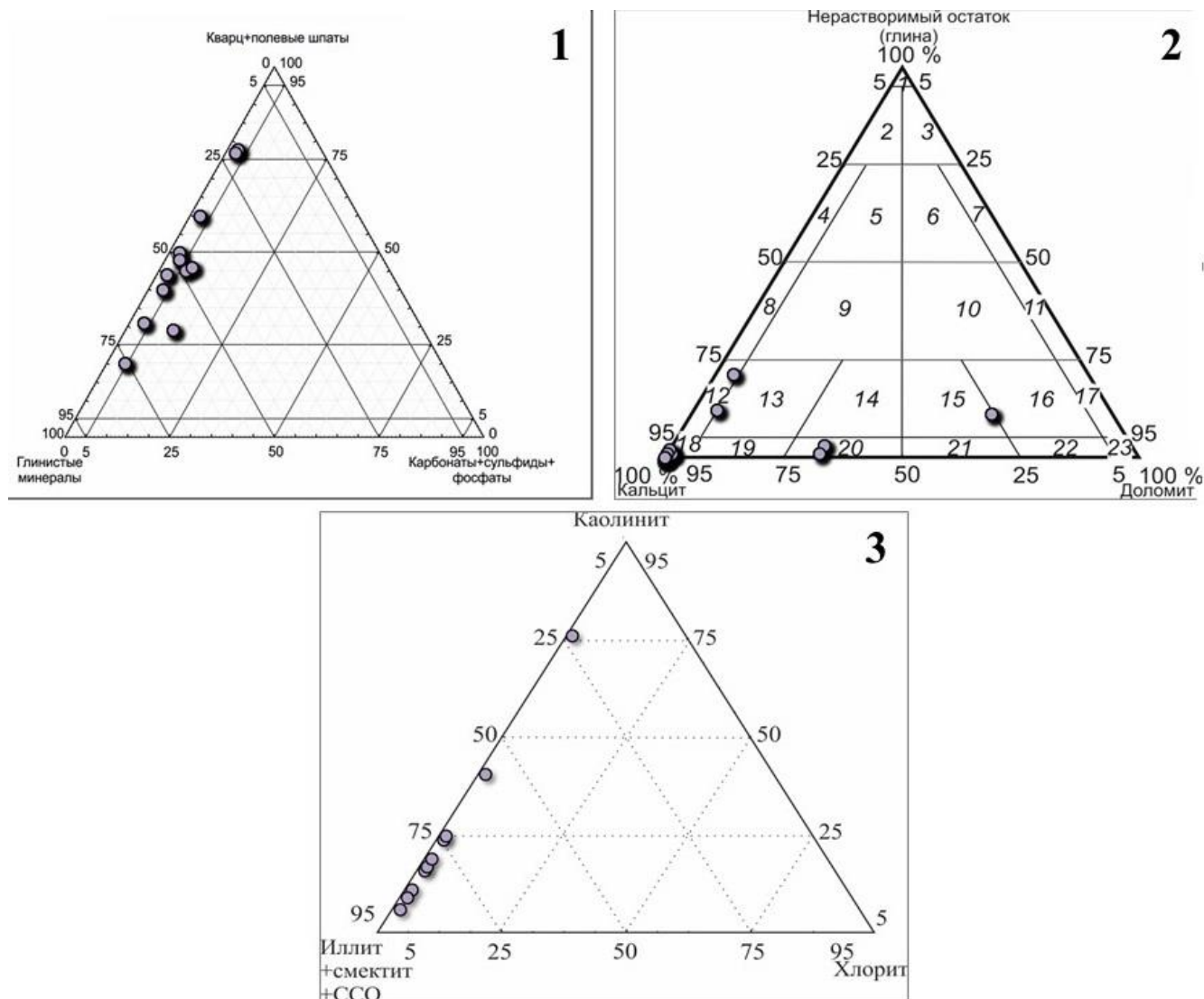


Рис. 3. Диаграммы состава пород: 1 – диаграмма состава терригенных и глинистых пород, русифицированная (Gamero-Diaz et al., 2013); 2 – диаграмма состава карбонатных пород С.Г. Вишнякова (1 – глина, 2 – доломитисто-известковая глина, 3- известковисто-доломитовая глина, 4 – глинистый мергель, 5 – доломитово-известковый глинистый мергель, 6 – известково-доломитовый глинистый мергель, 7 – доломитовый глинистый мергель, 8 – мергель, 9 – доломитово-известковый мергель, 10 – известково-доломитовый мергель, 11 – доломитовый мергель, 12 – глинистый известняк, 13 – глинистый доломитистый известняк, 14 – глинистый доломитовый известняк, 15 – глинистый известковый доломит, 16 – глинистый известковитый доломит, 17 – глинистый доломит, 18 – известняк, 19 – доломитистый известняк, 20 – доломитовый известняк, 21 – известковый доломит, 22 – известковистый доломит, 23 – доломит); 3 – диаграмма состава глинистых минералов пелитовой фракции

Литература

1. Ибламинов Р.Г. *Основы геологии и геохимии нефти и газа: учеб. пособие.* Перм. ун-т. – Пермь, 2007. – 256 с.
2. Малиновский Ю. М. *Нефтегазовая литология: учеб. Пособие.* – М.: Изд-во РУДН, 2009.
3. Маслов В.П. *Атлас карбонатных пород. Всесоюзный научно-исследовательский институт минерального сырья,* 1937.
4. Недоливко Н.М., Ежова А.В. *Петрографическое исследование терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие.* Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011.
5. *Нефтегазовые новости – Нефтяники. РФ. Таныпское месторождение.* URL: https://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/permskij_kraj/tanypskoe/22-1-0-485 (дата обращения: 20.02.2023)
6. Осовецкий Б.М., Молоштанова Н.Е. *Описание осадочных пород: учеб. пособие по курсу «Литология».* Перм. ун-т. – Пермь, 2006.
7. Фортунатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. *Атлас структурных компонентов карбонатных пород.* – М.: ВНИГИНИ, 2005. – 229 с.
8. Франк-Каменецкий В.А., Котов Н.В., Гойло Э.А. *Трансформационные преобразования слоистых силикатов при повышенных р-Т-параметрах. М-во высш. и сред. образования РСФСР.* Ленингр. гос. ун-т. Науч.-исслед. ин-т земн. коры. Л.: Недра, 1983.
9. Фролов В.Т. *Литология. Книга 2: учебное пособие.* М.: изд-во МГУ, 1993.
10. Япаскурт О.В. *Литология: учебник для студ. высш. учеб. заведений.* – М.: Издательский центр «Академия», 2008.

ПЕТРОГРАФИЯ САРАНОВСКОГО КОМПЛЕКСА ГОРНОЗАВОДСКОГО РАЙОНА

Ряпосов Феодор Вадимович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: f2302r@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Томилина Елена Михайловна

Аннотация: Представлены результаты петрографических исследований магматических горных пород Сарановского комплекса Горнозаводского района.

Ключевые слова: магматические породы, Сарановский комплекс, Пермский край.

PETROGRAPHY OF THE SARANOVSKY COMPLEX OF THE GORNOZAVODSKIY DISTRICT

Ryaposov Feodor Vadimovich

*Perm State University,
3rd year student,
e-mail: f2302r@gmail.com*

Research Supervisor: Senior Lecturer Tomilina Elena Mikhailovna

Abstract: petrographic study of igneous rocks of the saranovsky complex of the Gornozavodsky district.

Keywords: igneous rocks, saranovsky complex, Perm region.

Актуальность проведения данного исследования обусловлена тем, что исследуемые образцы относятся к породам магматического происхождения, которые характеризуются высокой природной химической и термической стойкостью. Это, в свою очередь, позволяет использовать их в производстве волокон и композитных материалов для базовых отраслей промышленности, энергетики, строительства, дорожного строительства.

Территория распространения описанных ниже магматических пород основного отряда, расположена на востоке Пермского края и административно относится к Горнозаводскому району, который на востоке граничит со Свердловской областью. Район располагает хорошими предпосылками для экономического и социального развития. По его территории проходит Горнозаводская линия железной дороги и автомобильная трасса Чусовой – Качканар (рис. 1.).

Геологическое строение территории определяется её принадлежностью к Уральской складчатой области и двум крупным тектоническим структурам I-го порядка: Центрально-Уральскому поднятию и Тагильско-Магнитогорскому прогибу. Центрально Уральское поднятие представлено тремя структурами II-го порядка: Кваркушко-Каменногорским мегантиклинорием байкалит, сложенным горными породами позднепротерозойского возраста (PR₃), Улсовско-Висимским мегасинклинорием и Безгодовско-Пашийской синклинальной структурой уралит, состоящих оба из пород палеозоя (PZ) [1].

В ходе работы было произведено минералого-петрографическое изучение 7 прозрачно-полированных шлифов толщиной 0,03 мм и 8 образцов горных пород из слоев Сарановского комплекса, а именно из Сарановского массива, Шакюревского массива, массива г. Ночник.

Петрографическое изучение шлифов проведено на поляризационном микроскопе Meiji Techno (Япония) в проходящем и в отраженном свете с использованием методов скрещенных николей. Кроме этого, были сделаны снимки шлифов на оптическом микроскопе Olympus BX51 (Япония) в проходящем свете и в скрещенных николях при увеличении 50х.

В процессе описания шлифов были использованы оптические свойства, характеризующие главные породообразующие компоненты [3, 4]. В ходе исследования был определен минеральный

состав горных пород, текстурно-структурные особенности и вторичные изменения. Породы были типизированы по Петрографическому кодексу [5].

По результатам макроописания, породы представлены измененными габбро и дунитом, с полнокристаллической, мелкозернистой, среднезернистой, равномерной структурой, с такситовой и плотной текстурой, главные породообразующие минералы: пироксены и плагиоклазы основного состава; из вторичных изменений наблюдается хлоритизация, сосюритизация. Кроме этого, один образец представлен серпентинитом с лепидобластовой структурой и петельчатой текстурой, в минеральном составе преобладает серпентин, рудные минералы – хромит, магнетит (рис.3.) [2].

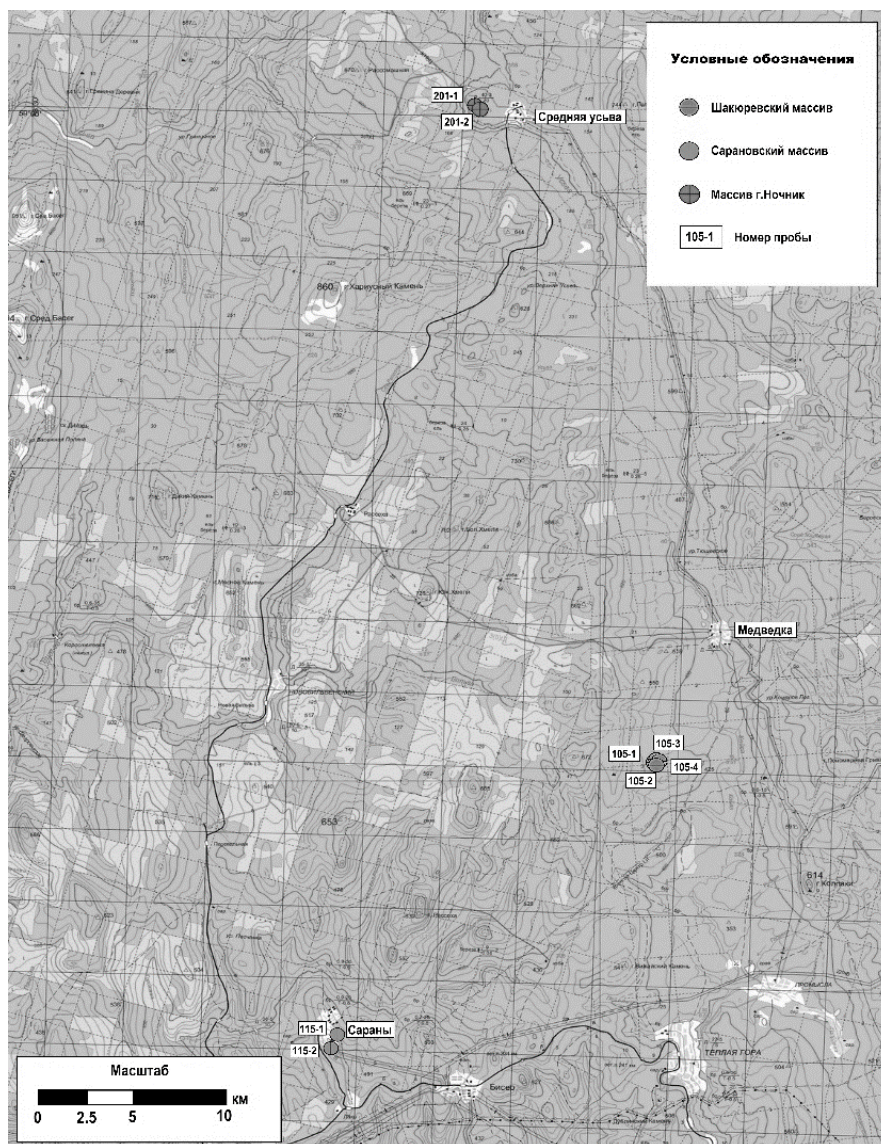


Рис. 1 Топографическая схема района с местами отбора проб.

При детальном изучении пород в шлифах под микроскопом было выявлено, что образцы представлены измененными габбро, монцогаббродиоритом, низкощелочным габбро, которые имеют схожие структуры, текстуры, минеральный состав и вторичные изменения. Для них характерны следующие структуры: по степени кристалличности – полнокристаллическая; по абсолютной величине кристаллов – неравномернозернистая; по относительной величине кристаллов – мелкозернистая, среднезернистая; текстура пород такситовая, плотная (рис.2).

Главными породообразующими минералами данных пород являются клинопироксены и плагиоклазы основного состава, за исключением образца №115-2, где главный породообразующий минерал – серпентин. Из второстепенных минералов наблюдаются: зерна кварца размером от 0,1 мм до 1,42 мм. Рудный минерал: титаномагнетит размером от 0,03 мм до 0,74 мм и хромит размером 0,05 мм.

Из вторичных изменений наблюдается хлоритизация по пироксенам и сосюритизация по плагиоклазам. Степень вторичных изменений во всех образцах примерно одинаковая, почти все породы замещены вторичными минералами до такого состояния, что первичная форма и размер зерен практически полностью уничтожены.

Строение и сложение большинства образцов горных пород сарановского комплекса схожи, так, например, образец № 105-2 (рис.2.) представлен измененным монцогаббро-диоритом. Структура породы полнокристаллическая, мелко-среднезернистая, неравномернозернистая, гипидиоморфнозернистая. Текстура такситовая, плотная. Порода практически полностью изменена, что затрудняет диагностику минералов, но по реликтам можно диагностировать главные породообразующие минералы: суббизометричные зерна плагиоклаза основного состава размером 0,35-1,8 мм, почти полностью замещенные сосюритом, встречаются реликты размером до 1,2 мм. Суббизометричные зерна клинопироксена размером 0,6-1,0 мм, практически полностью замещенные агрегатами актинолита и хлорита. Порода подвержена хлоритизации, сосюритизации, амфиболизации. Также в данном образце наблюдается игольчатая прожилка ангидрита размером 0,1x10,2 мм, образовавшаяся в результате кристаллизации подземных вод, насыщенных сульфатом кальция, которые распространены в данном районе Пермского края.

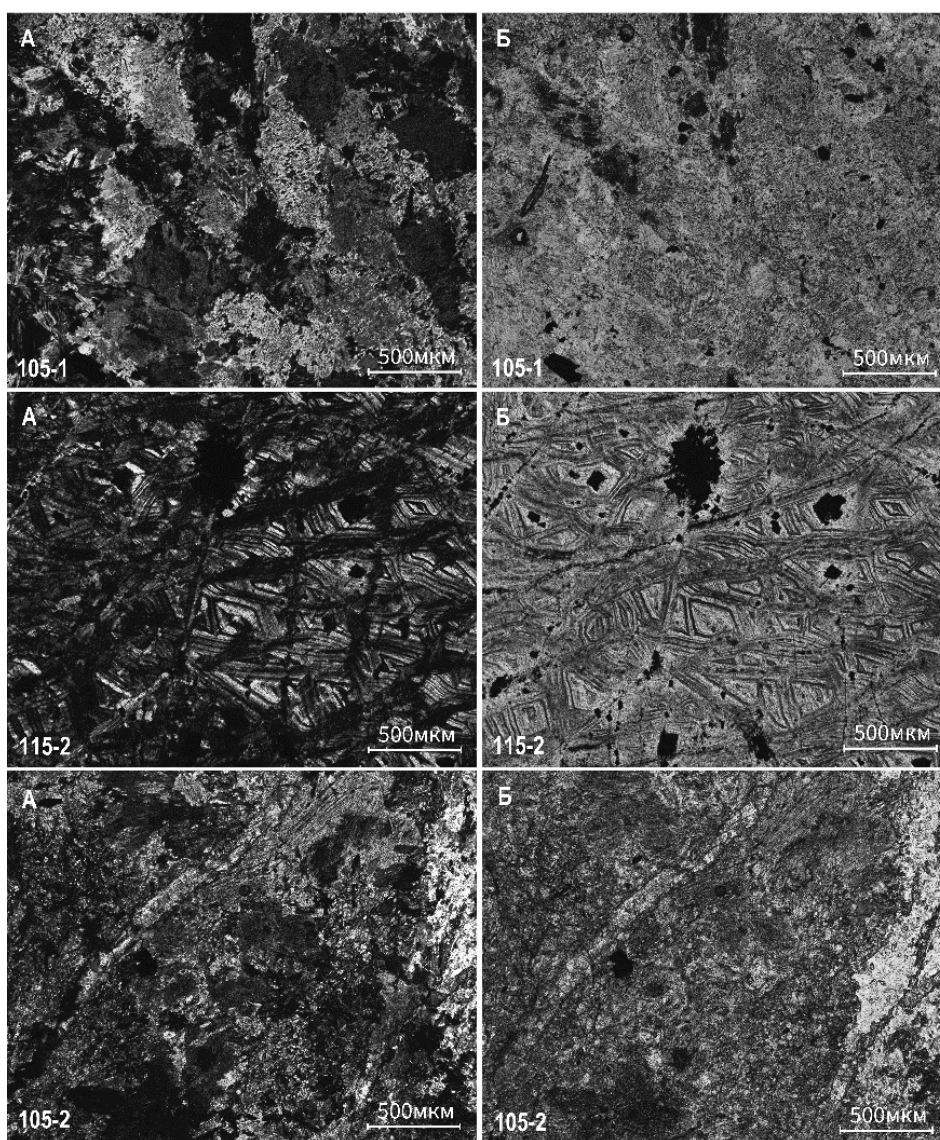


Рис. 2. Шлифы: 105-1 – Габбро измененное с мелкозернистой структурой; 105-2 – Монцогаббродиорит измененный с прожилкой ангидрита; 115-2 – Серпентинит с петельчатой текстурой и кляксообразными зернами хромита; А – с анализатором, Б – без анализатора

По результатам химического анализа данные образцы пород относятся к plutonic магматическим породам. Породы Сарановского массива ультраосновного состава, нормальнощелочные,

породы Шакиревского массива ультраосновного, основного и среднего состава, умереннощелочные и нормальнощелочные, породы массива г. Ночник основного состава, низкощелочные [5].

Примечательно, что образец № 115-2 (рис.3), в отличие от других образцов, представлен серпентинитом с разномзернистой, лепидобластовой, фибробластовой структурой. Текстура однородная, петельчатая, плотная. Порода почти полностью сложена чешуйчатыми и параллельно-волокнистыми агрегатами серпентина, размером 0,3-1,2 мм, имеющими петельчатый рисунок. Рудные минералы представлены зернами хромита размером 0,05 мм, агрегатами магнетита размером 0,01-0,9 мм. Данный образец относится к метаморфическим горным породам, семейство зеленосланцевых [2].



Рис. 3. Образцы горных пород сарановского комплекса.

Литература

1. Блинов С.М., Ибламинов Р.Г., Исаева Г.А., Казымов К.П., Осовецкий Б.М., Седунова А.П. Минерально – сырьевая база Пермского края для производства базальтового волокна: справочник / под ред. Ибламинова Р.Г.; Перм. гос. нац. исслед. ун-т.-Пермь, 2015. С. 81-101.
2. Ибламинов Р.Г., Молоштанова Н.Е., Шехирева А.М. Петрография (магматические, метаморфические, метасоматические и импактные горные породы): учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки "Геология" и университетским геологическим специальностям /Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2012. 238 стр.
3. Краснощёкова Л. А. Породообразующие минералы и структуры кристаллических пород: учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ 2009. С. 60-72.
4. Лодочников В.Н. Главнейшие породообразующие минералы. Издание 5-е, испр. и доп. Под ред. В.С. Соболева. М., «Недра», 1974. С. 38-200.
5. Петрографический кодекс России. Магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования. Издание третье, исправленное и дополненное. СПб: ВСЕГЕИ, 2009.

ПЕТРОГРАФИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СТРУКТУР ЖИЛЬНОГО КВАРЦА МЕЖДУРЕЧНОГО ПРОЯВЛЕНИЯ ЗОЛОТА (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

Сейдакматов Ашимбай Маратович

*Национальный исследовательский Томский государственный университет,
магистр 2 курс г. Томск,
e-mail: ashimbaiseidakmatov@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., декан ГГФ Тишин Платон Алексеевич

Аннотация: Приведены результаты петрографического изучения деформационных структур жильного кварца на примере Междуречного проявления золота.

Ключевые слова: кварц, серицит, трещины, дробление, Енисейский кряж.

PETROGRAPHIC DESCRIPTION OF DEFORMATION STRUCTURES OF VEIN QUARTZ OF THE MEJDURECHNYI MANIFESTATION OF GOLD (YENISEI RIDGE)

Seidakmatov Ashimbai Maratovich

*National research Tomsk State University
2nd year Master's Degree Student, Tomsk
e-mail: ashimbaiseidakmatov@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, dean of GGF Tishin Platon

Abstract: petrographic study of deformation structures of vein quartz on the example of the Mejdurechnyi manifestation of gold.

Keywords: quartz, sericite, cracks, crushing, Yenisei ridge.

Территория работ находится в северо-западной части Енисейского кряжа и относится к Тейскому геологическому району. Площадь пересекается Исаковско-Тисским взбросом северо-западного простирания, который разделяет структуры Приенисейского и Центрального антиклинориев с юго-западного и северо-восточных сторон соответственно [1].

В геологическом строении исследуемой площади принимают участие стратифицированные толщи. Основание разреза слагают отложения раннего карелия, представленные малогаревским метаморфическим комплексом. Выше, со структурным несогласием, залегают отложения позднего карелия, представленные тремя свитами – свитой хребта Карпинского и двумя пачками рязановской свиты. Выше, со структурным несогласием, залегают отложения раннего рифея кординской свиты. Завершают разрез современный аллювий (голоцен) и техногенные отложения [1].

С точки зрения золотопоявления представляют интерес кварцевые жилы с аномальным содержанием золота, так как в процессе образования кварцевых жил они претерпевают изменения, одним из которых является наложенный стресс. Поэтому далее представлены структуры кварца с точки зрения влияния деформации (рис.1, рис.2, рис.3).

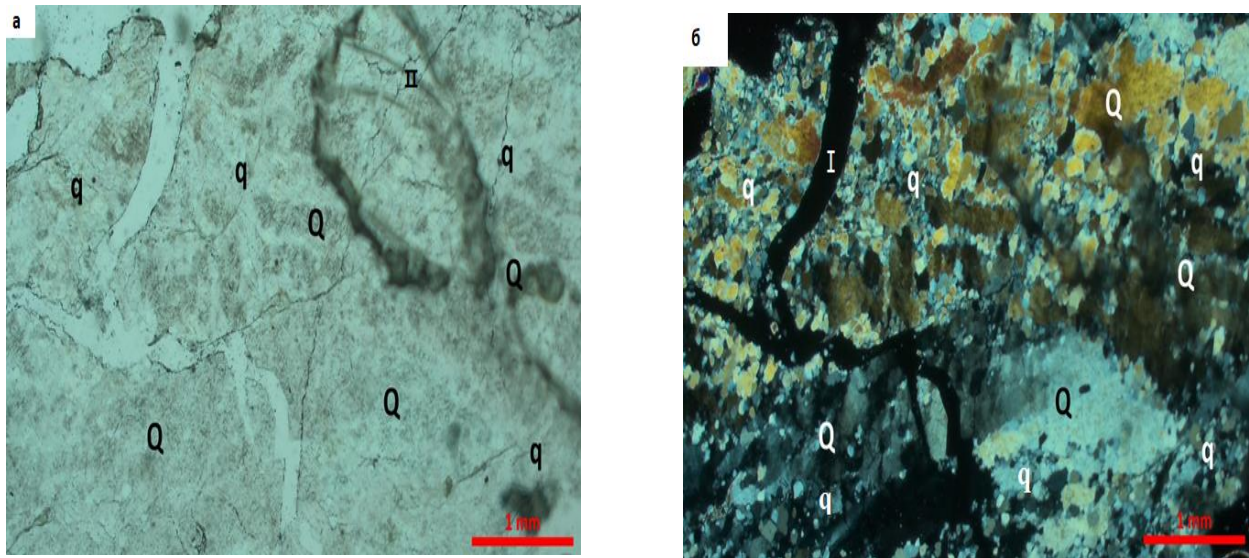


Рис. 1 Увеличение 25. Шлиф № 202251,5. Q, q- кварц;
 I – крупные трещины; II – мелкие трещины
 Николи: а) при одном, б) при скрещенных (Автор: А.М. Сейдакматов).

Данный шлиф был сделан с образца крупнозернистой, участками мелкозернистой жилы кварца с массивной текстурой. В шлифе отмечают крупные изометричные зерна кварца (Q), и мелко- местами до тонкозернистого, изометричные зерна рекристаллизованного кварца и отдельные фрагменты раздробленных материнских зерен (q). В некоторых участках жилы в результате возможного наложения стресса крупные зерна материнского кварца были раздавлены и раздроблены [2] и поэтому по обломанным границам материнских зерен наблюдаются отдельные рекристаллизованные зерна мелко-го кварца. Также по данному шлифу можно сказать, что, возможно на жилу был наложен стресс, что привело к образованиям крупных трещин (I), которые заполнились флюидом. В результате чего образовалась кварцевая жила с прожилками. И уже потом, возможно, еще наложился стресс и начали образовываться более мелкие поздние трещины (II) и происходило дробление материнских зерен [3].

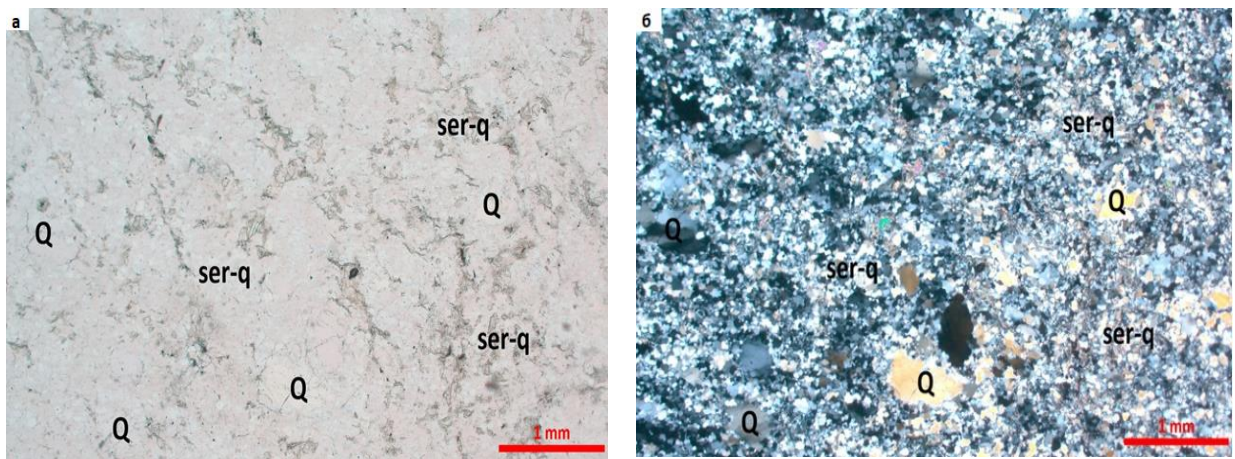


Рис. 2. Увеличение 25. Шлиф № 203184 Q – кварц; ser-q – серицит-кварцевый агрегат
 Николи: а) при одном, б) при скрещенных (Автор: А.М. Сейдакматов).

Жила среднезернистого до мелкозернистого кварца с тонкозернистым серицит-кварцевым агрегатом.

В шлифе № 203184 можно наблюдать обломок дробленной кварцевой жилы, которая состоит из немногочисленных сохранившихся изометричных, местами вытянутых мелких и средних зёрен квар-

ца (Q) с неровными границами и с более-менее равномерным распределением по шлифу. Также в шлифе можно отметить серицит-кварцевый тонкозернистый агрегат (ser-q), который окружает вышеописанные мелкие и средние зерна кварца. Возможно, при наложении стресса серицит в данной жиле претерпел большую деформацию, потому что в первую очередь деформируются более слабые минералы и поэтому кварц сохранил более крупные зерна [2].

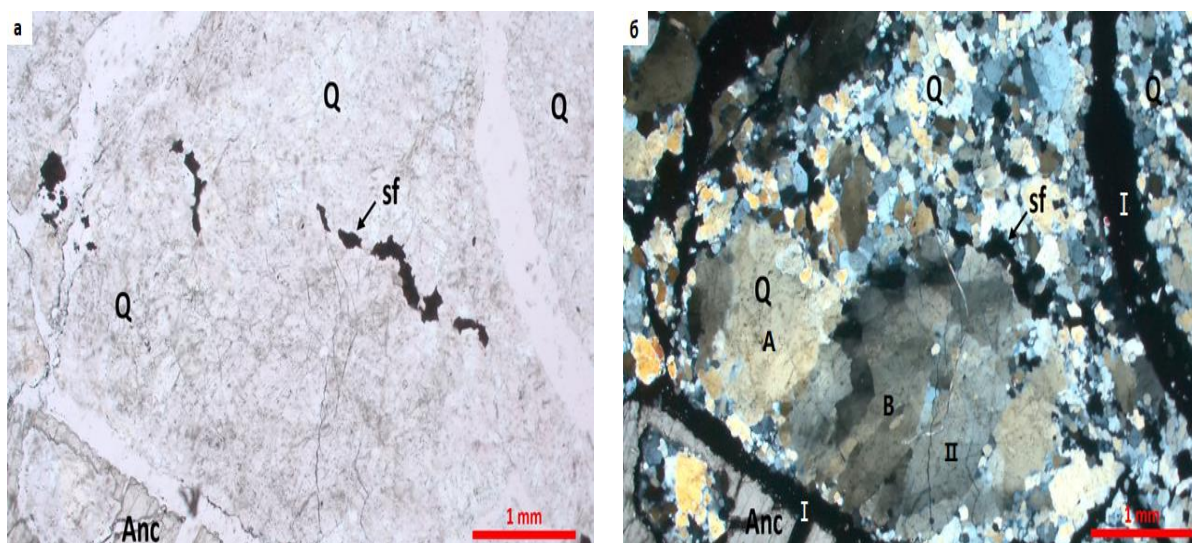


Рис. 3 Увеличение 25. Шлиф №204299 Q – кварц; sf – сфалерит; Anc – анкерит; A, B – крупные зерна кварца; I – крупные трещины; II – мелкие трещины Николи: а) при одном, б) при скрещенных (Автор: А.М. Сейдакматов).

Сфалерит-анкерит-кварцевая жила крупнозернистая местами мелкозернистая.

В шлифе №204299 отмечаются крупные зерна кварца, и мелко- местами до тонкозернистого, изометричные зерна рекристаллизованного кварца. В результате возможного наложения стресса на жилу, произошло дробление крупных зерен кварца и поэтому на их границах можно наблюдать мелкие зерна рекристаллизованного кварца. В крупных зернах кварца (A, B) можно заметить мало угловые границы, т.е. там еще накапливается деформация, возможно потому, что эти зерна менее разориентированы. В результате возможного наложения стресса на жилу, образовались крупные трещины (I), которые заполнились флюидом. В результате чего образовалась кварцевая жила с прожилками [2]. И уже потом, возможно, еще наложился стресс и внутри кварцевого зерна (B) начали образовываться более мелкие поздние трещины (II), которые распространяются по границам субблоков этого зерна.

Таким образом, по совокупности анализов представленных рисунков, можно предположить, что, кварцевая жила отличается по доли минеральных фаз в единицу объема. Основными минеральными компонентами в данных шлифах является кварц и серицит, серицит подвергается деформации при меньшем напряжении, чем кварц. Как показало петрографическое описание шлифов, доли серицита по жиле заметно различаются. Возможно, был наложен один стресс, но в разных частях жилы было разное содержание серицита. Следовательно, часть жилы с большим содержанием серицита более подвержена деформации при одном уровне напряжения.

Литература

1. Васильев Н.Ф., Стороженко А.А. Отчет по геологическому доизучению масштаба 1:50000 и общим поискам полезных ископаемых на севере Енисейского края в бассейне рек Вороговки, Гавревки, Чапы за 1985-1989 гг. Чапинская партия / Геологосъемочная экспедиция ПГО Красноярскгеология. – Красноярск, 1990. – 189 с.
2. Кабанова, Л.Я. К12 Изучение кварцевых агрегатов. Практикум / Л.Я. Кабанова. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. – 28 с.
3. Кирмасов А.Б. Основы структурного анализа. – М.: Научный мир, 2011. – 368 с.

ШЛИХОВОЕ ОПРОБОВАНИЕ В СРЕДНЕМ ТЕЧЕНИИ РЕКИ БАБКА (КУНГУРСКИЙ РАЙОН, ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

Семченко Лидия Александровна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студентка 3 курса, г. Пермь
e-mail: semchenko.lidya@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Пактовский Юрий Германович

Аннотация: Автором лично на полевом этапе проведена шлиховая съемка в среднем течении р. Бабка. Отобраны 5 проб объемом 20 л каждая. На камеральном этапе проведена пробоподготовка для гранулометрического и минералогического анализа отобранных проб. Произведен гранулометрический, качественный и количественный минералогический анализ проб. В классе менее 0,1 мм в отдельных пробах обнаружены знаки золота.

Ключевые слова: Пермский край, Кунгурский район, р. Бабка, шлиховое опробование, золото.

DRESSING TESTING IN THE MIDDLE REACHES OF THE BABKA RIVER (KUNGURSKY DISTRICT, PERM KRAI)

Semchenko Lidiya

*Perm State University, 3rd year student, Perm
e-mail: semchenko.lidya@yandex.ru*

Scientific supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader Paktovsky Yuri

Abstract: Schlich sampling in middle stream of Babka river has been taken personally by author. 5 samples with quality of 20 liters each are taken. Samples preparation is completed at the lab stage for granulometric and mineralogical analysis of taken samples. Have been performed an analysis granulometrical, qualitative, ouantitative analysis of samples. In faction of less than 0,1 mm size in individual samples has been found signs of gold.

Keywords: Kungursky district, Babka river, dressing testing, mineralogy, gold.

В полевой период с целью шлиховой съемки был пройден маршрут в долине р. Бабка в Кунгурском районе Пермского края вблизи с. Кыласово.

Река Бабка протекает по территориям Кунгурского и Пермского районов края, является левым притоком реки Сылва. Берега Бабки большей частью низкие, местами имеются сложенные гипсами возвышенности. Река протекает, главным образом, в поле распространения пермских медистых песчаников, на базе которых в 18 веке были построены небольшие медеплавильные заводы: Аннинский, Бымовский, Бизярский. Село Кыласово располагается в низменной долине реки Бабка и её притока реки Шухарды.

Район исследования приурочен к Бымско-Кунгурская впадине, отрицательной тектонической структуре первого порядка Волжско-Камской антеклизы. Находится в поле распространения пород шешминского горизонта уфимского яруса нижней перми (Водолазская и др., 2015).

Отбор проб проводился с шагом 500 м, что соответствует кондициям геологосъемочных работ масштаба 1:50 000 для шлихового опробования (Захарова, 1989). Маршрут проходил вниз по течению реки, пробы отбирались из аллювиальных отложений, с кос или перекаатов. Автором велась полевая документация. Шлихи, массой от 77 до 15 г, доставлены на кафедру минералогии и петрографии ПГНИУ.

В лаборатории на камеральном этапе шлихи рассеяны на гранулометрические классы, взвешены с точностью до 0,01 г и разложены по пакетикам в соответствии с классами: более 1,0; 1,0-0,5; 0,5-0,25; 0,25-0,1 и менее 0,1 мм (табл. 1).

Таблица 1

Гранулометрический состав проб, г и %

№ пробы	Масса исх., г	>1,0	1,0-0,5	0,5-0,25	0,25-0,10	<0,1	Итого, г и %
1	76,77	3,26	6,09	33,84	32,42	0,78	76,39
	%	4,27	7,97	44,30	42,44	1,02	100,00
2	26,33	0,40	0,44	9,73	15,12	0,60	26,29
	%	1,52	1,67	37,01	57,51	2,28	100,00
3	25	1,07	1,48	9,42	12,47	0,52	24,96
	%	4,29	5,93	37,74	49,96	2,08	100,00
4	20,16	0,83	0,96	9,37	8,56	0,42	20,14
	%	4,12	4,77	46,52	42,50	2,09	100,00
5	14,53	0,61	1,73	4,00	7,46	0,72	14,52
	%	4,20	11,91	27,55	51,38	4,96	100,00

Исходя из результатов отсева проб, для количественного минералогического анализа выбран узкоразмерный класс 0,25-0,1 мм для дальнейшего изучения (Осовецкий, 1985, 2007). Гранулометрический класс 0,25-0,1 мм разделен на лёгкую и тяжёлую фракции в бромформе (трибромметан с плотностью 2,89 г/см³). Полученная таким образом тяжёлая фракция шлиха взвешена на аналитических весах WAS 220/C/2 с точностью до четвертого знака после запятой. На основе полученных данных построена гистограмма соотношения тяжёлой и лёгкой фракций в пробах, из которой видно, что тяжёлая фракция составляет от 20 до 40% массовых процентов шлихов (рис.1).

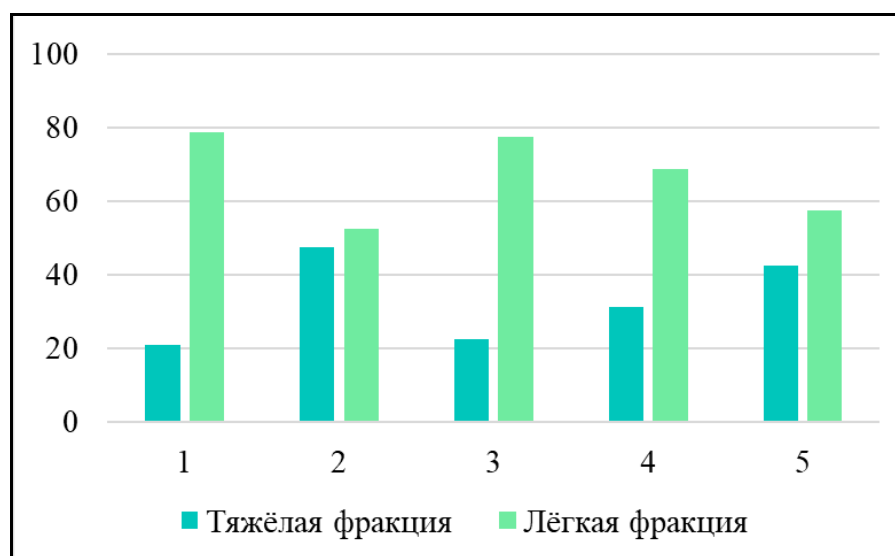


Рис. 1. Соотношение тяжёлой и лёгкой фракций (%) в пробах №1-5, фракция 0,25-0,1

Это значит, что автор несколько «перемывал» шлихи, не оставляя достаточной доли минералов легкой фракции и минералов с «пограничной» плотностью (по отношению к бромформе). Практический вывод: необходимо оставлять «серый» шлик с некоторым обилием кварца, покрывающего «черный» или «красный» шлик в лотке. В любом случае кварц с плотностью 2,65 г/см³ – это индикаторный минерал для шлихового метода.

Следующим этапом работы стал минералогический анализ проб при помощи стереомикроскопа MeijiTechno EMT 2 с целью проведения качественного и количественного анализа.

Предварительно была проведена магнитная сепарация. Набор зёрен магнитной фракции представлен обломками осадочных с магнетитом в качестве аксессуара; кристаллами кварца и кремней в сростках с магнетитом, зёрнами и обломками магнетита, а также космогенным (магнитные сферулы) и техногенным (металлическая стружка) железом.

По результатам качественного минералогического анализа, минеральный состав шлихов представлен обломками осадочных пород и минералами легкой фракции: в основном, кварцем, а также кремнем, халцедоном и калиевым полевым шпатом.

В первой пробе обнаружено зерно дистена с красноватым включением внутри кристалла. В четвёртой – гематитовая слюдка, гётит, зерно амфибола. Золото отмечено в классе менее 0,1 мм и представлено двумя знаками, чешуйками пластинчатой формы, плохой и средней окатанности (Шер, 1999).

В пятой пробе отмечены кристаллы гипса. Встречаются также единичные зерна минералов тяжелой фракции: ставролита, хромшпинелида, циркона, эпидота и гематита (Юшко, 1955).

Количественный минералогический анализ проб проведен в классе 0,25–0,1 мм: пробы № 1–5, что обоснованно наибольшим количеством минералов, накапливающихся в данной фракции (табл.2).

Таблица 2

Минеральный состав тяжелой фракции шлихов в классе 0,25-0,1 мм в пробах 1–5, %

Минерал/разность	Проба				
	1	2	3	4	5
	%	%	%	%	%
Аллотигенные минералы					
Группа эпидота	88	75	72	69	72
Циркон	9	6	11	22	8
Гранат (альмандин)	–	9	8	1	3
Ставролит	1	4	4	2	9
Гранат (спессартин)	–	–	2	–	–
Рутил	–	1	–	–	–
Турмалин	–	1	1	–	2
Хромшпинелиды	2	4	2	6	6
Итого:	100	100	100	100	100
Аутигенные минералы					
Гематит	100	100	99	100	100
Барит	–	–	1	–	–
Итого:	100	100	100	100	100

По результатам количественного анализа построена гистограмма соотношения аллотогенных и аутигенных минералов (рис.2). Гистограмма показывает относительно небольшое преобладание легкой фракции. Это значит, что большая ее часть была удалена при промывке шлиха, что не рекомендуется при проведении геолого-съёмочных и геолого-поисковых работах.

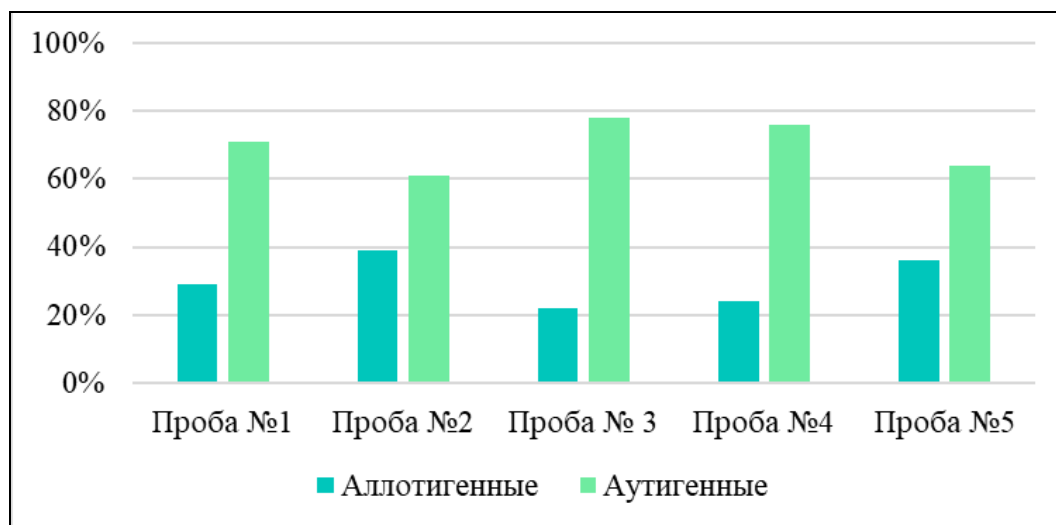


Рис. 2 Соотношение аллотигенных и аутигенных минералов в пробах № 1–5

Состав лёгкой фракции характеризуется достаточно разнообразным набором минералов. В ней преобладает кварц – ожелезнённый, серый, прозрачный и полупрозрачный, а также кремень, халцедон и калиевые полевые шпаты.

В целом, отношение устойчивых и неустойчивых минералов (палеогеографический коэффициент) в исследуемом районе характеризуется невысокими значениями (по пяти пробам значение коэффициента устойчивости изменяется от 0,1 до 0,4), что указывает на незрелую минеральную ассоциацию. Интересно отметить, что коэффициент устойчивости несколько возрастает вниз по течению р. Бабки. Тем не менее, можно сделать вывод о том, что зрелые коры выветривания в настоящее геологическое время слабо участвуют в формировании минеральной ассоциации изучаемого района. Промышленно значимых россыпей, конечно, не предполагается, хотя два знака золота в пробе № 4 указывают на минералогический интерес к геологии изучаемого района.

Литература

1. Водлазская В. П., Тетерин И. П., Кириллов В. А., Лукьянова Л. И. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист О-40 – Пермь. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. 497 с.

2. Захарова, Е. М. Шлиховой метод поисков полезных ископаемых М.: Недра, 1989.

3. Осовецкий Б. М. Шлиховой метод (современное состояние и перспективы): Уч. пособие по спецкурсу / Пермский ун-т. Пермь, 1985. 88 с.

4. Шер Л.С. Золото. Золотые самородки России. Минералогический альманах. Вып. 1. М.: Изд-во «Земля», 1999. 120 с.

5. Юшко С. А. Таблица диагностических признаков минералов в шлихах М.: Гос. научно-техническое изд. литературы по геологии и охране недр, 1955. 60 с.

К ВОПРОСУ О СВЯЗИ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА И СТРУКТУРНО-ТЕКСТУРНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОПОК ЗАУРАЛЬЯ

Смирнов Павел Витальевич

*Тюменский государственный университет,
кандидат геолого-минералогических наук, г. Тюмень
geolog.08@mail.ru*

Аннотация: В настоящей работе кратко обобщены результаты микроскопических и рентгенографических исследований 136 проб опок из местонахождений опок в Зауралье. Сопоставление структур с данными минерального состава также позволяет зафиксировать ряд закономерностей, имеющих прямое отношение к генезису этих пород. По содержанию опал-СТ опоки с биоморфно-глобулярными, органогенно-глобулярными и тонкоглобулярными структурами в большинстве случаев уступают опокам с скрытокристаллическими структурами, т.е. увеличение общего количества кремнезема в последних обыкновенно не сопровождается переходом метастабильных фаз в кристаллические (типа кварца). Подобное соотношение минеральных компонентов допустимо, в условиях первоначальной заданности такого распределения полиморфного состава в разрезе, либо в условиях чрезвычайно интенсивной гидротермальной переработки таких пород, на что должны быть соответствующие минералогические или геохимические сигналы. Такие различия указывают на различие вклада отдельных факторов при генезисе.

Ключевые слова: опока, силициты, палеоген, Зауралье, опал-СТ, кремнезем

ABOUT LINK BETWEEN THE MINERAL COMPOSITION AND THE STRUCTURAL AND TEXTURAL PARAMETERS OF OPOKAS OF THE TRANSURAL PALEOGENE

Pavel Smirnov

*University of Tyumen, Candidate of Geology and Mineralogy, Tyumen,
geolog.08@mail.ru.ru*

Abstract: This paper briefly summarizes the results of microscopic and X-ray studies of 136 opoka samples from opoka localities in the Trans-Urals. Comparison of the textures with mineral composition also makes it possible to fix a number of patterns that are directly related to the genesis of these rocks. Regarding content of opal-CT, opoka with biomorphic-globular, organogenic-globular, and fine-globular textures are in most cases inferior to opoka with cryptocrystalline textures; an increase in the total amount of silica in the latter is usually not accompanied by the transition of metastable phases to crystalline ones (such as quartz). Such a ratio of mineral components is acceptable, under the conditions of the initial assignment of such a distribution of the polymorphic composition in the section, or under conditions of extremely intensive hydrothermal processing of such rocks, for which there should be appropriate mineralogical or geochemical signals. Such differences indicate the difference in the contribution of individual factors during genesis.

Keywords: opoka, silicites, Paleogene, Trans-Urals, opal-CT, silica.

Среди всего многообразия кремниевых пород особое место среди них занимают опоки – высококремниевые породы, основу которых составляет опал-кристобалитовая фаза. За почти двухсотлетнюю историю изучения этих осадочных образований многочисленные аспекты – от их генезиса до структурных и физико-химических параметров – являются предметом дискуссии. Из-за общего несовершенства мировой номенклатуры кремниевых пород, сам термин «опока» в мировой научной литературе общепринятым не является, до сих пор трактуется чрезвычайно разнообразно и к этому типу осадочных образований нередко относят совершенно различные по внешнему облику, физико-химическим параметрам и минеральному составу горные породы. Даже среди специалистов научных школ, которые осуществляют изучение опок системно и в течение длительного периода (преимуще-

ственно, российские и польские специалисты) многочисленны расхождения по основным принципиальным вопросам [1-3].

По мнению польских специалистов, опока отличается от других пород наличием кремнистого (из опал-СТ) каркаса, содержащая карбонатные минералы вплоть до их абсолютного доминирования в породе [1-3]. Т.е. выражаясь яснее, при интенсивном растворении опок соляной кислотой она не будет подвержена дезинтеграции за счет опал-кристобалит-тридимитового каркаса породы. В Зауралье и Западной Сибири опоковые палеогеновые породы кремниевые (до 85-95% от общего состава), в разной степени глинистые, но почти всегда бескарбонатные, разноцветные с высокой пористостью и удельной поверхностью, содержащие в своем составе широкий спектр полиморфных модификаций кремнезема (опал-СТ, с примесью опала-С, кристобалита, тридимита, кварца, халцедона). В современной российской научной практике термин «опока» необоснованно был использован для диагностики пород, слагающих меловые горизонты, продуктивные в Западной Сибири на углеводородное сырье. В меловых породах кремнезем в основном (до 70%) представлен не опал-СТ, а кварцем (аутигенным и детритовым), что делает изначально некорректным использование термина «опока» к таким осадочным образованиям. Вместе с тем, актуальность исследований опок лежит как в области анализа характера связи минерального состава со структурно-текстурными параметрами кремниевых пород, а в дальнейшем – с установлением взаимосвязи минерального состава и распределения полиморфных модификаций кремнезема с фильтрационно-емкостными свойствами.

В рамках настоящей работы кратко обобщены результаты микроскопических и рентгенографических исследований 136 проб опок из местонахождений опок в Зауралье (преимущественно в Свердловской области). Большинство образцов опок макроскопически светлоокрашенные – белые, кремово-белые, светло-серые и др., меньшая часть – темноокрашенные. Для светлых опок, как это известно, преимущественно характерны глобулярные структуры, для темноокрашенных опок – скрытокристаллические (криптокристаллические, «афанитовые»). Несмотря на то, что такая зависимость микроструктуры и внешнего облика «непетрографична», общую систематизацию опок она позволяет задать уже на самом первом этапе исследований.

Весьма типичными для изученных опок палеогена Зауралья некриптокристаллическими структурами, т.е. опок, где основным структурным компонентом служит глобулярный кремнезем, являются: 1) глобулярные (леписферные); 2) обломочно-глобулярные; 3) биоморфно-глобулярные; 4) хлопьевидно-глобулярные; 5) обломочно-хлопьевидно-биоморфно-глобулярные; 6) кластогенно-глобулярные и др. схожие типы структур. Фактически эта вариативность отражает распределение тех или иных минеральных компонентов с весьма характерной морфологией компонентов: глобулы опала-СТ формируют тонкоглобулярные структуры, репликами опал-СТ по останкам биоты, кремниевой биокластике создается биоморфная структура, глинистые минералы создают хлопьевидные, листоватые, чешуйчатые агрегаты и т.д. Вместе с тем, все многообразие структур изученных палеогеновых опок можно свести к трем основным типам – *биоморфно-глобулярные, органогенно-глобулярные и скрытокристаллические.*

Широко распространены в светлоокрашенных опоках тонкоглобулярные структуры с хорошо различимыми репликами кремнескелетных фоссилий. Для обозначения такой структуры наиболее удачным термином представляется наименование «*биоморфно-глобулярная*», что подчеркивает широкое распространение реплик по биокластике – «биоморфов» – глобулы формируют элементы, повторяющие контуры исходных створок и обломков кремниевой биоты. Реплики от спикул губок легко диагностируются по узким и вытянутым пустотам на поверхности породы; репликам от диатомовых водорослей соответствуют обособленные элементы различного размера и формы, идентичные сложно построенным формам створок диатомей (сферической, треугольной, бочонковидной и др.). Общая масса породы состоит из леписфер опал-СТ с характерной ребристой оторочкой. Опоки подобной микроструктуры рассматриваются как пример «диагенетических» опок, т.е. как продукта частичного «созревания» первоначальной хемобиогенной кремниевой породы, где в ходе последовательных преобразований кремнезема происходит растворение панцирей кремнистых организмов и, соответственно, нарушение или частичная утрата их первоначальной органогенной структуры.

Несравнимо менее распространенной в изученных опоках является «*органогенно-глобулярная*» структура – тонкоглобулярная структура с крупными кремнистыми микрофоссилиями хорошей сохранности. При микроскопических исследованиях устанавливаются раковины диатомовых водорослей без признаков деструкции и потери первичной биогенной структуры. Стоит предположить, что сонахождение глобулярного и биогенного кремнезема в одной породе возможно в условиях, если основная масса кремнезема поступила валлообразно в бассейн седиментации, что не сопровождалось трансфером необходимого количества нутриентов, позволивших бы организмам силификаторам –

диатомеям, губкам, фрагменты которых также присутствуют в опоках, использовать избыток кремнекислоты для активного размножения в бассейне. Такие геологические обстановки, могли быть сопряжены с активным вулканизмом. Возможно также, имели место условия чрезвычайного насыщения поровых вод кремнекислотой и т.д., что обеспечивало сохранение биокластики в исходном виде.

В опоках в Зауралье вместо каркаса леписфер могут также наблюдаться однородные, криптокристаллические, стекловатые массы кремнезема, где прогрессирующая трансформация минералов кремнезема привела к сращиванию леписфер в единую почти полностью однородную поверхность, в котором границы между частицами становятся не различимы. В таких образцах леписферы опал-СТ распознаются исключительно в полостях биокластов (например, в репликах панцирей диатомовых водорослей).

Важно отметить, что опоки с различными колористическими характеристиками и структурно-текстурными параметрами залегают на одних глубинных уровнях и, нередко, образуют единые агрегаты. Сопоставление структур с данными минерального состава также позволяет зафиксировать ряд закономерностей, имеющих прямое отношение к генезису этих пород. По содержанию опал-СТ опоки с биоморфно-глобулярными и тонкоглобулярными структурами (78-89%) уступают опокам с скрытокристаллическими структурами (85-98%). В последних, которые почти всегда макроскопически, еще и темноокрашенные, количество глинистых минералов стремится к нулю. Является ли указанием на наращивание количества опал-СТ за счет десиликации глин, пока однозначно сказать нельзя. Однако, из данных минерального состава устанавливается, что увеличение общего количества кремнезема в составе опок со скрытокристаллическими структурами, не сопровождается увеличением количества кристаллических фаз кремнезема типа кварца. В зауральских опоках кварц имеет преимущественно терригенное происхождение. При изучении опок, формирующих единый глубинный профиль, наблюдается закономерность уменьшения содержания кварца, а не опал-СТ (его количество, напротив, увеличивается). Подобное распределение минеральных компонентов допустимо, в условиях первоначальной заданности такого распределения полиморфного состава в разрезе, либо в условиях чрезвычайно интенсивной гидротермальной переработки таких пород, на что должны быть соответствующие минералогические или геохимические сигналы.

Зафиксированные различия указывают как на заданность многих параметров минерального состава изначально, так и на несоразмерность вклада отдельных факторов в эволюцию опоковых пород, а именно: 1) источника кремнекислоты; 2) роли кремнескелетного биоса в мобилизации кремнекислоты для дальнейшего минералообразования; 3) характера и объема терригенного сноса с прилегающей суши; 4) масштаба вторичных изменений и др.

Таким образом, новый фактический материал о структурах, встречающихся вместе с леписферами опала-СТ в хорошо сохранившихся панцирях диатомей, ставит вопросы о возможности образования опоковых пород без мобилизации кремнезема при участии силицификаторов и истинной роли отдельных планктонных кремнистых организмов (диатомовые водоросли) в этом процессе [4]. Вместе с тем, очевидно, неширокое распространение органо-глобулярных структур говорит, о том, что формирование опок с малой ролью кремниевой биоты в мобилизации кремнезема, представляет собой частный случай.

Исследование выполнено при финансовой поддержке в рамках научного проекта РФФ 22-77-00056

Литература

1. Jurkowska, A., Świerczewska-Gładysz, E., Bąk, M. and Okoński, S. (2019a). *The role of biogenic silica in formation of Upper Cretaceous pelagic carbonates and its paleoecological implications. Cretaceous Research*, 93, 170–187. doi.org/10.1016/j.cretres.2018.09.009

2. Jurkowska, A., Barski, M. and Worobiec, E., (2019b). *The relations of the costal environment to early diagenetic clinoptilolite (zeolite) formation – New data from the Late Cretaceous European Basin. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 524, 166–182. doi.org/10.1016/j.palaeo.2019.03.025

3. Jurkowska, A. and Świerczewska-Gładysz, E. (2020a). *New model of Si balance in the Late Cretaceous epiconinental European Basin. Global and Planetary Change*, 186, 103–108. doi.org/10.1016/j.gloplacha.2019.103108

4. Jurkowska, A. and Świerczewska-Gładysz, E. (2020b). *Evolution of Late Cretaceous Si cycling reflected in formation of siliceous nodules (flints and cherts). Global and Planetary Change*, 195, 103–334. doi.org/10.1016/j.gloplacha.2020.103334

ПОЛИКОМПОНЕНТНЫЕ ПИРИТ-ГЛИНИСТО-ГИПСОВЫЕ АГРЕГАТЫ В ТОЛЩАХ РАННЕГО ПАЛЕОГЕНА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ЛИТОЛОГИЯ И ВАРИАТИВНОСТЬ СТРУКТУРЫ

Смирнов Павел Витальевич

*Тюменский государственный университет,
кандидат геолого-минералогических наук, г. Тюмень
geolog.08@mail.ru*

Дерягина Оксана Ивановна

*Тюменский государственный университет, г. Тюмень
deriaginaoksanazsgc@yandex.ru*

Аннотация: В работе проанализированы структурно-текстурные параметры гипсов из глинистых отложений тавдинской свиты палеогена. Изученные агрегаты формировались в несколько этапов что фиксируется, как макроскопически, так и по данным изучения микроструктурных параметров. Для многих агрегатов установлено, что на первоначальном сформировавшемся глинисто-пиритовом и/или гипсовом ядре происходило дополнительное гипсовое минералообразование. Одновременное существование агрегатов различной морфологии, степени однородности может свидетельствовать, как о разнообразии условий их формирования, так и даже об неодновременности образования изученных агрегатов. При этом отсутствие достоверной привязки агрегатов к разрезу свиты не позволяет на данном этапе установить динамику изменений условий природной среды.

Ключевые слова: гипс, ангидрит, диатомит, палеоген, Зауралье.

POLYCOMPONENT PYRITE-CLAY-GYPSUM AGGREGATES IN THE EARLY PALEOGENE SEQUENCES OF WESTERN SIBERIA: LITHOLOGY AND STRUCTURAL VARIABILITY

Pavel Smirnov

*University of Tyumen, Candidate of Geology and Mineralogy, Tyumen,
geolog.08@mail.ru.ru*

Deryagina Oksana

*University of Tyumen, Tyumen
deriaginaoksanazsgc@yandex.ru*

Abstract: In the paper there is data about the structural and textural parameters of gypsum from clayey Tavda Formation of the Paleogene. The studied aggregates were formed in several stages, which is fixed both macroscopically and according to the data of the study of microstructural parameters. For many aggregates, it has been established that additional gypsum mineral formation took place on the initial formed clay-pyrite and/or gypsum core. The simultaneous existence of aggregates of different morphology and degree of homogeneity may indicate both the diversity of the conditions for their formation and even the non-simultaneity of the formation of the studied aggregates. The absence of a reliable binding of aggregates to the section of the formation does not allow at this stage to establish the dynamics of changes in environmental conditions.

Keywords: gypsum, anhydrite, diatomite, Paleogene, Trans-Urals

В течение длительного времени при изучении литогеохимии осадочных толщ палеогена, которым в Западной Сибири соответствует фаза широкого накопления кремниевых, глинисто-кремниевых и глинистых отложений, не отводилось должного внимания характерному распространению в них эвапоритовых минералов, в первую очередь, гипса. При этом гипсоность чеганской P₂ch и тавдинской P₂tv свит раннего палеогена, которые являются стратиграфическими аналогами и длительное время рассматривались как цельная литостратиграфическая единица («чеганская свита»), известно фактически с самого начала изучения этих отложений в пределах стратотипической местности в Западном

Казахстане и Зауралья [4]. Обыкновенно, присутствие гипса рассматривается, как индикатор существования долговременных, стабильных жарких и засушливых климатических условий [3]. В глобальном контексте, палеоген (от палеоцена до среднего эоцена) характеризуется доминированием теплого климатического тренда и целой серии глобальных потеплений [1], и в этой части такая ассоциированность минералов весьма закономерна [2]. Однако, очевидный прогнозируемый вклад столь масштабного изменения параметров окружающей среды в процессы аутигенного минералообразования фактически никак не изучен в пределах Зауралья, Тургая, Западной Сибири и Ферганы. Целью настоящей работы является анализ морфологии, минералогических и структурно-текстурных параметров поликомпонентных агрегатов из Кыштырлинского карьера (ЮЗ Западной Сибири).

Материалами для исследования послужили многолетние сборы образцов гипсов в Кыштырлинском карьере (Тюменская область), где ведется промышленная эксплуатация глин тавдинской свиты. Морфология агрегатов разнообразна – от одиночных кристаллов до пластинчатых и сложнопостроенных конкреционных агрегатов. Основным аналитическим методом стал литолого-петрографический анализ в шлифах, выполненный с использованием поляризационного петрографического микроскопа OLYMPUS BX53F в Лаборатории седиментологии и эволюции палеобиосферы ТюмГУ.

В рамках настоящего исследования представлены результаты исследований сложнопостроенных непластинчатых агрегатов, среди которых, исходя из особенностей внутреннего строения, выделено пять наиболее часто встречающихся типов (рис. 1). Их минеральный состав приведен в табл.1. Поликомпонентный состав обнаруживается исключительно при микроскопических исследованиях, поэтому в данном контексте «гипсовые» и «поликомпонентные» агрегаты можно использовать как контекстные синонимы. Все изученные образцы характеризуются в той или иной мере внутренней неоднородностью, обусловленной как структурными особенностями, так и вариативностью минерального состава. Это позволяет выделять в их внутреннем строении несколько зон, которые являются отражением этапов формирования гипсов и их вторичных изменений.

Несмотря, на многократные упоминания гипсоности тавдинской и чеганской свиты в литературе, вопросу их генезиса гипсов не посвящено отдельных работ. Гипс рассматривался как сопутствующий минерал, изучение которого не дополняло имеющейся палеогеографической картины, что, безусловно, было ошибочным подходом. Овечкин предполагал, что гипс формировался по классической схеме «за счет выпадения из морской воды» в обстановке полуизолированных от моря лагун с очень минерализованной водой или трансфером кальция подземными водами [4]. Яншин оппонировал ему указывая, что гипс в основной массе здесь является вторичным, и образовался в результате окисления пирита. Что также, объяснялось повышенной гипсоностью верхних горизонтов чегана, находящихся в зоне более интенсивного окисления [4]. Здесь мы находим подтверждение гипотезы Яншина – слишком очевидна внутренняя неоднородность полиминеральных агрегатов и существенно значение пирита в составе.

Изученные агрегаты, очевидно, формировались в несколько этапов, что фиксируется, как макроскопически, так и по данным изучения микроструктурных параметров. Самым ярким примером здесь являются конкреции с многочисленными наростами удлиненных кристаллов – в первоначальном сформировавшемся гипсовом или пиритовом ядре происходило интенсивное образование эвапоритов, а на вновь сформированные конкреции нарастали кристаллы удлиненного или призматического облика. Одновременное существование агрегатов различной морфологии, минерального состава, однородности и внутреннего строения может свидетельствовать, как о разнообразии условий их формирования, так и даже об одновременности образования изученных агрегатов. Отсутствие достоверной привязки агрегатов к разрезу свиты не позволяет на данном этапе установить динамику изменений условий природной среды – вероятно, есть приуроченность агрегатов к одной из подсвит тавдинской свиты, либо различия в морфологии, минеральном составе и др. у агрегатов, которые в них сформировались. Во всяком случае по данным Яншина, гипсоность верхней подсвиты тавдинской свиты должны быть повсеместно больше, что им объяснялось большей экспонированностью горных пород [4], и, соответствующе большим масштабом окисления пирита.

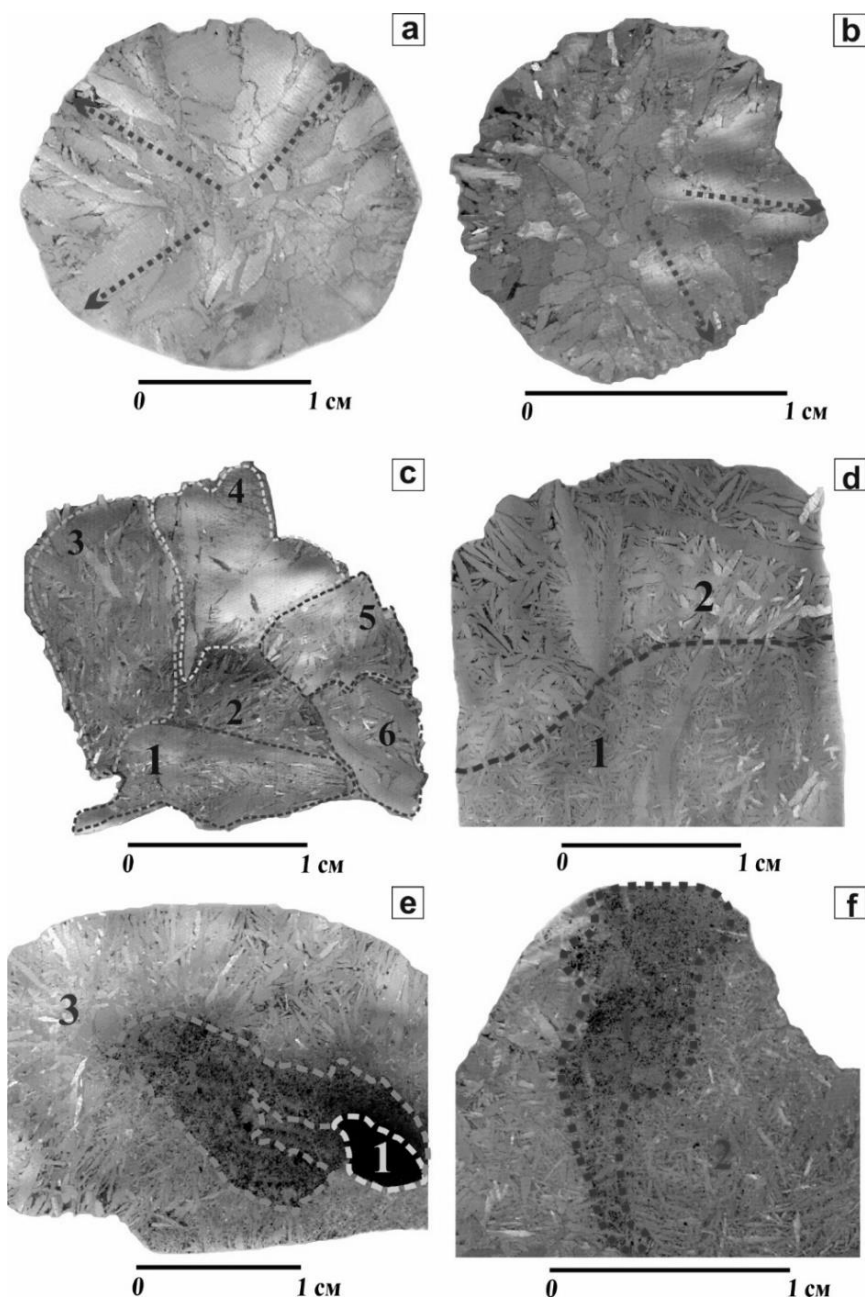


Рис. 1. Типы конкреций гипса, со структурными различиями внутреннего строения (a-d) и минерального состава (e-f); a-b – тип 1, c – тип 2, d – тип 3, e – тип 4, f – тип 5. Вид с поверхности петрографических шлифов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке в рамках научного проекта МК-39.2022.1.5

Литература

1. Banerjee S., Choudhury T.R., Saraswati P.K., Khanolkar S. The formation of authigenic deposits during Paleogene warm climatic intervals: a review // *Journal of Palaeogeography*, 2020, 9, 27, <https://doi.org/10.1186/s42501-020-00076-8J>
2. Westerhold T., Röhl U., Mccarren H.K., Zachos J.C. (2009). Latest on the absolute age of the Paleocene-Eocene Thermal Maximum (PETM): new insights from exact stratigraphic position of key ash layers p 19 and 17 // *Earth and Planetary Science Letters*. – 2009. – 287. – pp. 412-419.
3. Yan K., Wang C., Liu C., Mischke S., Wang J., Yu X. Reconstruction of early Paleogene landscapes and climate in the Jiangnan Basin, central China: Evidence from evaporites and palynology // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.palaeo.2022.111095>
4. Морской палеоген Зауральских равнин и его континентальные эквиваленты / В. В. Лавров; отв. ред. М. С. Быкова ; Акад. наук Казах. ССР, Ин-т геол. Наука, 1957. 117 с.

*XVI СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»*

***РАЗДЕЛ 2:
ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА***

*XVI COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***SECTION 2:
PALEONTOLOGY
STRATIGRAPHY AND REGIONAL GEOLOGY
GEOLOGY OF OIL AND GAS***

СОЗДАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВОСТОЧНО-САРУТАЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ОБНОВЛЕННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Абакуров Валерий Робертович

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», молодой ученый, г. Пермь
e-mail: Valery.abakurov@pnn.lukoil.com

Южаков Алексей Леонидович

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», молодой ученый, г. Пермь
e-mail: Alexey.Yuzhakov@pnn.lukoil.com

Сабельников Иван Сергеевич

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», молодой ученый, г. Пермь
e-mail: Ivan.Sabelnikov@pnn.lukoil.com

Аннотация: 3Д ГМ является сравнительно важным направлением в нефтегазовой отрасли. От него зависит эффективность разработки всего месторождения. Но все геологические модели являются прогнозными и поэтому имеют некоторую долю неопределенности, что ведет к снижению достоверности и соответственно к геологическим рискам. Риски могут приводить к варьированию данных о геологических запасах и фильтрационно-емкостных свойствах, что влияет на экономическую составляющую разработки. Исходя из всего вышесказанного, исследования по увеличению достоверности и подтверждаемости 3Д моделей являются высоко востребованными и актуальными. На основе всей имеющейся геолого-геофизической информации для минимизации рисков неподтверждения запасов и наиболее рационального использования недр путем исключения неэффективного бурения построена трехмерная геологическая модель Восточно-Сарутаюского месторождения.

Ключевые слова: Восточно-Сарутаюское месторождение, сейсморазведка, трехмерная сетка, оценка запасов продуктивных отложений.

CREATION OF A COMPLEX THREE-DIMENSIONAL GEOLOGICAL MODEL OF THE VOSTOCHNO-SARUTAYUSKOYE FIELD BASED ON UPDATED SEISMIC DATA

Abakarov Valery Robertovich

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm, YoungResearcher, Perm
e-mail: Valery.abakurov@pnn.lukoil.com

Yuzhakov Alexey Leonidovich

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm, YoungResearcher, Perm
e-mail: Alexey.Yuzhakov@pnn.lukoil.com

Sabelnikov Ivan Sergeevich

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm, YoungResearcher, Perm
e-mail: Ivan.Sabelnikov@pnn.lukoil.com

Abstract: 3D GM is a relatively important direction in the oil and gas industry. The efficiency of the development of the entire field depends on it. But all geological models are predictive and therefore have some degree of uncertainty, which leads to a decrease in reliability and, accordingly, to geological risks. Risks can lead to the formation of data on geological reserves and filtration-capacitance properties, which affects the economic component of the development. Based on all of the above, studies to increase the reliability and confirmability of 3D models are highly in demand and relevant. Based on all available geological and geophysical information, a three-dimensional geological model of the Vostochno-Sarutayuskoye field was built to minimize the risks of unconfirming reserves and the most rational use of the subsoil by eliminating inefficient drilling.

Keywords: Vostochno-Sarutayuskoye field, seismic exploration, three-dimensional grid, assessment of reserves of productive deposits.

Объектом исследования настоящей научно-технической разработки является трехмерная геологическая модель пластов джьерских, старооскольских и эйфельских отложений Восточно-Сарутаюского месторождения. В тектоническом плане месторождение расположено в северной части Харьягинского вала, в пределах Колвинского мегавала.

Актуальность исследований обусловлена необходимостью построения достоверной трехмерной геологической модели Восточно-Сарутаюского месторождения, для минимизации рисков неподтверждения запасов и наиболее рационального использования недр путем исключения неэффективного бурения на разрабатываемом месторождении.

В 2017 году было проведено эксплуатационное бурение на территории Восточно-Сарутаюского месторождения. В результате отмечена значительная неподтверждаемость геологического строения и ожидаемых извлекаемых запасов по результатам бурения скважин.

После проведенного тщательного анализа специалистами факторов, повлиявших на низкую подтверждаемость геологии, были выявлены следующие проблемы предшествующих работ:

1. В работах ОПЗ 2017 года не учтены материалы новых сейсморазведочных работ.
2. В результате низкого качества сейсмического материала 2001 года отмечены значительные искажения геологического строения.

Эксплуатационное бурение было приостановлено до появления результатов обработки и интерпретации полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3Д 2018 года.

Перед новыми сейсморазведочными работами 3Д стояли следующие геологические задачи:

1. Детальное изучение геологического строения осадочного чехла Восточно-Сарутаюского месторождения в интервале от силурийских до триасовых отложений включительно с целью построения геологической модели в пределах площади исследований, включая структурно-тектоническую, литолого-фациальную, фильтрационно-емкостную составляющие.

2. Картирование зон, перспективных в нефтегазоносном отношении, включая:
 - прослеживание зон развития рифогенных отложений;
 - выделение и прослеживание зон литолого-фациального замещения, выклинивания и эрозионного срезания пластов в исследуемых стратиграфических интервалах.

3. Прогноз комбинированных и неантиклинальных ловушек и (или) участков их вероятного существования по признакам: выклинивания, эрозионного срезания, тектонического экранирования, фациального замещения, наличия палеоврезов и т.п.

4. Проведение сейсмофациального анализа на основе классификации типов сейсмической записи и оценки нефтеперспективности, проведение инверсионных преобразований (при наличии их корреляционной связи с сейсмическими атрибутами) для прогноза пластов-коллекторов продуктивных и перспективных отложений.

5. Картирование тектонических разрывных нарушений и их классификация, и характеристика.

6. Выдача рекомендаций по проведению дальнейших ГРП и по размещению разведочных и эксплуатационных скважин.

Целью данной работы являлось построение трехмерной геологической модели Восточно-Сарутаюского месторождения с учетом всей имеющейся геолого-геофизической информации для дальнейшего создания постоянно действующей гидродинамической модели и оптимизации размещения эксплуатационных скважин.

Исходя из поставленных целей, необходимо решить ряд основных задач:

- проведение новых 3Д сейсморазведочных работ с целью повышения номинальной кратности, площади съемки и плотности сеймопрофилей относительно предыдущих съемок 3Д;
- обработка и интерпретация полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, для получения достоверной сейсмогеологической основы;
- обобщение, анализ и увязка всей имеющейся исходной информации (исследования кернового материала, седиментологическое изучение отложений, вскрытых скважинами, комплексная детальная интерпретация геолого-геофизической скважинной информации, уточнение петрофизической модели и граничных значений ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства));
- построение комплексной трехмерной геологической модели Восточно-Сарутаюского месторождения;
- оценка запасов продуктивных отложений.

Концептуальное моделирование

В рамках проекта по изучению Восточно-Сарутаюского месторождения проведено седиментологическое изучение отложений, вскрытых пятью скважинами. Получена концептуальная модель

осадконакопления джьерского и старооскольского горизонтов, поздне- и среднедевонского времени формирования соответственно.

При проведении седиментологического описания керна изучены такие характеристики пород, как литология, текстура, структура, включения минеральные, органогенные, биогенные. Это позволило сделать вывод об обстановках седиментации и, соответственно, предсказать свойства, форму и другие параметры перспективных геологических тел, в том числе и вторичные преобразования отложений. Одновременно со сбором информации определена реальная модель осадконакопления. В результате получена концептуальная модель осадконакопления джьерского и старооскольского горизонтов, поздне- и среднедевонского времени формирования соответственно.

Таким образом, на время формирования старооскольского горизонта обстановка седиментации представляла собой баровое побережье с аллювиально-дельтовыми рукавами. Линия побережья предположительно протягивалась с севера на юг по данным структурных построений на основе сейсмических данных.

Отложения джьерского горизонта верхнего девона накапливались в обстановке приливно-отливной равнины.

Концептуальная модель послужила основой для создания структурно-тектонического каркаса залежи, исходной информации по распределению литотипов пород по скважинам, а также границам фациальных зон, полученных в результате интерпретации материалов сейсморазведочных работ. В результате была получена трехмерная цифровая геологическая модель с учетом принципиального представления о геологическом строении залежей месторождения.

Помимо этого, для создания 3D ГМ (геологической модели) легли данные по новой корреляции продуктивных отложений, уточненная петрофизическая основа, комплекс ГИС (геофизические исследования скважин) и новая сейсмологическая основа.

Основа для создания трехмерной геологической модели Корреляция

Построение модели выполнено на основе новой корреляции продуктивных отложений, выполненной по материалам Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», 2020 г.

По новым материалам были получены обновленные корреляционные отбивки, которые заложены в основу создания структурно-тектонического каркаса и уточнения концепции геологического строения залежей Восточно-Сарутаюского месторождения.

В пределах месторождения вскрытый разрез осадочного чехла изучен от среднедевонских до четвертичных отложений включительно.

Продуктивность Восточно-Сарутаюского месторождения связана с терригенными отложениями старооскольского надгоризонта, эйфельского яруса среднего девона и джьерского горизонта верхнего девона.

Отложения джьерского горизонта залегают со стратиграфическим и угловым несогласием на породах старооскольского горизонта. Верхняя часть толщи старооскольского надгоризонта разрушена в связи с предфранским размывом. Эйфельский ярус представлен пачками III, II+I (рис. 1).

В пределах разреза выделены четыре отражающих горизонта, которые впоследствии используются при структурном моделировании (рис. 1). Внедрение в 3D ГМ обновленной информации по материалам корреляции продуктивных отложений, позволило уточнить геологическое строение залежей и повысить качество структурно-тектонического моделирования.

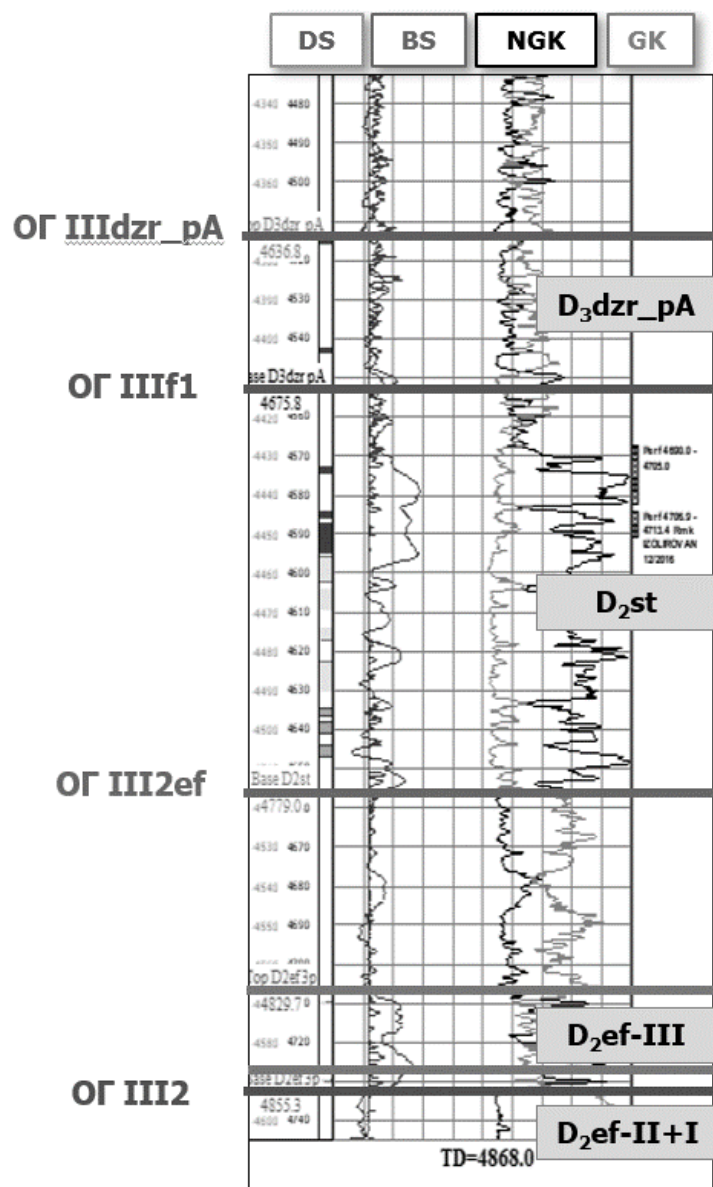


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез продуктивных отложений

Петрофизическая основа для интерпретации данных ГИС

Для выполнения работ по интерпретации данных ГИС использованы результаты петрофизической основы по данным ОПЗ (оперативный подсчет запасов) 2017 года Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». **Петрофизическая модель после ОПЗ уточнена по результатам новых керновых исследований двух скважин, но граничные значения изменений не претерпели.**

Построение модели проведено на основе результатов интерпретации ГИС выполненных в рамках ОПЗ 2017 года Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».

Сейсмогеологическая основа

В результате низкого качества сейсмического материала 2002 года отмечены значительные неподтверждения геологического строения. Высокая погрешность исходной сейсмогеологической модели привела к высоким рискам эксплуатационного бурения и неподтверждению ожидаемых извлекаемых запасов.

Для целей уточнения геологического строения разреза Восточно-Сарутаюского месторождения в 2018-2019 гг были проведены новые сейсморазведочные работы МОГТ-3D с высокой кратностью.

В 2020 году выполнена обработка и интерпретация полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D.

В результате обработки и интерпретации полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D получена достоверная сейсмогеологическая основа, которая рекомендована и использована при построении трехмерной геологической модели.

В качестве основных исходных данных для построения структурного каркаса использованы следующие материалы, полученные по данным 3D сейсморазведочных работ:

- поверхности отражающих горизонтов;
- прогнозы эффективных толщин (в виде карт);
- полигоны разрывных нарушений.

Помимо этого, в основу 3D геологического моделирования вошли данные стратиграфического несогласия и сложного тектонического строения. Частичное отсутствие продуктивного пласта D3dzt наблюдается в восточной части территории месторождения.

Детальный учет всего сейсмического материала при построении структурно-тектонического каркаса повысил достоверность трехмерной геологической модели Восточно-Сарутаюского месторождения, для последующего эффективного планирования эксплуатационного бурения и разработки залежи.

Построение цифровой трехмерной модели

На основе всей имеющейся геологической информации, построена трехмерная цифровая геологическая модель объектов D3dzt_pA, D2st, D2ef-III и D2ef-II+I. При создании 3D ГМ учтена концептуальная модель тектонического строения территории, осложненная разрывными нарушениями и многочисленными структурными деформациями, а также региональным стратиграфическим несогласием, приуроченным к кровле старооскольских отложений среднего девона.

Восточно-Сарутаюская сложнопостроенная структурная форма представляет собой приразломную антиклинальную многокупольную складку северо-западного простирания, экранированную на западе тектоническими нарушениями, и разбитую серией дизъюнктивов.

В первую очередь указанные особенности тектонического строения учтены при построении структурно-тектонического каркаса 3D модели (рис. 2). Помимо этого, в каркас встроены сложнопостроенные разветвляющиеся и Y-образные разломы, детализирующие строение в пределах отдельных тектонических блоков.

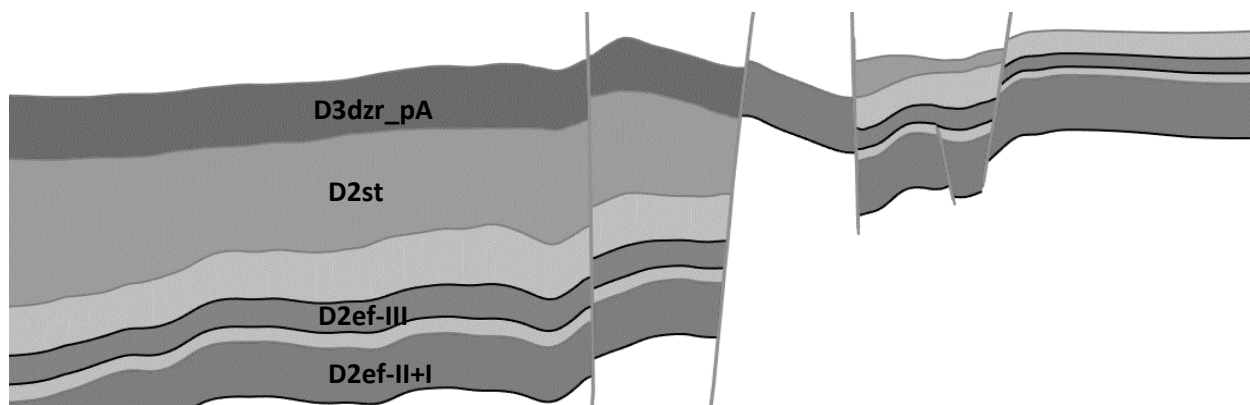


Рис. 2. Геологический профиль по продуктивным отложениям из 3D ГМ

На рисунке 2 приведен геологический профиль из 3D модели, на котором видно, что в восточной части продуктивная толща на территории месторождения подвержена региональному размытию. Также, как видно на рисунке 2, территория месторождения, в результате учета в модели сложной тектоники, оказалась разбита на различные блоки с экранированными залежами.

На этапе структурных построений созданы кровли и подошвы продуктивных отложений с последующим встраиванием модели разрывных нарушений в общий структурный каркас. Таким образом, впервые получена взаимоувязанная структурно-тектоническая модель со сложным блоковым строением.

Структурно-тектонический каркас был заложен в основу создания трехмерной сетки. В сетку полностью внедрена концептуальная модель тектонического строения с учетом области стратиграфического несогласия. Размер ячейки по вертикали определялся расчлененностью, неоднородностью разреза, минимальными мощностями прослоев, которые необходимо сохранить в детальной геологической сетке, а также шагом каротажных кривых.

В результате реализована тектоническая модель разрывных нарушений при построении 3D сетки и выполнения литологического моделирования.

В модели учтена концепция экранирующих разрывных нарушений, признаками которых являются следующие факторы:

- разные уровни ВНК для одного стратиграфического интервала по разные стороны разлома, обусловленные результатами испытаний и опробований;
- значительная амплитуда разрывных нарушений и отсутствие контакта пород-коллекторов по разные стороны плоскости сместителя.

По итогу, при литологическом моделировании залежи были разделены в соответствии с представлением о разделенных тектонических блоках и произведено детальное распределение пород коллекторов. Благодаря реализации данной концепции удалось повысить качество и достоверность литологической модели.

На этапе петрофизического моделирования было произведено распределение параметров ФЕС в объеме пород, определенных как коллектор.

В модели распределение параметров пористости и проницаемости проведено с учетом фациальной зональности, что определяется областями улучшенных и ухудшенных ФЕС коллекторов в зависимости от типа отложений. По результатам моделирования отмечено ухудшение ФЕС в направлении к юго-западной части месторождения.

На основе созданных кубов для каждого пласта произведен подсчет начальных геологических запасов углеводородного сырья объемным методом. Учет концептуального строения и фациальной изменчивости позволил детализировать распределение коэффициента пористости и уточнить начальные геологические запасы.

Результаты трехмерного геологического моделирования

В качестве геологической основы для создания трехмерной модели вошли весь комплекс геолого-геофизической информации, представления о принципиальном строении и данные стратиграфического несогласия. В результате геологическое строение месторождения претерпело значительные изменения. Впервые получена взаимоувязанная структурно тектоническая трехмерная модель. Уточнена геометризация залежей и конфигурация контуров межфлюидальных контактов Восточно-Сарутаюского месторождения. В целом по продуктивным отложениям запасы по результатам построения 3D ГМ уменьшились на 25,2 % относительно оперативного подсчета запасов 2017 года.

После уточнения геологического строения и корректировки контуров ВНК значительное количество проектных скважин оказались за контуром нефтеносности (рис. 3) в зоне непродуктивных отложений. В результате выполненной работы произведена корректировка расположения проектного фонда скважин.

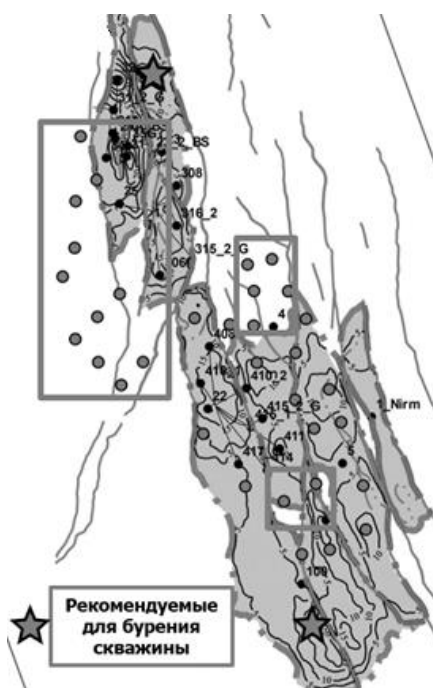


Рис. 3. Карта нефтенасыщенных толщин 2021 г.

Созданная трехмерная геологическая модель уже используется при создании постоянно действующей гидродинамической модели, планировании и сопровождении эксплуатационного бурения.

Заключение

В результате работ были выполнены петрофизические исследования кернового материала в скважинах. Получена концептуальная модель осадконакопления джъерского, старооскольского и эйфельского горизонтов.

Выделены зоны литолого-фациального замещения, выклинивания и эрозионного срезания пластов в исследуемых стратиграфических интервалах. Выполнено прогнозирование комбинированных и неантиклинальных ловушек и (или) участков их вероятного существования по признакам: выклинивания, эрозионного срезания, тектонического экранирования, фациального замещения, наличия палеоврезов и т.п. Проведен сейсмофациальный анализ для прогноза пластов-коллекторов продуктивных и перспективных отложений.

Произведено детальное изучение геологического строения Восточно-Сарутаюского месторождения и построена геологическая модель в пределах площади исследований, включая структурно-тектоническая, литолого-фациальная, фильтрационно-емкостная. Трехмерная геологическая модель использована в качестве основы для планирования эксплуатационного бурения.

Литература

1. Закревский К.Е. «Геологическое 3D моделирование», – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009 – 376 с.
2. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин под редакцией профессора Гутмана И. С. М.: Недра, 2013 – 112 с.
3. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений; (Часть 1. Геологические модели), Москва ОАО «ВНИИОЭНГ».
4. Мерций Р. Ф. и др. Отчет о проведении мониторинга и оперативного анализа материалов сейсморазведки 3D и результатов бурения эксплуатационных и поисково-разведочных скважин на Восточно-Сарутаюском месторождении, Ольгинской и Нирмалинско-Антоновской площадях. ОАО "Нарьян-Марсейсмораз-ведка", Нарьян-Мар, 2008.
5. Корпачев Ю. Г и др. Оперативная интерпретация и анализ сейсмических данных для корректировки структурных построений по площадям и месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (I этап). ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть», Ухта, 2011.

КАРБОНАТНОСТЬ ЗАДОНСКО-ЕЛЕЦКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ДЕНИСОВСКОГО ПРОГИБА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Боталов Андрей Николаевич

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
молодой ученый, г. Пермь
e-mail: botalov97@yandex.ru*

Научный руководитель: к.т.н., доцент Кривошеков Сергей Николаевич

Аннотация: Денисовский прогиб – один из перспективных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. На сегодняшний день здесь открыты крупные залежи нефти на таких месторождениях как Восточно-Ламбейшорское, Баяндыское, им. Алабушина, Южно-Иптаское и т.д. Существенные запасы и прогнозные ресурсы углеводородов приурочены к рифогенным отложениям задонского и елецкого возраста. Данная работа посвящена анализу результатов определения карбонатности задонско-елецких пород-коллекторов территории юга Денисовского прогиба. Основанная цель исследования – определение вещественного состава и классификация пород.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, Денисовский прогиб, задонско-елецкие отложения, карбонатность, классификация.

CARBONATENESS OF ZADON-ELETS SEDIMENTS IN THE SOUTHERN PART OF THE DENISOV DEPRESSION OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE

Botalov Andrey Nikolaevich

*Perm National Research Polytechnic University,
Young Researcher, Perm,
e-mail: botalov97@yandex.ru*

Research Supervisor: Candidate of Engineering, Reader Krivoshchekov Sergey Nikolaevich

Abstract: Denisov depression is one of the most prospective areas of the Timan-Pechora oil and gas province. To date, large oil accumulation has been discovered here at such fields as East-Lambeishore, Bayandy, in the name of Alabushin, South-Ipatsk, etc. Significant reserves and projected resources of hydrocarbons are confined to riffogenic sediments of the Zadon and Elets ages. This paper is devoted to the analysis of the results of determining the carbonateness of the Zadon-Elets reservoir rocks in the south of the Denisov depression. The main purpose of the research is to determine the material composition and classification of the rocks.

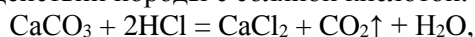
Keywords: Timan-Pechora oil and gas province, Denisov depression, Zadon-Elets sediments, carbonateness, classification.

Введение

Одним из важнейших параметров, определяющих качество пород-коллекторов и их фильтрационно-емкостные свойства, является карбонатность пород.

Под карбонатностью породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: известняка – CaCO_3 , доломита – $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ и др. Определение карбонатности пород проводят для выяснения возможности проведения солянокислотной обработки скважин с целью увеличения вторичной пористости и проницаемости призабойной зоны, а также для определения вещественного состава пород, их классификации [8] и ответа на ряд вопросов, связанных с генезисом пород [2].

Карбонатность пород продуктивных пластов определяют по керновому материалу газометрическим (объемным) методом. Газометрический метод основан на определении объема выделившегося углекислого газа при взаимодействии породы с соляной кислотой:



где CaCO_3 – карбонаткальция, HCl – соляная кислота, CaCl_2 – хлоридкальция, CO_2 – углекислый газ, H_2O – вода.

По объёму выделившегося углекислого газа вычисляют весовое (%) содержание карбонатов в породе в пересчёте на известняк (CaCO_3).

Объектом изучения в данной работе являются карбонатные породы-коллекторы задонско-елецкого возраста южной части Денисовского прогиба. Отложения задонского и елецкого горизонтов содержат в себе крупные запасы и прогнозные ресурсы нефти на территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций и характеризуются сложным строением пустотного пространства пород-коллекторов. Как правило, сложность строения обусловлена постседиментационными изменениями и полифазальной зональностью [4, 5, 6].

Работа посвящена анализу результатов определения карбонатности задонско-елецких отложений южной части Денисовского прогиба, в частности, Восточно-Ламбейшорской, Баяндынской, Верхне-Ипатской, Северо-Ипатской и Южно-Ипатской площадей, с целью определения вещественного состава пород и их классификации.

Анализ результатов определения карбонатности пород

Согласно построенной гистограмме средних содержаний кальцита, доломита, их суммы и нерастворимого остатка (НО) в образцах изучаемых площадей, удалось установить, что основным минералом, слагающим породы, является кальцит, в меньшей степени доломит (рис. 1).

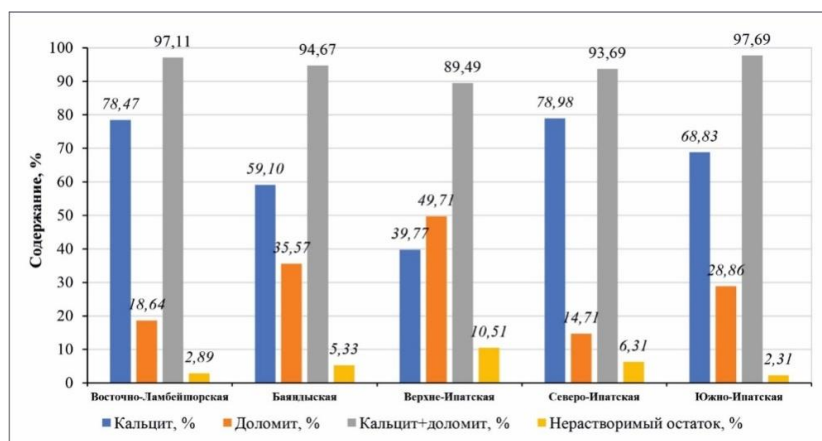


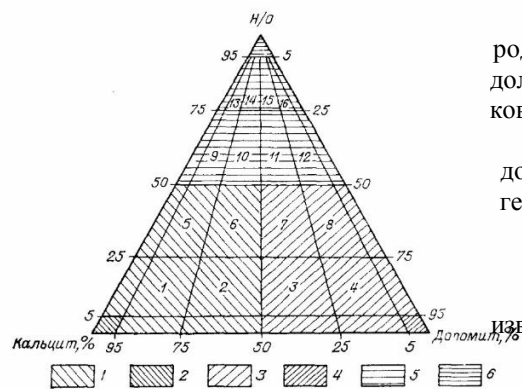
Рис. 1. Гистограмма распределений средних содержаний кальцита, доломита, их суммы и нерастворимого остатка в породах задонско-елецкого интервала

Результаты показали, что наиболее карбонатным является разрез задонско-елецких отложений Восточно-Ламбейшорской и Южно-Ипатской площадей. В породах этих площадей кальцит превалирует над доломитом, возможно, из-за преобладания в разрезе разностей известняков над вторичными доломитами. Близкими данным площадям по среднему содержанию кельцит+доломит в разрезе является разрез Баяндынской и Северо-Ипатской площадей, в первом из которых пониженное среднее содержание кальцита и несколько повышенное содержание доломита, а в другом – наоборот. Исключением является разрез Верхне-Ипатской площади, выделяющийся на фоне остальных более низким показателем кальцит+доломит. В разрезе Верхне-Ипатской площади доломит преобладает над кальцитом и наблюдается несколько повышенное содержание НО, возможно, ввиду высоких концентраций пирита и сульфатных минералов в ряде интервалов разреза.

Используя широко известную классификацию карбонатных пород Вишнякова С.Г. (1933) (рис. 2) [1, 7], в которой учитывается соотношение в породе кальцита, доломита и НО, были построены треугольные диаграммы соотношения данных компонентов для задонско-елецких отложений изучаемых площадей (рис. 3).

Согласно полученным диаграммам, проведена классификация пород.

На Восточно-Ламбейшорской площади породы относятся к семейству известковых и доломитовых. Известковые породы подразделяются преимущественно на чистые известняки, доломитизированные и доломитовые известняки, а доломитовые породы – на чистые доломиты, известковые и известковистые доломиты (рис. 3, а). Отложения Баяндынской площади так же представлены семейством известковых и доломитовых пород, и набором тех же разновидностей (рис. 3, б). Породы Верхне-Ипатской площади характеризуются несколько другим набором разновидностей пород. Преобладают доломитизированные известняки и известковистые доломиты (рис. 3, в). На Северо-Ипатской площади превалируют чистые известняки (рис. 3, г). В разрезе Южно-Ипатской площади породы подразделяются преимущественно на чистые и доломитизированные известняки, а также чистые и известковистые доломиты (рис. 3, д).



Цифры на диаграмме – разновидности карбонатных пород внутри семейств: 1 – доломитизированный известняк; 2 – доломитовый известняк; 3 – известковый доломит; 4 – известковистый доломит; 5 – доломитисто-известковый мергель; 6 – доломитово-известковый мергель; 7 – известково-доломитовый мергель; 8 – известковисто-доломитовый мергель; 9 – доломитисто-известковый глинистый мергель; 10 – доломитово-известняковый мергель; 11 – известково-доломитовый глинистый мергель; 12 – известковисто-доломитовый глинистый мергель; 13 – доломитово-известковистая глина; 14 – доломитово-известковистая глина; 15 – известково-доломитистая глина; 16 – известковисто-доломитистая глина

Рис. 2. Классификация карбонатных пород [1, 3]: 1 – семейство известковых пород; 2 – чистые известняки; 3 – семейство доломитовых пород; 4 – чистые доломиты; 5 – семейство глинистых (алевроитовых, песчаных) пород; 6 – чистые глины (алевроиты, песчаники)

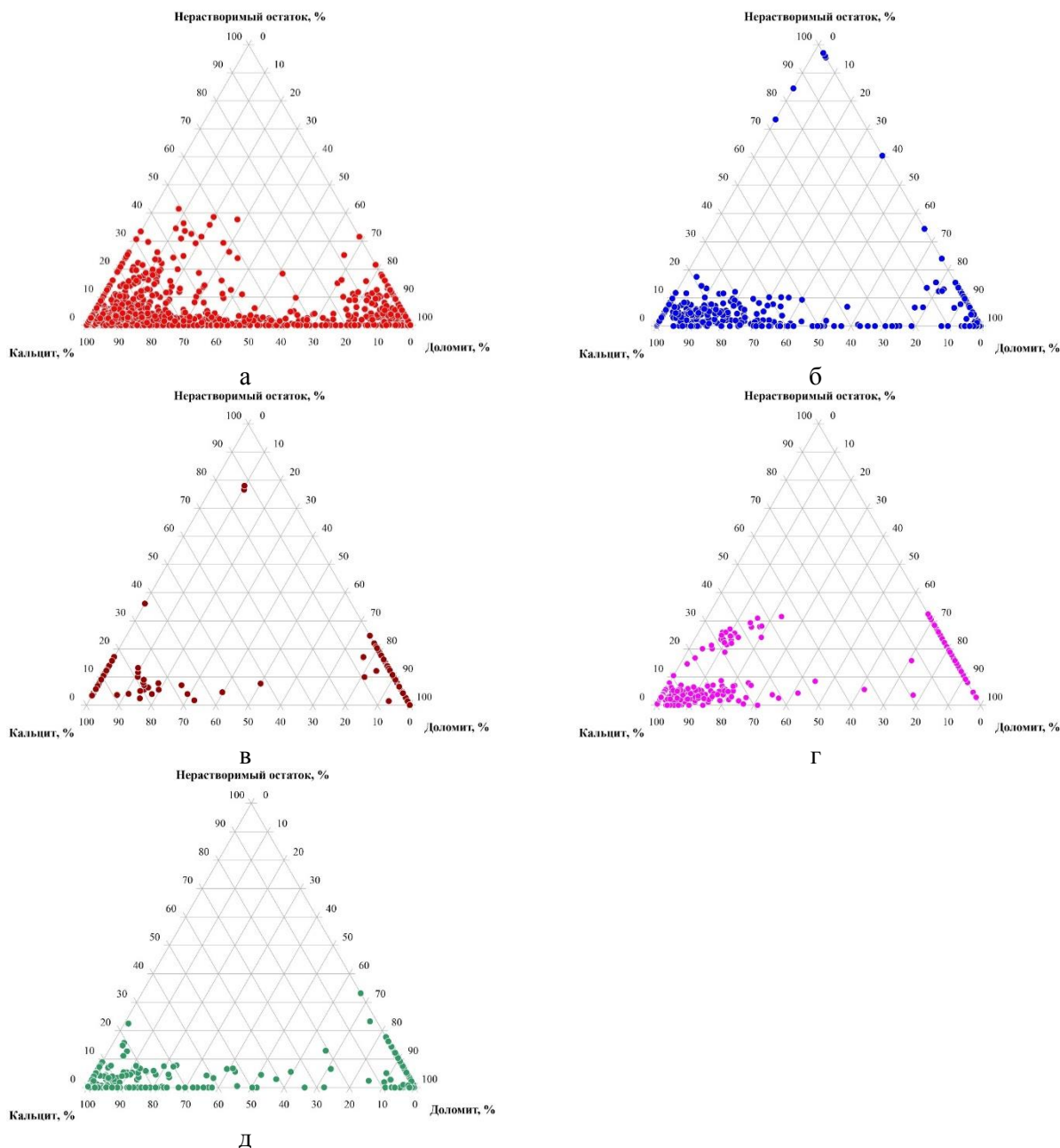


Рис. 3. Треугольные диаграммы соотношения кальцита, доломита и НО в породах задонско-илецкого возраста: а – Восточно-Ламбейшорской площади; б – Баянидской площади; в – Верхне-Ипатской площади; г – Северо-Ипатской площади; д – Южно-Ипатской площади

Выводы

Таким образом, анализ результатов определения карбонатности пород показал, что породы-коллекторы задонского и елецкого горизонтов на 89,49-97-69 % сложены карбонатными минералами – кальцитом и доломитом, причем первый (59,10-78-98 %) преобладает над вторым (14,71-35,57 %) на всех изучаемых площадях, кроме Верхне-Ипатской. Согласно построенным треугольным диаграммам отложения классифицируются преимущественно на семейство известковых и доломитовых пород. Внутри семейств породы подразделяются на чистые, доломитизированные и доломитовые известняки, и чистые, известковые и известковистые доломиты.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-17-00111.

Литература

1. Вишняков С.Г. Карбонатные породы и полевое исследование их пригодности для известкования почвы // *Карбонатные породы Ленинградской области, Северного края и Карельской АССР. 1933. № 2. С. 3-22.*
2. Горян В.И. и др. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. М.: ВНИГНИ, 1978. 392 с.
3. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. Ленинград: Недра, 1981. 255 с.
4. Козырев Н.Д., Кочнев А.А., Менгалиев А.Г., Путилов И.С., Кривощекоев С.Н. Уточнение геолого-гидродинамической модели сложнопостроенной залежи нефти путем комплексного анализа данных // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331, № 10. С. 164-177.*
5. Кривощекоев С.Н., Козырев Н.Д., Вяткин К.А., Равелев К.А. Комплексный подход к оценке эффективности проектируемой соляно-кислотной обработки с использованием результатов лабораторных исследований и гидродинамического моделирования // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 7. С. 43-53.*
6. Лузина Д.В., Кривощекоев С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии // *Вестник Пермский национальный исследовательский политехнический университет. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. Т. 11, № 5. С. 7-15.*
7. Платонов М.В., Тугарова М.А. Петрография обломочных и карбонатных пород: учебно-методическое пособие: 2-е издание, переработанное и дополненное. СПб.: СПб университет, 2017. 80 с.
8. Фахрутдинов Э.И., Нурғалиева Н.Г., Хазиев Р.Р. Анализ карбонатности терригенных пород-коллекторов объемным методом: учебно-методическое пособие по выполнению лабораторной работы для бакалавров направления 05.03.01 «Геология», 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Казань: Казанский университет, 2016. 15 с.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА РЕСПУБЛИКИ КОМИ

Бражников Артем Олегович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
аспирант 1 курса г. Пермь
e-mail: artem.777@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Кожевникова Елена Евгеньевна

Аннотация: в статье рассмотрено современное состояние изученности Печоро-Кожвинского мегавала, история исследований которого насчитывает почти два века. Работы и исследования, проведенные в данный период разделены на 4 этапа. В работе коротко описана история формирования мегавала и его элементов по опубликованным данным. По современным представлениям Печоро-Кожвинский мегавал представляет собой крупную линейно вытянутую положительную структуру, которая имеет инверсионный характер. Западная граница контролируется Припечорской зоной разломов, а восточная – Печорогородской. Несмотря на достаточно высокую степень изученности в настоящее время существуют вопросы к концепту тектонического строения.

Ключевые слова: Печоро-Кожвинский мегавал, Печоро-Колвинский авлакоген, история геологического развития, инверсионная структура.

CURRENT STATUS OF STUDY OF THE PECHORA-KOZHVA MEGASWELL OF THE KOMI REPUBLIC

Brazhnikov Artem

*Perm State University, 1st year Post-graduate Student, Perm
e-mail: artem.777@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Kozhevnikova Elena

Abstract: The article considers the current state of exploration of the Pechora-Kozhva megaswell, the history of research of which has almost two centuries. The works and studies carried out during this period are divided into 4 stages. The paper briefly describes the history of the formation of the megaswell and its elements based on published data. According to modern concepts, the Pechora-Kozhva megaswell is a large linearly elongated positive structure, which has an inversion character. The western boundary is controlled by the Pripechora fault zone, and the eastern one by the Pechogorodsk fault zone. Despite the rather high degree of knowledge, there are currently questions to the concept of tectonic structure.

Keywords: Pechora-Kozhva megaswell, Pechora-Kolva aulacogen, history of geological development, inversion structure.

Объектом рассмотрения данной работы является структура I порядка Печоро-Кожвинский мегавал, входящий в состав более крупной надпорядковой структуры – Печоро-Колвинского авлакогена (рис. 1).

Важно отметить, что изучение Тимано-Печорской провинции в целом и Печоро-Кожвинского мегавала в частности проводится в течение почти двух веков. Первые сведения о геологическом строении были получены при помощи геологической съемки. Затем бурением установлена нефтегазоносность палеозойских отложений Печоро-Колвинского авлакогена, позднее открыты месторождения и на территории Печоро-Кожвинского мегавала. Во вторую половину XX в происходит скачок количества проводимых исследований и их разнообразия. В последние годы распространение получила МОГТ-3D сейсморазведка, которая дала значительный прирост информации о геологическом строении рассматриваемой территории. Весь период изучения рассматриваемого объекта можно разделить на следующие этапы.

Первый этап – дореволюционный (XIX в), в это время А. Кейзерлингом (1846), Антоновым-2м (1857), А. Штукенбергом (1874 г.), П. Кротовым (1885 г.), Е. Федоровым (1887 – 1889 гг.) и другими исследователями проводятся первые маршрутные исследования по р. Печоре и ее притоком в преде-

лах Печорской гряды. По итогам их исследований были получены первые сведения о стратиграфии, геоморфологии и тектонике района Средней Печоры, отмечены нефтепроявления на поверхности земли.

Второй этап можно назвать как «открытие первой нефти» и он продолжался в 20-е – 30-е гг XX в. В 1925-1926 гг. профессор А.А. Чернов и Е.Д. Сошкина выполняли геологическую съемку по рекам Большая, Малая Кожва, Вой-Вож. В 1926-1929 гг. Т.А. Добролюбова проводя маршрутные исследования в районе рек Воя и Соплесс закартировала анатиклиналь, осложненную тектоническим нарушением, также ею была описана Югид-Вуктыльская складка. Н.Н. Тихонович составил первую стратиграфическую схему девонских отложений Южного Тимана. Была установлена нефтегазоносность палеозойских отложений, открыто первое месторождение нефти в районе Средней Печоры на Югидской площади.

Третий этап – «крупные открытия» (40-е – 80-е гг XX в) – характеризуется резким ростом количества и разнообразия методов исследований: применяются геофизические, геохимические методы, скважинные исследования, комплексные методы – сейсмостратиграфия, сейсмофациальный анализ. В это время происходит совершенствование техники полевых и скважинных геофизических наблюдений. Глубинность сейсморазведочных исследований составляет в среднем 3-5 км.

В 60-70 гг. XX в активно проводится глубокое и структурно-поисковое бурение. Выявлены самые крупные поднятия Печоро-Колвинского авлакогена, открыто Усинское, Возейское, Лаявожское, Василковское и др. месторождения. В пределах Печоро-Кожвинского мегавала установлены залежи углеводородов на Южно-Льжской, Терехевейской и Каменской площадях. Среди исследователей этого времени можно отметить Р.А.Гафарова, А.Я.Кремса, Б.Я.Вассермана, Г.А.Чернова, В.Г.Черного, В.С.Журавлева, Н.Д.Матвиевской, О.А.Солнцева, З.И.Цзю и др.

В 70-е гг помимо использования литологических критериев выделения органогенных построек разрабатываются комплексные подходы с использованием геофизики такие как сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ. Большой вклад в развитие этого направления внесли А. С. Бушуев, А. П. Козуб., Л. В. Дегтерева, Н. Д. Матвиевская, А. Ф. Панцерно, Ю. М. Портнов, В. Б. Ростовщиков и др.

В 80-х гг повышение детальности геофизических и геохимических исследований, проведение тематических работ привело к открытию залежей, приуроченных к сложнопостроенным ловушкам – тектонически экранированным и литологически ограниченным. Значительные заслуги принадлежат Л.А.Анищенко, В.И.Богацкому, Б.П.Богданову, В.А.Дедеву, С.А.Данилевскому, В.И.Еременко, Л.А.Гобанову, В.А.Жемчуговой, З.А.Ларионовой, З.П.Склярской, Н.И.Никонову, Е.Л.Теплову и др.

На четвертом этапе – «обобщения и уточнения знаний о геологическом строении» (1990-е – поныне) – широкое распространение получило использование сейсморазведки по технологии МОГТ-3Д, также в это время проводятся тематические исследования по обобщению, систематизации и переинтерпретации накопленной геолого-геофизической информации. Происходит открытие более мелких локальных объектов, поиски пропущенных залежей на уже открытых месторождениях.

По результатам проведенных исследований к на стоящему моменту установлено, что в течение длительного времени, от раннего ордовика до позднего девона, территория Печоро-Кожвинского мегавала входила в обширную территорию, которая развивалась как авлакоген с формированием характерных элементов тектонического строения, в том числе нарушений сбросовой кинематики.

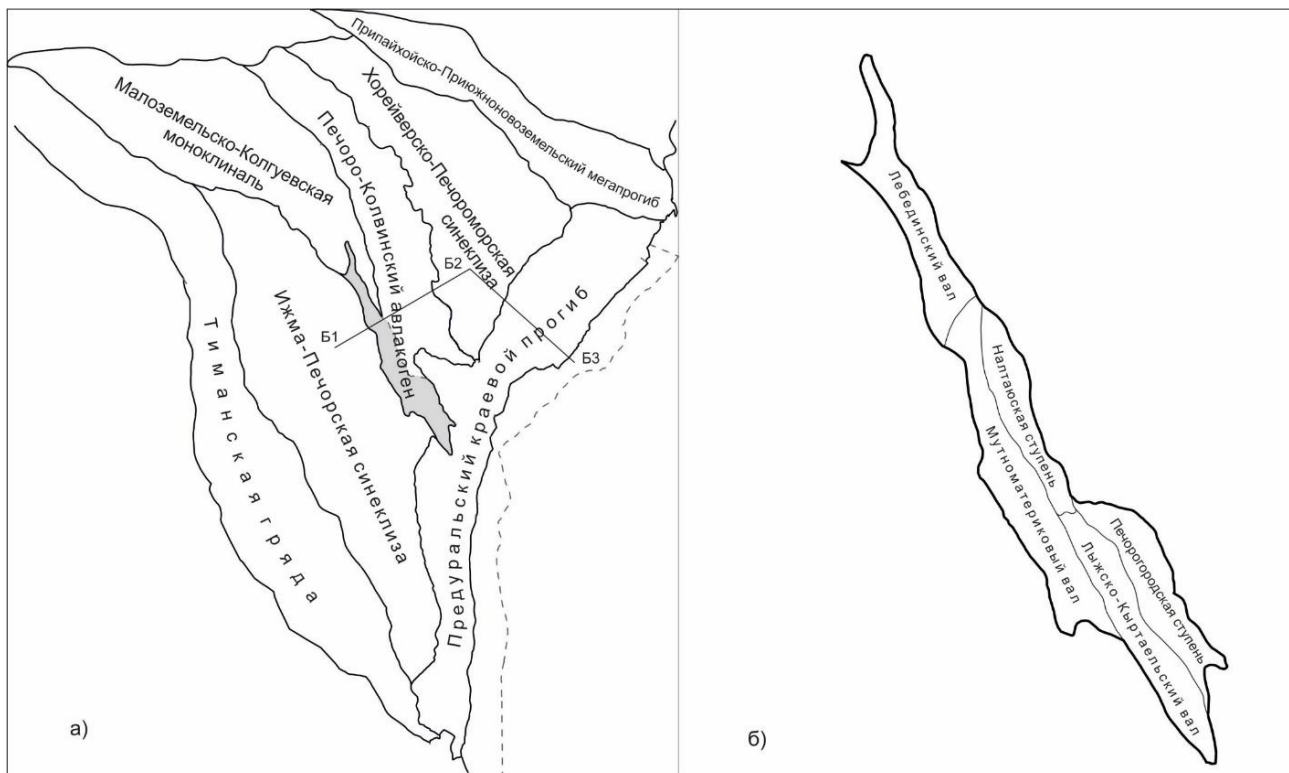


Рис.1. Схема тектонического районирования Тимано-Печорской плиты (а) и Печоро-Кожвинского мегавала (б) (с использованием материалов ООО «ТП НИЦ»)

Последующий этап с конца девонского до пермского периода характеризуется относительно спокойным тектоническим режимом. Далее события, связанные с закрытием Уральского палеоокеана и орогенными процессами, привели к тому, что поменялась кинематика разрывных нарушений из сбросовой во взбросовую, и произошла так называемая инверсия – превращение Печоро-Кожвинского ордовикско-девонского мегаграбена в одноименный мегавал. В условиях сжатия в его пределах сформировались клавишеобразные тектонические блоки – валы и ступени.

По современным представлениям Печоро-Кожвинский мегавал в структурных планах верхней части осадочного чехла является крупным положительным объектом, вытянутым на 350 км в северо-западном направлении и имеющим 15-50 км в поперечнике [4]. Положение западной его границы контролируется Припечорской зоной разломов, а восточной – Печорогородской. В структурных планах поверхности фундамента и подошвы среднедевонских отложений эта зона представляет собой обширный прогиб северо-западного простирания. Глубины залегания поверхности фундамента, оцениваемые по сейсмическим данным, в пределах рассматриваемого региона составляют в среднем 5 – 6 км, увеличиваясь до 8 в южной части.

В пределах мегавала выделены три кулисообразно расположенных вала – Лебединский, Мутноматериковый, Лыжско-Кыртаельский. Все валы имеют ассиметричное строение с более крутым западным бортом и пологим восточным. В восточной части Печоро-Кожвинского мегавала выделяются Печорогородская и Налтаюская ступени. Южное окончание через систему разломов сочленяется с Предуральским краевым прогибом.

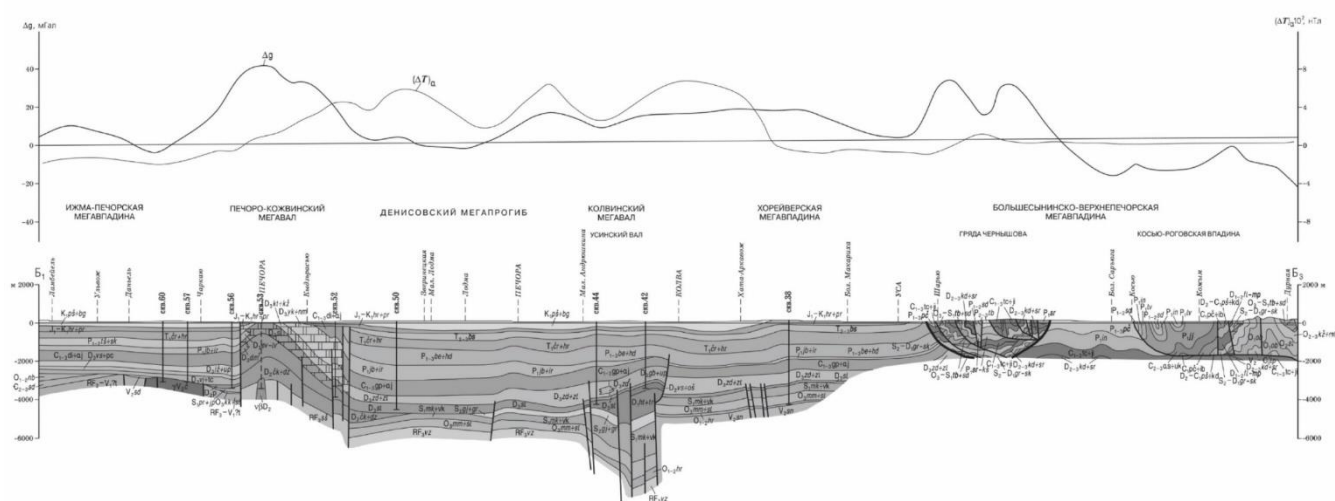
В целом Печоро-Колвинская нефтегазоносная область несколько десятилетий является одним из главных источников углеводородного сырья в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В ней сосредоточено около 40% запасов углеводородного сырья ТПП. При этом районы, относящиеся к Печоро-Кожвинскому мегавалу Печоро-Колвинской НГО, наименее нефтеносны. На сегодняшний день практически все разрабатываемые месторождения находятся на поздней стадии промышленного освоения. В связи с этим проблема восполнения ресурсной базы носит весьма актуальный характер. Конечно, в данном регионе продолжают активно проводится геологоразведочные работы. Однако глубокое бурение зачастую не подтверждает первоначальную геологическую модель новых объектов и даже уже разрабатываемых месторождений, а проведение детальной сейсморазведки 3D в случае получения материала высокого качества, показывает, что строение зачастую оказывается весьма сложным, раздробленным на тектонические блоки.

Таким образом, по результатам обзора литературных источников можно отметить, что большинством исследователей рассматривают Печоро-Кожвинский мегавал как инверсионную структуру

(рис. 2), ограниченную на западе и востоке соответственно сквозными Припечорским и Печорогородским разломами, которые «...по фундаменту и нижним горизонтам осадочного чехла... являются сбросом, а по вышележащим толщам взбросом...» [2].

Однако в данной модели существуют и недостатки и, в первую очередь, это несоответствие кинематическим и тектонофизическим моделям [1]. Так, объяснение инверсионного строения пород нижнего палеозоя относительно интервала позднего палеозоя и мезозоя объясняется «простой» инверсией по сбросовым нарушениям. То есть, по данной теории, в пермское время произошел подъем территории без каких-либо горизонтальных смещений, преобразовав сбросы во взбросы. Однако различная полнота разреза по обе стороны от Главного Припечорского разлома, что подтверждено скважинными данными, не может быть объяснена «простой» инверсией. Кроме того, для горизонтальных сдвиговых деформаций требуется значительно меньше прилагаемой тангенциальной силы, чем для вертикального перемещения, поэтому в первую очередь формируются надвиги и сдвиги.

В связи с этим получение точных представлений о закономерностях формирования разрывной тектоники, размещении тектонических блоков разного уровня и порядка является весьма ценным как при прогнозировании новых залежей УВ сырья, так и для эффективного освоения разрабатываемых площадей.



Примечание: положение линии разреза приведено на рисунке 1

Рис. 2. Геологический разрез по линии Б1-Б3 по данным ФГУП «ВСЕГЕИ», 2013 г.

Литература

1. Демина Е.В. Сейсморазведочные работы МОГТ-3D на Верхнелебединской площади. // Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, 2022 г.
2. Езимова Ю.Е., Удоратин В.В., Магомедова А.Ш. Локализация тектонических нарушений Печоро-Колвинского авлакогена по сейсмическим данным и их проявление в радоновом поле. // Вестник ИГ Коми СС УВ RAS, №9. Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, 2017 г.
3. Кочетов С.В. Строение, условия формирования отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность верхнедевонского комплекса Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия. // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, Ухта, 2012 г.
4. Лукова С.А. История формирования и прогноз размещения зон нефтегазоаккумуляции в поддоманиковых отложениях Печоро-Колвинского авлакогена Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. // Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, Москва, 2014 г.

ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ КАШИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СВЕТЛОЗЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Валеева Светлана Евгеньевна

*научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань;
старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа
им. А.А. Трофимука, ИГиНГТ, К(П)ФУ, г.Казань
e-mail: ssalun@mail.ru*

Баранова Анна Геннадьевна

*старший научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань*

Фахрутдинов Ильмир Рафаилович

*научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
e-mail: ilmirfahrutdinoff@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., Успенский Борис Вадимович

Аннотация: В статье рассмотрены особенности строения каширского горизонта среднего карбона, проведена комплексная оценка его нефтеносного потенциала по данным ГИС, исследований керна и испытания пластов в открытом стволе. Представлены критерии оценки и бальная система оценки каждого критерия. В результате работы построены карты оценки отдельных параметров и интегральной оценки, оценена перспективность согласно суммарному баллу, что позволяет определить скважины-кандидаты для перевода на каширский объект в качестве возвратного с учетом состояния скважины и её технических возможностей.

Ключевые слова: каширский горизонт, нефтеносность, средний карбон, керн, геофизические исследования скважин.

ASSESSMENT OF GEOLOGICAL STUDY KASHIRIAN SEDIMENTS OF THE SVETLOZERSKY OIL FIELD

Valeeva Svetlana Evgenievna

*researcher at the laboratory of geological and environmental
modeling IPEM TAS, Kazan;
senior lecturer of the department oil and gas geology
named after A.A. Trofimuk, IGPT, KFU, Kazan
e-mail: ssalun@mail.ru*

Baranova Anna Gennadievna

*senior researcher at the laboratory of geological and environmental
modeling IPEM TAS, Kazan*

Fakhrutdinov Ilmir Rafailevich

*researcher at the laboratory of geological and environmental
modeling IPEM TAS, Kazan*

Scientific supervisor: Doctor of geological sciences, Uspensky Boris Vadimovich

Abstract: The article considers the structural features of the kashirian horizon of the middle carboniferous sediments, a comprehensive assessment of its oil-bearing potential was carried out according to GIS data, core studies and testing of formations in an open trunk. The evaluation criteria and the scoring system for each criterion are presented. As a result of the work, evaluation maps of individual parameters and integral evaluation were constructed, the prospects were evaluated according to the total score, which makes it possible to determine candidate wells for transfer to kashirian facility as a return, taking into account the condition of the well and its technical capabilities.

Keywords: kashirian horizon, oil content, middle carbon, core material, geophysical studies of wells.

Каширский горизонт московского яруса среднего карбона является одним из основных возвратных горизонтов на территории Республики Татарстан. Его нефтеносность подтверждена данными геофизических исследований скважин, результатами исследования керна и опробования пластов-коллекторов как в колонне, так и в пласте.

При достаточно широком распространении залежей в этом горизонте есть определённые сложности, возникающие при его изучении и разработке, а именно:

- высокая расчленённость как внутри горизонта, так и внутри отдельного пласта. В пределах горизонта выделяют до 6 пластов-коллекторов, причем в пласте отдельные пропластки могут быть не связаны между собой, а представляют отдельные линзы [2];

- пласты имеют низкие значения эффективных нефтенасыщенных толщин;
- при опробовании пластов отмечают низкие значения начальных дебитов;
- пласты обладают большой изменчивостью по латерали, так залегая над единой залежью в верейском горизонте, отдельные пласты формируют самостоятельные залежи, поэтому их разработка не может вестись единой сеткой скважин

Но при всех перечисленных выше недостатках изучаемого объекта есть и несомненные преимущества: запасы в отложениях каширского горизонта практически сопоставимы с таковыми в отложениях верейского горизонта и не требуют самостоятельной сетки скважин для их разработки, т.к. залегают над залежами нефти в отложениях верейского горизонта и башкирского яруса среднего карбона.

На изучаемом месторождении каширский горизонт не включен в лицензионное соглашение и не выделен в горный отвод предприятия-недропользователя, но при этом имеет высокий потенциал в качестве возвратного горизонта.

В данной работе проведена оценка этого потенциала с точки зрения следующих параметров:

1. наличие низезалегающих залежей в отложениях верейского горизонта и башкирского яруса
2. наличие признаков нефтеносности по ГИС
3. наличие признаков нефтеносности по керну
4. получение притока нефти по результатам КИИ

Опробование в колонне данных пластов на месторождении не проводилось.

Дополнительным критерием, уменьшающим потенциал каширских отложений, является литологический фактор, а именно наличие гипсов и ангидритов в пластах-коллекторах по результатам описания керна. Данные литологические разности на каротажных диаграммах ГИС характеризуются высокими значениями удельного электрического сопротивления, что можно ошибочно принять за высокий коэффициент нефтенасыщенности пласта.

В рамках работы разработана система критериев и оценок потенциала пласта, представленная в таблице 1.

Таблица 1

Критерии оценки потенциала нефтеносности

Критерий и оценка	Наличие залежей в низезалегающих отложениях	Нефтепроявления по ГИС	Нефтепроявления по керну	Нефтепроявления при испытании КИИ	Присутствие по керну гипсов и ангидритов
0	залежи отсутствуют	не проводилось	не отбирался	не проводилось	не отбирался/отсутствуют
1	есть залежь в башкире	отсутствуют	отсутствуют	отсутствуют	присутствуют (-1)
2	есть залежь в верее	выделяются неоднозначно (остаточная или слабая нефтенасыщенность с $K_n < 60\%$)	выделяются неоднозначно (слабо и неравномерно пропитанные нефтью)	выделяются неоднозначно (вода с пленкой нефти)	
3	есть залежи в верее и башкире	выделяются однозначно ($K_n > 60\%$)	выделяются однозначно	выделяются однозначно	

Результаты работы представлены в виде карт отдельных параметров и интегральной оценки потенциала в целом. Хотелось отметить, что отдельным критериям не были присвоены весовые коэффициенты, т.к. данная работа находится в стадии изучения. Для придания весовых коэффициентов отдельным критериям необходима выборка большего размера, в том числе с учетом месторождений, на которых каширский объект находится в разработке

На рисунках 1-4 представлены карты, отражающие оценку отдельных критериев, с наложенным на них контурами нефтеносности верейских и башкирских отложений. На рисунках 5-6 представлена карта интегральной оценки. Радиус построения для карт выбран согласно эксплуатационной сетке, принятой для залежей среднего карбона, и равен 300 м. Интегральная оценка получена суммированием баллов по отдельным критериям, максимальная оценка по результатам анализа составила 9 баллов, минимальная – 0 баллов.

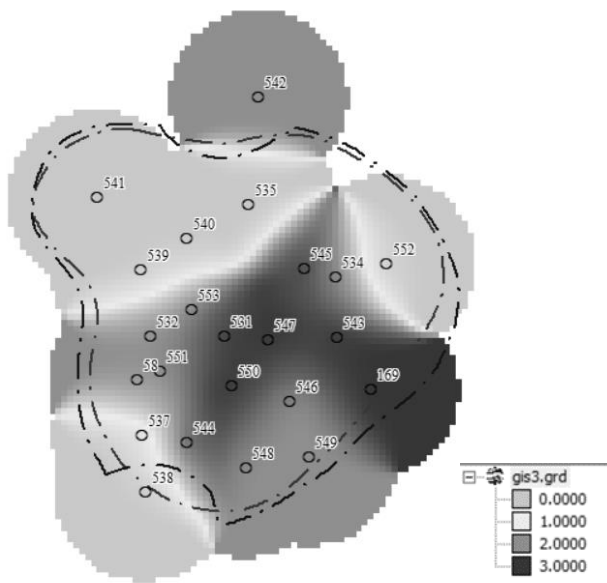


Рис. 1. Карта изученности по данным ГИС (поднятие 1)

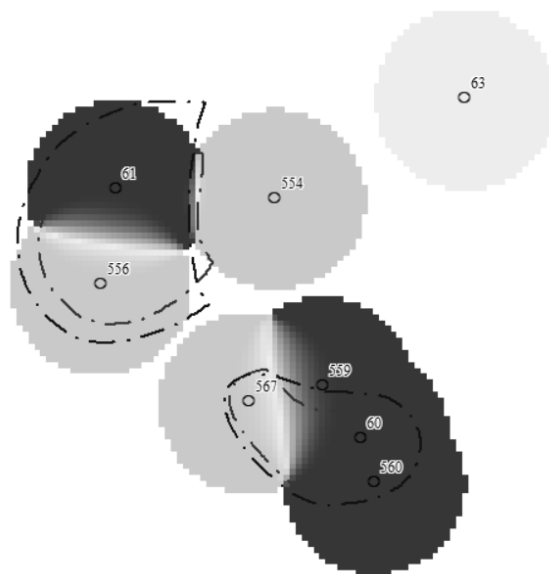


Рис. 2. Карта изученности по данным ГИС (поднятие 2)

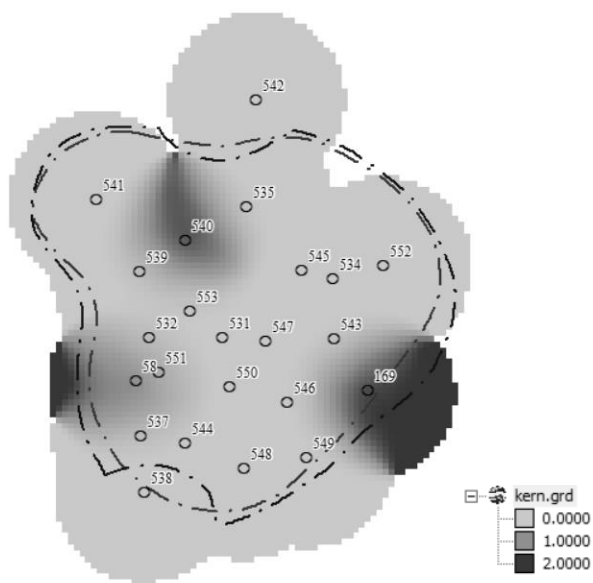


Рис. 3. Карта изученности по данным керна (поднятие 1)

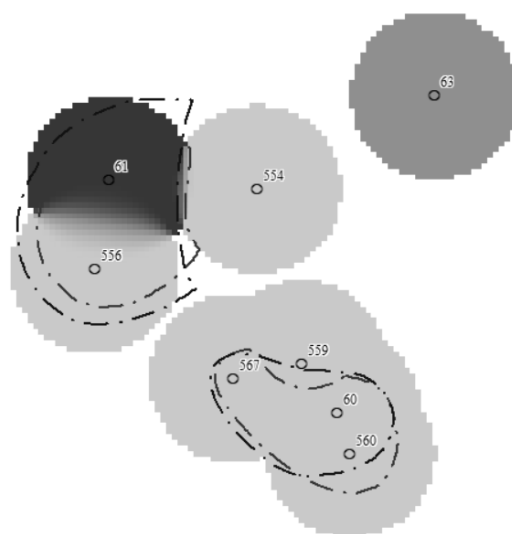


Рис. 4. Карта изученности по данным керна (поднятие 2)

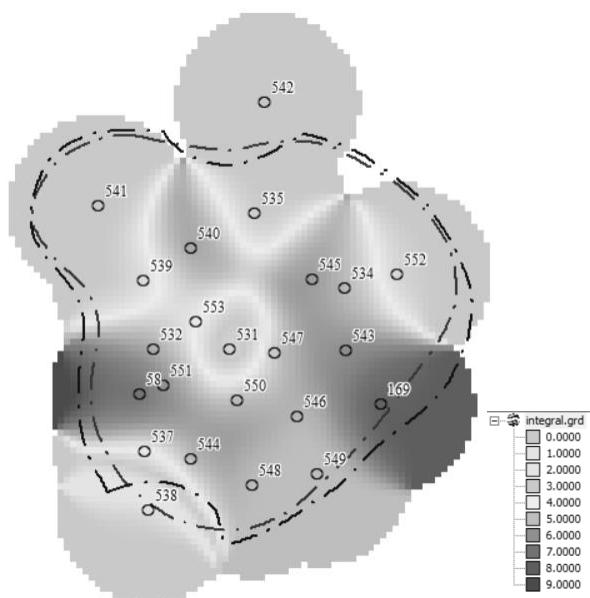


Рис. 5. Карта интегральной оценки нефтеносности (поднятие 1)

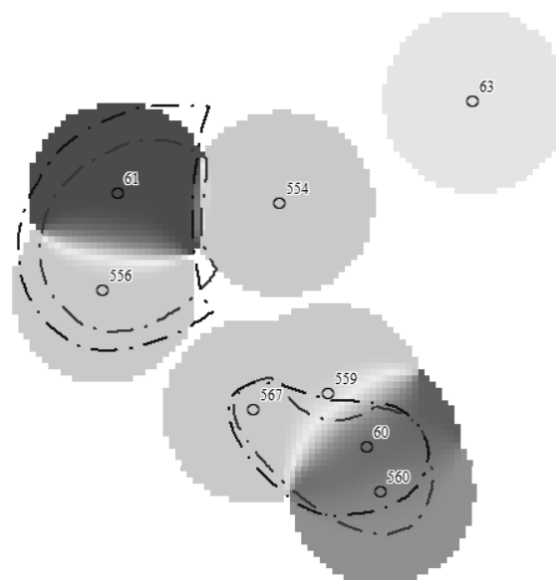


Рис. 6. Карта интегральной оценки нефтеносности (поднятие 2)

По результатам анализа скважины, имеющие интегральные оценки от 6 баллов и выше, характеризуются тем, что нефтеносность каширских отложений выявлена по данным ГИС, при этом Кн принимался равным не менее 60 %; при оценке 8-9 баллов – нефтеносность подтверждена по данным керна и испытаниям в открытом стволе (КИИ). Скважины с оценкой 3 и ниже – неперспективны для перевода на каширский объект.

Но однозначно выбрать скважины для проведения испытания в колонне оказалось не простой задачей. Скважина 58, имеющая максимальную интегральную оценку равную 9 на данный момент находится в ликвидированном фонде и окупит ли добыча из каширских пластов её разликвидацию, остается под вопросом. В целом, по итогам оценки поднятие 1 является наиболее перспективным для перевода скважин на каширский объект после отработки на нижележащие пласты.

В заключении хотелось бы отметить, что данная методика оценки находится в стадии разработки и наполнения. Для корректной оценки нефтегазонасного потенциала пластов-коллекторов ранее пропущенных объектов или представляющих интерес в качестве возвратных требуется анализ большего количества параметров в совокупности с сейсморазведочными данными, полнотой выполненного комплекса ГИС, дополнительных геофизических исследований скважин, а также анализа исследований проб флюидов [1]. Но даже такой краткий анализ позволяет предприятию -недропользователю выполнить экспресс-оценку в совокупности с технологическими параметрами для подбора скважин-кандидатов с целью проведения опытных испытаний пласта.

Литература

1. Фофанова Е.А., Павельева Ю.Н., Мельникова О.А., Белозёров Б.В., Клименко Н.В., Павлов В.А., Коношонкина Н.Ю., Бек Д.В. Комплексная оценка геологической изученности. PRONEFT. Профессионально о нефти. 2022;7(1):22–29. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-22-29>
2. Хисамов Р.С., Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Газеева Ф.М., Бадуртдинова Н.А., Доронкина И.И., Мартынов А.Н. Условия осадконакопления в каширское время на Южно-Татарском своде и Мелекесской впадине // Геология нефти и газа. – 2014. – №2. – С.38-44

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ВИШНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Вишнякова Диана Равилевна

*Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета,
студент 4 курса, 2019-2023, г. Казань
e-mail: didi.vishnyakova@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, Успенский Борис Вадимович

Аннотация: Объектом исследования являются залежи нефти, приуроченные к отложениям пластов Ю₁+Ю₂₋₃+КВ Вишневого месторождения Западно-Сибирского бассейна. Цель работы – анализ эффективности применения гидравлического разрыва пласта объекта Ю₁+Ю₂₋₃+КВ на нефтяном Вишневом месторождении. В результате исследования проанализирована эффективность примененного метода увеличения нефтеотдачи – ГРП, проанализированы геолого-технологические условия влияющие на результаты ГРП, предложены скважины-кандидаты к проведению гидроразрыва пласта, построены графические приложения в виде профилей, схем и графиков. С практической точки зрения проведенное исследование может быть взято за основу на данном месторождении для проведения наиболее эффективных операций ГРП для интенсификации добычи.

Ключевые слова: скважина, добыча нефти, обводненность, месторождение, пласт, метод увеличения нефтеотдачи, гидравлический разрыв пласта.

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF HYDRAULIC FRACTURING ON THE EXAMPLE OF THE VISHNEVSKY FIELD

Vishnyakova Diana Ravilevna

*Institute of Geology and Oil and Gas Technologies of Kazan Federal University,
4st year Student, Kazan
e-mail: didi.vishnyakova@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Uspensky Boris Vadimovich

Abstract: The object of the study is oil deposits confined to the U₁ + U₂₋₃ + KV formations of the Vishnevsky field of the West Siberian Basin. The purpose of the work is to analyze the effectiveness of the hydraulic fracturing of the U₁ + U₂₋₃ + KV facility in the Vishnevsky oil field. As a result of the study, the effectiveness of the applied method of enhanced oil recovery – hydraulic fracturing was analyzed, geological and technological conditions affecting the results of hydraulic fracturing were analyzed, candidate wells were proposed for conducting hydraulic fracturing, built graphic applications in the form of profiles, diagrams and graphs. From a practical point of view, the study can be taken as a basis for this field to conduct the most effective hydraulic fracturing operations to stimulate production.

Keywords: well, oil production, water cut, field, reservoir, enhanced oil recovery method, hydraulic fracturing.

В настоящее время объекты, которые вводятся в разработку на месторождениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, имеют сложное геологическое строение, в связи с чем, для обеспечения высоких темпов добычи и показателей нефтеотдачи пластов применяют различные методы воздействия на пласт (физико-химические, гидродинамические, тепловые др.) [3], одним из которых является гидроразрыв пласта (ГРП), характеризующийся как наиболее эффективный. ГРП применяется, как правило, для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи низкопроницаемых, неоднородных коллекторов. Эффективность этого метода, в основном, зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Поэтому рассмотрение анализ применения ГРП, как одного из основных методов интенсификации добычи нефти из залежей пластов Ю₁+Ю₂₋₃+КВ Вишневого месторождения является необходимым.

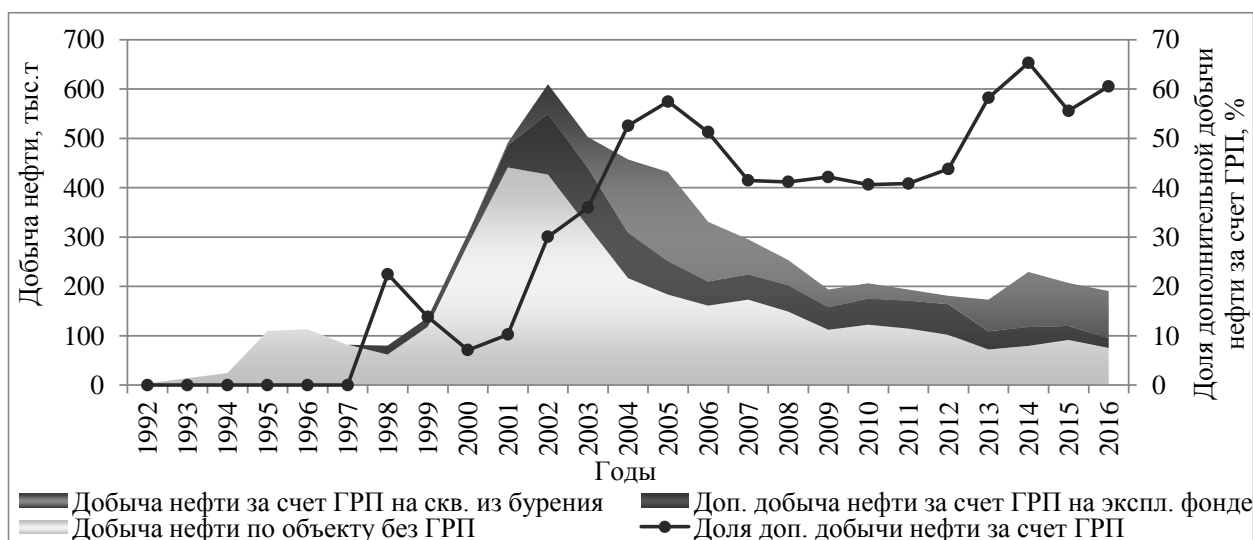


Рис. 2. Динамика дополнительной добычи нефти за счет ГРП по годам.

Объект Ю₁+Ю₂₋₃+КВ. Вишневое месторождение

По состоянию на 01.01.2017 на эксплуатационном фонде скважин выполнено 62 операции ГРП, из них 50 ГРП выполнены на скважинах, которые на момент ГРП находились в работе, и 12 ГРП – на скважинах, находящихся в бездействии. В том числе выполнены 32 повторных ГРП, из них 28 – вторых и 4 – третьих. Ниже выполнен анализ ГРП в целом по эксплуатационному фонду скважин (табл.1).

Таблица 1

Сравнение геологических характеристик пласта, технологических параметров и показателей эффективности ГРП по эксплуатационному фонду в целом по этапам применения ГРП.

Объект Ю₁+Ю₂₋₃+КВ. Вишневое месторождение

Параметр	Ед. измерения	Временные периоды						В целом	
		1998-2004	2006-2010	2011-2013	2014	2015	2016		
Количество операций	ед.	30	12	13	5	1	1	62	
Геологические характеристики пласта в интервале ГРП									
Эффективная толщина	м	5,9	6,9	5,2	5,4	5,2	2,6	5,9	
Нефтенасыщенная толщина	м	5,7	6,9	5,2	5,4	5,2	2,6	5,7	
Коэффициент пористости	доли ед.	0,18	0,18	0,19	0,17	0,20	0,15	0,18	
Проницаемость	*10 ⁻³ мкм ²	30,0	23,6	6,8	2,0	10,2	0,4	48,4	
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,40	0,42	0,28	0,31	0,09	0,19	0,36	
Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0,66	0,61	0,60	0,57	0,67	-	0,63	
Расчлененность	ед.	3	4	4	4	3	4	4	
Технологические параметры процесса ГРП									
Масса пропанта	т	7,4	21,3	26,1	28,0	29,8	39,8	16,8	
Удельная масса	т/м	1,2	3,1	5,0	5,2	5,7	15,3	2,9	
Максимальная концентрация	кг/м ³	923	972	1154	1160	1400	1200	1022	
Темп закачки	м ³ /мин	2,5	2,5	2,8	3,1	2,6	3,5	2,6	
Эксплуатационные показатели									
Накопленные показатели на момент ГРП	по жидкости	тыс.т/скв.	19,7	30,9	27,4	43,7	68,4	4,8	26,0
	по нефти	тыс.т/скв.	19,6	28,9	26,1	42,2	63,6	4,2	25,1
	ВНФ	доли ед.	0,00	0,07	0,05	0,04	0,08	0,15	0,04
Снижение пластового давления на момент ГРП	%	-	-	27	26	21	1	23	
Показатели за 3 месяца до ГРП	дебит жидкости	т/сут	18,7	4,0	4,4	6,8	8,0	0,0	11,7
	дебит нефти	т/сут	18,6	2,7	4,0	6,0	7,5	0,0	11,3
	обводненность	%	0,4	32,7	9,1	11,5	6,0	0,0	3,9

Параметр		Ед. измерения	Временные периоды						В целом
			1998-2004	2006-2010	2011-2013	2014	2015	2016	
Показатели за 3 месяца после ГРП	дебит жидкости	т/сут	34,6	19,6	18,1	17,2	10,3	15,4	26,2
	дебит нефти	т/сут	34,0	11,9	14,9	13,5	7,4	13,3	23,3
	обводненность	%	2,0	39,0	17,9	21,9	28,2	13,9	11,0
Начальный прирост дебита	жидкости	т/сут	16,0	15,5	13,7	10,4	2,2	15,4	14,4
	нефти	т/сут	15,4	9,2	10,8	7,4	0,0	13,3	12,0
Среднегодовой прирост дебита	жидкости	т/сут	31,6	14,4	12,9	7,9	0,6	11,7	20,7
	нефти	т/сут	28,5	9,9	11,2	6,6	0,2	10,6	17,9
Дополнительная добыча за время эффекта	жидкости	тыс.т	1079,8	438,0	97,0	43,3	0,2	3,5	1661,6
	нефти	тыс.т	671,7	212,5	84,9	30,5	0,1	3,1	1002,7
Средняя дополнительная добыча за время эффекта	жидкости	тыс.т/скв.	36,0	36,5	7,5	8,7	0,2	3,5	26,8
	нефти	тыс.т/скв.	22,4	17,7	6,5	6,1	0,1	3,1	16,2

Почти половина операций ГРП на эксплуатационном фонде скважин выполнены в начальный период 1998-2004 гг. – 30 ГРП. Операции ГРП выполнены преимущественно в интервале пласта Ю₁. В среднем пласты в интервале ГРП периода 1998-2004 гг. характеризуются эффективной толщиной 5,9 м, нефтенасыщенной толщиной – 5,7 м, проницаемостью – $30,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² и коэффициентом нефтенасыщенности – 0,66 д.ед. Все операции ГРП в данный период являются первыми (за исключением 1 ГРП), выполнены с невысокой массой проппанта, в среднем составила 7,4 т, и удельной массой проппанта 1,2 т/м. Максимальная концентрация проппанта в среднем составила 923 кг/м³, темп закачки жидкости разрыва – 2,5 м³/мин. До ГРП скважины работали со средним дебитом жидкости 18,7 т/сут, дебитом нефти – 18,6 т/сут и с обводненностью – 0,4 %. В данный период после ГРП получена самая высокая эффективность по жидкости и нефти. После ГРП скважины запущены в работу со средними дебитами жидкости и нефти 34,6 и 34,0 т/сут соответственно, с обводненностью – 2,0 %. Начальный и среднегодовой приросты дебита нефти составил 15,4 и 28,5 т/сут соответственно.

В дальнейшем наблюдается снижение объема операций, что связано с уменьшением количества скважин-кандидатов ввиду снижения пластового давления. В период 2006-2016 гг. на эксплуатационном фонде скважин выполняют только повторные операции (за исключением 1 ГРП) с более высокой, относительно начального периода, общей и удельной массой проппанта. Скважины с ГРП в более поздние временные периоды характеризуются более низкими дебитами жидкости и нефти до ГРП, более высокими накопленными отборами жидкости и нефти на момент ГРП и более высоким водонефтяным фактором в условиях пониженного пластового давления относительно начального. За исключением операции ГРП, выполненной в 2016 г. на скважине, находящейся до ГРП в длительном бездействии и характеризующейся небольшими накопленными отборами жидкости и нефти и текущим пластовым давлением на уровне начального (20,0 МПа). При этом после ГРП в 2006-2016 гг. получена более низкая эффективность по жидкости и нефти.

Так в период 2006-2010 гг. выполнено 12 ГРП. Масса проппанта и удельная масса проппанта увеличены относительно предыдущего периода в 2,9 и 2,6 раза соответственно и составили 21,3 т и 3,1 т/м соответственно. Максимальная концентрация проппанта и темп закачки жидкости разрыва остались на уровне начального периода. До ГРП скважины работали с дебитами жидкости и нефти 4,0 и 2,7 т/сут, с обводненностью – 32,7 %. После ГРП данные показатели составили 19,6 т/сут, 11,9 т/сут и 39,0 % соответственно. Начальный прирост дебита нефти ниже предыдущего периода в 1,7 раза и составил в среднем 9,2 т/сут, среднегодовой прирост дебита нефти – ниже в 2,9 раза и составил 9,9 т/сут.

В 2011-2013 гг. 13 операций ГРП выполнены со средней массой проппанта 26,1 т (или 5,0 т/м), максимальной концентрацией проппанта 1154 кг/м³ и темпом закачки жидкости разрыва – 2,8 м³/мин. До ГРП скважины работали со средними дебитами жидкости и нефти 4,4 и 4,0 т/сут с обводненностью – 9,1 %. После ГРП запущены в работу с дебитами жидкости и нефти 18,1 и 14,9 т/сут соответственно, с обводненностью – 17,9 %. Начальный и среднегодовой приросты дебита нефти составили 10,8 и 11,2 т/сут соответственно, что практически на уровне предыдущего периода.

Пять операций ГРП в 2014 г. выполнены с теми же технологическими параметрами ГРП, что и операции периода 2011-2013 гг. Из них 3 обработки вторые, 2 – третьи. Показатели работы скважин до ГРП в среднем составили: дебиты жидкости и нефти 6,8 и 6,0 т/сут соответственно (т.е. выше в 1,5 раза относительно предыдущего периода), обводненность – 11,5 %. После ГРП данные показатели

составили 17,2 т/сут, 13,5 т/сут и 21,9 % соответственно, т.е. на уровне предыдущего периода. В результате начальный прирост дебита нефти снижен в 1,5 раза и составил в среднем 7,4 т/сут, среднегодовой прирост дебита нефти – снижен в 1,7 раза и составил 6,6 т/сут.

Из динамики дебитов нефти и жидкости по эксплуатационному фонду скважин, приведенных на дату запуска после ГРП, также отмечено, что наибольшие дебиты жидкости и нефти получены после ГРП, выполненных в начальный период 1998-2004 гг. По данной группе скважин в течение 12 месяцев после ГРП наблюдаются высокие темпы снижения дебита нефти (в среднем на 1,5 т/сут/мес.) на фоне роста обводненности (в течение года выросла с 1,6 до 24,8 %). По скважинам с ГРП в 2006-2010 гг., 2011-2013 гг. и 2014 г. наблюдается схожая динамика дебитов жидкости и нефти: темп снижения дебита жидкости – 0,8-0,5 т/сут/мес., темп падения дебита нефти – 0,4-0,3 т/сут/мес. Основное отличие – высокая обводненность до и после ГРП по скважинам с ГРП в период 2006-2010 гг. Для единичных операций ГРП, выполненных в 2015 и 2016 гг., характерно значительное снижение дебита жидкости в течение 1-2 месяцев после ГРП (в среднем на 4,0 и 2,0 т/сут/мес. соответственно), темп снижения дебита нефти составляет в среднем 2,7 и 2,2 т/сут/мес. соответственно. В дальнейшем по операциям 2015 и 2016 гг. темп снижения дебита жидкости составляет в среднем 0,4-0,6 т/сут/мес. соответственно, дебит нефти снижается в среднем на 0,4-0,3 т/сут/мес. соответственно.

Далее будут рассмотрены зависимости показателей эффективности ГРП, выполненных на эксплуатационном фонде скважин в период с 2012 по 2016 гг., от основных геолого-промысловых и технологических параметров.

В результате выявлена тенденция роста дебита жидкости после ГРП с увеличением эффективной толщины пласта в интервале ГРП, тенденция роста дебита нефти с увеличением нефтенасыщенной мощности пласта, а также тенденция роста удельного дебита жидкости после ГРП с увеличением удельной массы проппанта.

Наибольшие дебиты жидкости и нефти после ГРП (24,7 и 19,2 т/сут соответственно) получены по скважинам со средней эффективной толщиной пласта более 5,5 м (рис. 4). Аналогичная картина наблюдается и через 9 месяцев после ГРП, несмотря на более высокие темпы падения дебитов жидкости и нефти по группе скважин с эффективной толщиной пласта более 5,5 м относительно аналогичных показателей по скважинам с меньшей мощностью. Так темпы падения дебитов жидкости и нефти после ГРП в течение 9 месяцев (начиная с максимального значения) по скважинам с эффективной толщиной более 5,5 м составили 1,15 и 0,55 т/сут/мес. соответственно, по скважинам с эффективной толщиной 4-5,5 м – 0,72 и 0,55 т/сут/мес. соответственно, по скважинам с эффективной толщиной менее 4 м – 0,98 и 0,42 т/сут/мес. соответственно.

Рассматривая распределения эффективности ГРП по диапазонам массы проппанта, отметим, что наибольшие дебиты жидкости и нефти после ГРП (19,3 и 16,2 т/сут соответственно) получены при использовании массы проппанта 22,0-25,0 т (рис. 4). В течение 9 месяцев после ГРП (начиная с максимального значения) наиболее выигрышно смотрится эта же группа скважин, характеризующаяся средними (относительно операций ГРП с массой проппанта менее 22,0 т и массой проппанта более 25,0 т) темпами падения дебитов жидкости и нефти – 0,79 и 0,48 т/сут/мес. соответственно.

Наибольшие удельные дебиты жидкости и нефти получены по операциям ГРП с удельной массой проппанта более 6,0 т/м – 4,3 и 3,6 т/сут/м соответственно (рис. 3). При переходе к абсолютным значениям отмечено, что наибольшие начальные дебиты жидкости и нефти получены при использовании удельной массы проппанта 4,5-6,0 т/м. Однако по данным операциям в течение 9 месяцев после ГРП (начиная от максимального значения) получены самые высокие темпы падения дебитов жидкости и нефти – в среднем 1,43 и 1,00 т/сут/мес. соответственно. И уже через 2 месяца дебиты жидкости и нефти по операциям с удельной массой проппанта 4,5-6,0 т/м значительно уступают аналогичным показателям по операциям с удельной массой проппанта менее 4,5 т/м. Таким образом, наиболее эффективны операции ГРП с использованием удельной массы проппанта менее 4,5 т/м, темпы падения дебитов жидкости и нефти по данным операциям в среднем составили 0,84 и 0,58 т/сут/мес. соответственно.

Таким образом, по скважинам эксплуатационного фонда рекомендуемая масса проппанта составляет 22,0–25,0 т при толщине пласта более 5,5 м, удельная масса проппанта при этом составит менее 4,5 т/м.

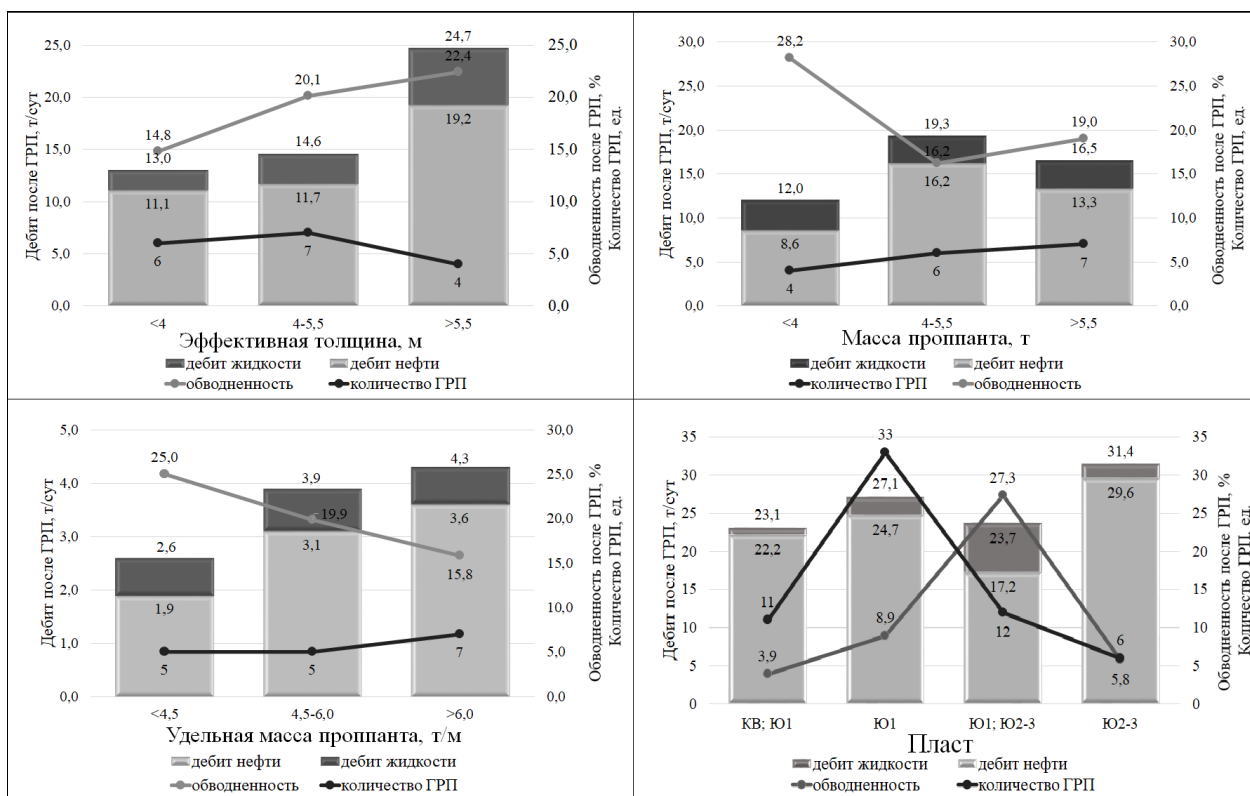


Рис. 3. Распределение дебитов жидкости, нефти и обводненности по диапазонам эффективной толщины пласта, массы пропанта, удельной массы пропанта и пласта. Эксплуатационный фонд. Объект Ю₁+Ю₂₋₃+КВ. Вишневское месторождение

На эксплуатационном фонде скважин более половины операций (53 % или 33 ГРП) выполнено в интервале пласта Ю₁. При совместном воздействии на пласты КВ и Ю₁ выполнено 11 ГРП (18 %), при совместном воздействии на пласты Ю₁ и Ю₂₋₃ – 12 ГРП (19 %), на пласт Ю₂₋₃ выполнено 6 ГРП (10 %).

Основной объем дополнительной добычи нефти получен по пласту Ю₁ – 552,6 тыс.т (или 55 %), за счет ГРП на пласты КВ и Ю₁ получено 231,6 тыс.т (или 23 %), на пласты Ю₁ и Ю₂₋₃ – 148,6 тыс.т (или 15 %), на пласт Ю₂₋₃ – 69,9 тыс.т (или 7 %). Наибольшая эффективность на 1 скважино-операцию получена после ГРП на пласты КВ и Ю₁ – 21,1 тыс.т/скв., по пласту Ю₁ данный показатель составил 16,7 тыс.т/скв., по пластам Ю₁ и Ю₂₋₃ – 12,4 тыс.т/скв., наименьшая эффективность получена по пласту Ю₂₋₃ – 11,7 тыс.т/скв.

Наиболее высокие дебиты жидкости и нефти после ГРП получены после операций ГРП в интервале пласта Ю₂₋₃ – 31,4 и 29,6 т/сут соответственно. Наименьший дебит нефти – 17,2 т/сут и наибольшая обводненность – 27,3 % отмечены после ГРП совместно на пласты Ю₁ и Ю₂₋₃.

Наилучшая динамика дебитов жидкости и нефти после ГРП наблюдается при совместном воздействии на пласты КВ и Ю₁ – в течение 9 месяцев наблюдается рост дебитов жидкости и нефти в среднем на 1,42 и 0,93 т/сут/мес. соответственно. По пласту Ю₁ в течение 9 месяцев после ГРП, так же как и при совместном воздействии на пласты КВ и Ю₁, наблюдается рост дебита жидкости (однако более медленными темпами, в среднем на 0,17 т/сут/мес.), при этом происходит снижение дебита нефти (в среднем на 0,80 т/сут/мес.) на фоне роста обводненности (с 3,1 до 29,4 %). Самые низкие дебиты жидкости и нефти при наиболее высокой обводненности наблюдаются после операций ГРП при совместном воздействии на пласты Ю₁ и Ю₂₋₃. По пласту Ю₂₋₃ получены самые высокие входные дебиты жидкости и нефти, однако они характеризуются самыми большими темпами падения – в среднем составили 1,99 и 0,98 т/сут/мес. соответственно.

Таким образом, наибольшая эффективность после ГРП получена при совместном воздействии на пласты КВ и Ю₁.

Подводя итоги, можно отметить, что ГРП на Вишневском месторождении является эффективным методом по интенсификации углеводородного сырья. По состоянию на 01.01.2017 в работу после ГРП запущены 164 скважины, из них 155 скважин запущены в добычу, 9 скважин – под закачку. Охват фонда скважин методом ГРП составляет 88 %.

По состоянию на 01.01.2017 суммарная дополнительная добыча нефти за счет ГРП на эксплуатационном фонде скважин (62 ГРП) составила 1002,7 тыс.т, что в пересчете на одну скважино-операцию составляет 16,2 тыс.т.

Доля дополнительной добычи нефти за счет операций ГРП на добывающем фонде скважин составляет 37 % от общего объема накопленной добычи по объекту за всю историю эксплуатации, доля за счет ГРП на эксплуатационном фонде скважин составляет 17 %.

На эксплуатационном фонде скважин по операциям ГРП выполненным в 2012-2016 гг. выявлена тенденция роста дебита жидкости после ГРП с увеличением эффективной толщины пласта в интервале ГРП, тенденция роста дебита нефти с увеличением нефтенасыщенной мощности пласта, а также тенденция роста удельного дебита жидкости после ГРП с увеличением удельной массы проппанта.

По скважинам эксплуатационного фонда рекомендуемая масса проппанта составляет 22,0–25,0 т при толщине пласта более 5,5 м, удельная масса проппанта при этом составит менее 4,5 т/м [2].

До проведения ГРП необходимо обеспечить инструментальный замер пластового давления.

В случае снижения текущего пластового давления менее, чем на 30 % от начального рекомендуется:

- повторные операции ГРП выполнять с массой проппанта в 1,5-2 раза больше, чем при первых ГРП, при этом удельная масса проппанта должна составлять не более 4,5 т/м;
- в случае снижения текущего пластового давления менее, чем на 30 % от начального, и при отрицательном скин-эффекте рекомендуется выполнение ОПЗ;
- проводить мероприятия по поддержанию пластового давления (ВПП, проведение ГРП, ввод новых нагнетательных скважин).

В случае снижения текущего пластового давления более, чем на 30 % от начального, рекомендуется поиск оптимальной технологии ГРП, эффективной в условиях пониженного пластового давления. При отсутствии таковой – отказ от ГРП.

Кроме того, рекомендуется до проведения ГРП на каждой скважине обеспечить полный комплекс исследований (ГИС, ПГИ, ВАК).

Для проведения ГРП в ближайшие годы предложено 8 скважин эксплуатационного фонда (табл. 2). Для расчета дополнительной добычи нефти по предлагаемым скважинам использовались фактические темпы падения, полученные из динамики дебитов нефти, приведенных на дату запуска ГРП.

Таблица 2

Программа применения ГРП по Вишневному месторождению на 2017–2025 гг.
на эксплуатационном фонде

№ скв.	Год проведения ГРП	Состояние по фонду	Базовый дебит нефти, т/сут	Эфф. толщина пласта, м	Пласт	Ожидаемый режим				Дополнительная добыча нефти, тыс.т
						Qж., т/сут	Qн., т/сут	обв., %	Прирост дебита нефти, т/сут	
106Р	2017	в работе	2,1	6	Ю ₁	20	6,7	60	4,6	1,5
41Р		в работе	2,9	13,3	Ю ₁ ; Ю ₂₋₃	20	7,6	55	4,7	1,25
1004	2022	в б/д пр.лет	0	6,9	Ю ₁	60	4,5	91	4,5	1,6
65Р		в б/д пр.лет	0	7,8	Ю ₁ ; КВ	10	4,5	47	4,5	1,55
10П		в работе	2,1	5,6	Ю ₂₋₃	11	6,5	30	4,4	0,92
6501	2023	в б/д пр.лет	0	6,5	Ю ₁	15	4,4	65	4,4	1,54
2051		в работе	3,9	9,2	Ю ₁ ; КВ	25	8,4	60	4,5	0,47
2063		в работе	0,7	7,2	Ю ₁	20	5	70	4,3	1,1

Средний прогнозируемый прирост дебита нефти по всем обработкам составит 4,5 т/сут. Средняя дополнительная добыча нефти – 1,24 тыс.т/скв. Суммарная прогнозная дополнительная добыча нефти по 8 рекомендуемым скважинам составит 9,9 тыс.т.

Следует учесть, что возможна корректировка предложенных кандидатов с учетом уточнившихся либо изменившихся условий: базовых технологических показателей, состояния разработки, влияния системы ППД, данных ГИС, полученных эффектов от ГТМ и прочее.

Литература

1. *Корпоративный регламент по контролю за разработкой промыслово-геофизическими, гидродинамическими и специальными методами. М.: ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012.*

2. *Печеркин М., Веремко Н.А., Гузеев В.В., Кузьмин Ю.А. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского нефтегазоносного района: сб. науч. ст., посвященный добыче 200-миллионной тонны нефти на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Урай-Гюмень, 2002.*

3. *Тюкавкина О.В. Влияние типа цементной породы на изменение типа коллекторских свойств после проведения ГРП на Вачимском месторождении // Фундаментальные исследования. Москва, Издательский Дом «Академия Естествознания», 2007. Вып. 8. С. 72-73.*

СИНГЕНЕТИЧНЫЕ И ЭПИГЕНЕТИЧНЫЕ БИТУМОИДЫ В НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ ПЕРМСКОГО СВОДА

Волкова Анастасия Олеговна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь
nastyavolkova34548@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Яковлев Юрий Александрович

Аннотация: для оценки генерационных свойств палеозойских отложений Пермского свода проведена идентификация битумоидов в 268 геохимических пробах из шести нефтегазоносных комплексов. В качестве геохимических параметров для выделения сингенетических и эпигенетических битумоидов использованы содержание органического углерода, процентное содержание хлороформенного битумоида и битумоидный коэффициент. На основе построения диаграмм и расчета статистических характеристик геохимических параметров произведена оценка генерационного потенциала отложений. Наиболее высокие генерационные свойства установлены для визейских терригенных отложений.

Ключевые слова: битумоиды, битумоидный коэффициент, хлороформенный битумоид, органический углерод, Пермский свод, нефтегазоносные комплексы.

SYNGENETIC AND EPIGENETIC BITUMOIDS IN OIL AND GAS COMPLEXES OF THE PERMIAN ARCH

Volkova Anastasia,

*Perm State National Research University,
2nd year Master's Degree Student, Perm,
nastyavolkova34548@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Yakovlev Yuri

Abstract: to assess the generation properties of the Paleozoic deposits of the Permian arch, bitumen was identified in 268 geochemical samples from six oil and gas complexes. The organic carbon content, the percentage of chloroform bitumoid and the bitumoid coefficient were used as geochemical parameters for the isolation of syngenetic and epigenetic bitumoids. Based on the construction of diagrams and calculation of the statistical characteristics of geochemical parameters, the generation potential of sediments was estimated. The highest generation properties have been established for Visean terrigenous deposits.

Keywords: bitumoids, bitumoid coefficient, chloroform bitumoid, organic carbon, Perm arch, oil and gas complexes.

Одной из региональных задач геохимических исследований является оценка генерационного потенциала отложений. Такие оценки проводятся на основе различных методик. В данной работе используется идентификация битумоидов по двум категориям – сингенетические и эпигенетические.

Геохимическим объектом изучения являются палеозойские отложения Пермского свода. Данная структура относится к сквозному типу – она прослеживается от фундамента через весь осадочный чехол. Пермский свод как самостоятельная структура был обозначен на карте тектонического районирования Р.О.Хачатряна в 1973 г [1]: до этого времени структура выделялась в составе единого Пермско-Башкирского свода. Промышленная нефтегазоносность Пермского свода связана со всеми основными нефтегазоносными комплексами (НГК). На нефтяных месторождениях структуры содержится около 22,8% начальных суммарных ресурсов нефти Пермского края [2].

В качестве исходных данных использовано 268 геохимических анализов образцов керн из шести газонефтеносных комплексов (НГК) Пермского свода: вендского терригенного, девонского терригенного, верхнедевонско-турнейского карбонатного, ниже-средневизейского терригенного, верхневизейско-башкирского карбонатного и верейского карбонатно-терригенного. Наиболее изученными являются девонский терригенный и верхнедевонско-турнейский карбонатный комплексы, а наименее изученным – верхневизейско-башкирский карбонатный комплекс. В геохимической базе

данных по Пермскому своду содержится информация по Рассветовской, Рождественской, Сухобизярской, Кольцовской, Зоринской, Луховской, Краснокамской, Кизимовской, Ново-Талицкой, Григорьевской, Шиховской и Нытвенской площадям. Интерпретация геохимических исследований представляет несомненный интерес в связи с относительно высокой плотностью опробования разреза Пермского свода.

В качестве идентификационных показателей рассматриваются содержания органического углерода (Сорг) и битумоидов (Бхл), а также величина битумоидного коэффициента β .

Битумоиды – совокупность органических веществ, извлекаемых из осадочных пород методом экстракции, т.е. обработкой растворителями (хлороформом, бензоло-спиртовой смесью и др.) Представляют собой жидкую, чаще вязкую массу, состоящую из масел, асфальтенов и смол [5].

Хлороформенный битумоид – это компоненты органического вещества, извлекаемые из породы органическим растворителем – хлороформом. Хлороформ экстрагирует более нейтральные, близкие к нефти фракции органического вещества. Значение хлороформенного битумоида, главным образом, необходимо для расчета битумоидного коэффициента.

Битумоидный коэффициент – это отношение хлороформенного битумоида к органическому углероду, умноженное на 100 [6].

Большое геохимическое значение имеет определение сингенетичности (автохтонности) или эпигенетичности (аллохтонности) битумоидов во вмещающих породах. Показателем, определяющим сингенетичность или эпигенетичность битумоида, является битумоидный коэффициент (β , %). Сингенетичные битумоиды генетически связаны с вмещающими породами и керогеном на месте его образования [3]. Эпигенетичные битумоиды – наиболее подвижная, преимущественно углеводородная часть, которая отделилась и переместилась за пределы нефтематеринского пласта в перекрывающие или подстилающие отложения. Если битумоидный коэффициент $\beta \leq 25$ %, то битумоид является автохтонным. Если $\beta \geq 40-50$ %, то это указывает на наличие аллохтонных битумоидов [8]. Кроме того, могут быть выделены также параавтохтонные битумоиды, представляющие собой битуминозные компоненты, перемещенные внутри одной толщи, т.е. утратившие связь с исходным ОВ, но не покинувшие толщи в целом, т.е. это автохтонный битумоид плюс миграционная часть битумоида из смежных отложений. Такие битумоиды характеризуются также повышенной концентрацией масел, и β может быть более 20 % [5].

Результаты анализа исходных данных представлены на диаграммах (Рис.) и в таблице (табл.).

По данным 32 проб из 3 скважин на Кольцовской, Рассветовской и Северокамской площадях, в вендском терригенном комплексе установлены достаточно низкие содержания Сорг в диапазоне 0,04-1,21 %. Средние содержания Сорг для алевролитов составляют 0,29%, для аргиллитов – 0,34%, а для песчаников 0,25%. Значение битумоидного коэффициента β в диапазоне 0,25-14,0 %, среднее значение 3,6 %, что соответствует сингенетичным битумоидам. Следует отметить, что условия поздневендского бассейна были благоприятны для развития органической жизни. К нефтематеринским породам можно отнести верхнюю часть бородулинской свиты, сложенную глинами и алевролитами, общая мощность которых достигает 500 м. В меньшей степени это относится к кудымкарской свите, где наряду с глинистыми породами развиты песчаники и более грубообломочные породы [3].

Девонский терригенный комплекс опробован в 8 скважинах на Зоринской, Кизимской, Кольцовской, Нытвенской, Рождественской и Северокамской площадях. Наибольшее количество образцов представлено алевролитами (13), аргиллитами (15) и известняками (12). По данным 48 проб, содержание Сорг изменяется в диапазоне 0,06-2,16 % при среднем значении 0,38 %: в том числе 0,37% в алевролитах, 0,24% в аргиллитах и 0,57% в известняках. Величина битумоидного коэффициента β соответствует диапазону 0,05-90,38 %; среднее значение 11,5 % (рис.). Таким образом, большинство проб идентифицируются как сингенетичные битумоиды. Эпигенетические битумоиды отмечены в 10% проб и могли быть аккумулярованы либо в результате восходящей миграции из протерозойских отложений, либо нисходящей миграцией из доманиковых источников генерации [6]. Общий генерационный потенциал отложений по исходным данным оценивается как низкий.

В 13 скважинах верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса на Григорьевской, Зоринской, Кольцовской, Ново-Талицкой, Нытвенской, Рассветовской, Северокамской и Шиховской площадях отобрано 65 проб, представленных главным образом известняками. По результатам исследований содержание Сорг установлено в диапазоне 0,01-7,11 %, среднее значение 0,3831 %. Максимальные величины Сорг установлены в образцах алевролитов (среднее 0,79%), а для известняков средняя величина составляет 0,36%. Значение битумоидного коэффициента β в диапазоне 0,4 – 80 %, среднее значение 23,3 %. Величина битумоидного коэффициента β более 25% характерна для 30% образцов опробования, что идентифицируется как эпигенетичный битумоид доманиковой генерации.

70% опробования относится к сингентичным битумоидам (рис.). Эпигенетичные показатели могут быть связаны с активными миграционными процессами на элизионном этапе формирования комплекса [4]. В целом, общий генерационный потенциал отложений по исходным данным оценивается как низкий.

По данным 37 проб из 7 скважин ниже-средневизейского терригенного комплекса на Кизиловской, Кольцовской, Рассветной, Рождественской, Сухобизярской и Шиховской площадях установлены следующие геохимические показатели: содержание Сорг в диапазоне 0,21-72,19 %, среднее значение 8,5 %. Максимальные величины Сорг соответствуют образцам углей и углистых алевролитов. Значение битумоидного коэффициента β установлено в диапазоне 0,03-9,3 %, среднее значение 2,3 % (рис.). Таким образом, по всем пробам битумоиды идентифицируются как сингенетичные, что вполне соответствует геологическим представлениям о возможном нефтегенерационном потенциале визейской терригенной толщи.

Верхневизейско-башкирский карбонатный комплекс опробовался в 6 скважинах на Кольцовской, Ново-Талицкой, Нытвенской, Рассветовской и Сухобизярской площадях. Образцы представлены главным образом известняками. По данным исследований 25 проб содержание Сорг в диапазоне 0,005 – 2,08 %, среднее значение 0,18 %. В единственном образце аргиллитов Сорг составляет 0,31%. Значение битумоидного коэффициента β в диапазоне 0,12-20 %, среднее значение 5,4 %, что формально соответствует сингенетичным битумоидам (рис). Вместе с тем, это противоречит геологическим представлениям о возможности генерации в верхневизейских и башкирских карбонатных отложениях [4]. Объективно, такое несоответствие может быть отнесено к несовершенству методов геохимических исследований.

Верейский карбонатно-терригенный комплекс опробовался на Кольцовской, Нытвенской, Рассветовской, Рождественской и Сухобизярской площадях в 6 скважинах. Образцы представлены в основном известняками и аргиллитами. По данным исследования 43 проб содержание Сорг изменяется в диапазоне 0,005-1,22 %, среднее значение 0,30 %: для аргиллитов оно составляет 0,36%, а для известняков 0,23%. Значение битумоидного коэффициента β в диапазоне 0,1-20 %, среднее значение 5,25 %, что соответствует сингенетичным битумоидам [7]. Общий генерационный потенциал отложений по исходным данным оценивается как низкий (рис). Следует отметить, что отложения верейского карбонатно-терригенного комплекса по своим литолого-фациальным и геохимическим характеристикам в большей степени удовлетворяют представлениям о нефтематеринских породах [3] и, видимо, в дальнейшем потребуют дополнительных специальных исследований.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы.

1. Параметры битумоидов верейского, ниже-средневизейского, верхнедевонско-турнейского, девонского и вендского нефтегазоносных комплексов Пермского свода соответствуют сингенетичным условиям образования. Лучшими нефтегенерационными показателями обладают ниже-средневизейские терригенные отложения. В целом же, суммарный генерационный потенциал разреза Пермского свода несравнимо мал по сравнению с генерацией углеводородов доманиковой нефтяной системы.

2. Относительно небольшое присутствие эпигенетических битумоидов в девонском терригенном и верхнедевонско-турнейском комплексах соответствует геологическим представлениям о возможной миграции углеводородов в эти отложения из смежных источников генерации.

3. Для верхневизейско-башкирского карбонатного комплекса идентификация «сингенетичных» битумоидов не может быть принята по геологическим показателям отсутствия нефтематеринских пород [3]. Полученные результаты опробования по данному комплексу, а также методические вопросы геохимических исследований при наличии таких противоречий требуют дальнейшего изучения.

Таблица 1

Статистические характеристики геохимических параметров

Комплекс	Геохимические параметры	min	max	Среднее значение	Среднеквадратическое отклонение
Вендский терригенный НГК	Сорг, %	0,04	1,21	0,32	0,27
	Бхл, %	0,0002	0,08	0,02	0,03
	β , %	0,25	14,04	3,62	3,64
Девонский терригенный НГК	Сорг, %	0,06	2,16	0,38	0,41
	Бхл, %	0,00015	0,63	0,04	0,10
	β , %	0,05	90,38	11,54	19,06

Комплекс	Геохимические параметры	min	max	Среднее значение	Среднеквадратическое отклонение
Верхнедевонско-турнейский карбонатный НКГ	Сорг, %	0,01	7,11	0,38	0,88
	Бхл, %	0,0002	0,313	0,06	0,07
	β , %	0,4	80	23,34	20,12
Нижне-средневизейский терригенный НКГ	Сорг, %	0,21	72,19	8,47	18,25
	Бхл, %	0,0012	0,313	0,04	0,07
	β , %	0,03	9,3	2,30	2,43
Верхневизейско-башкирский карбонатный НКГ	Сорг, %	0,005	2,08	0,18	0,40
	Бхл, %	0,0001	0,04	0,01	0,011
	β , %	0,12	20	5,35	5,66
Верейский карбонатно-терригенный НКГ	Сорг, %	0,005	1,22	0,30	0,2712
	Бхл, %	0,00015	0,08	0,01	0,02
	β , %	0,1	20	5,25	5,53

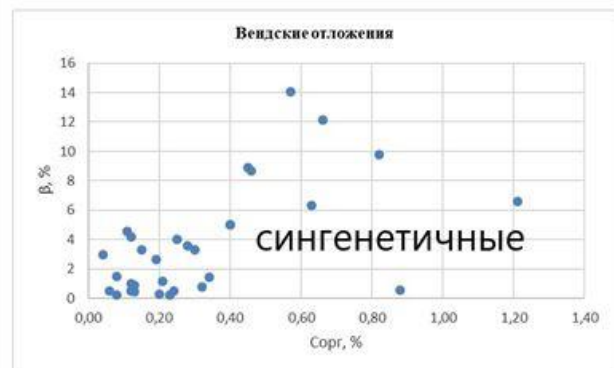
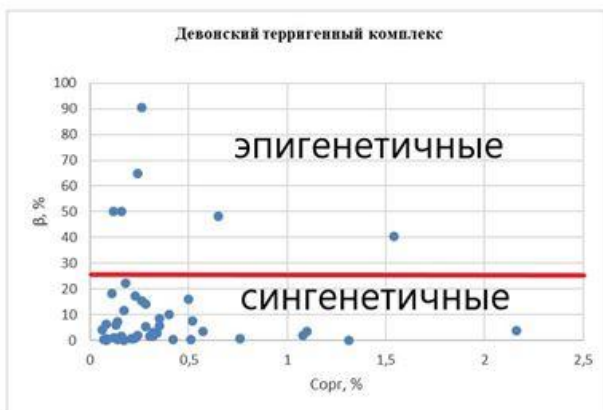
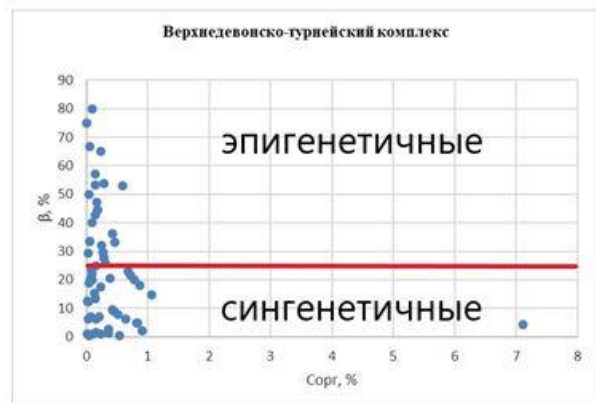
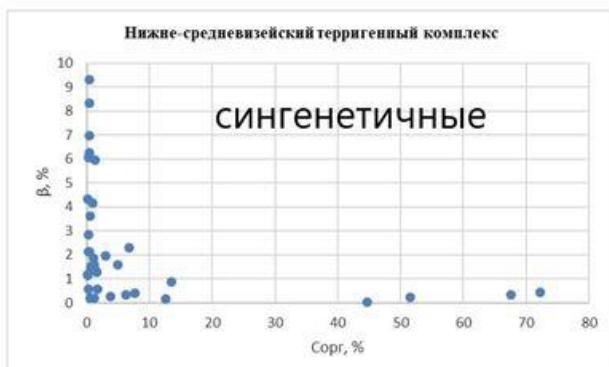
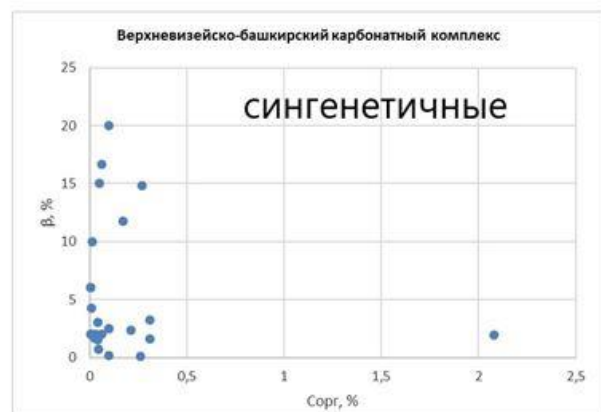
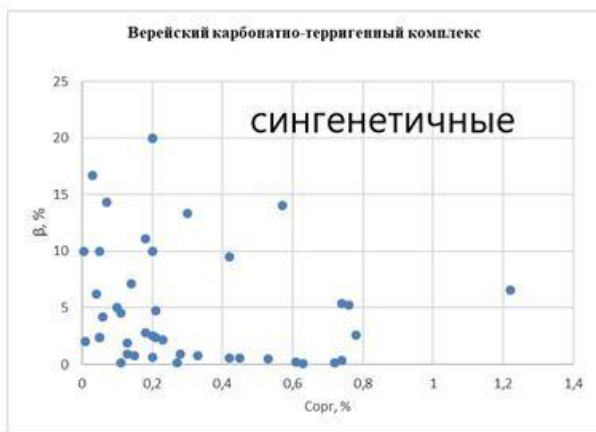


Рис. Зависимость битумоидного коэффициента β от содержания органического углерода Сорг в нефтегазоносных комплексах

Литература

1. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. – М. – 1979. -171 с.
2. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.:ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010, 335с
3. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. Пермь, Пермск. книжн. изд-во, 1971. – 287 с.
4. Шершенев К. С. О связях между тектоническим развитием, временем формирования и размещения нефтегазовых месторождений в Пермском Прикамье. – «Труды ВНИГНИ Камский филиал», 1966, вып. 57, с. 60-65.
5. Фрик М.Г., Васянина Д.И., Карасева Т.В. и др. Особенности изотопного состава углерода органического вещества и битумоидов пород на больших глубинах// Геохимия. – 2010. – №3. – С.240-251.
6. Карасева Т.В., Кожевникова Е.Е.. Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс южных районов Пермского края. Новые представления о геологическом строении и формировании нефтегазоносности. –Пермь : Изд-во Пермск.гос.нац. исслед. ун-та, 2019, -144 с.
7. Битумоиды [Электронный ресурс] // 2023 АО «ЭКСПОЦЕНТР». URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/147373-bitumoidy/> (Дата обращения: 24.02.23)
8. Битумоиды и кероген – важнейшие компоненты органического вещества [Электронный ресурс] // Техническая библиотека Neftegas.RU. URL: <https://spb-sovtrans.ru/geologiya-i-geohimiya-nefti/488-bitumoidy-i-kerogen-vazhneyshie-komponenty-organicheskogo-veschestva.html> (Дата обращения 26.02.23)

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ ЮГАНСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Зайнудинов Дмитрий Фархадович

*Тюменский индустриальный университет,
студент 2 курса, г. Тюмень
e-mail: forvkno@gmail.com*

Лось Яна Валерьевна

*Тюменский индустриальный университет,
студент 2 курса, г. Тюмень
e-mail: losyana42@gmail.com*

Григорян Вардан Камоевич

*студент 2 курса, г. Тюмень
e-mail: vard20820@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., заведующий лабораторией, Смирнов Павел Витальевич

Аннотация: в ходе работы произведено расчленение баженовской свиты на территории Юганской мегавпадины на пачки. По данным геофизики и исследования керна были выявлены особенности литологического состава свиты. По результатам сравнения полученных характеристик с обобщенным разрезом сделаны выводы относительно возможности применения методики на новых территориях, а также о наличии пределах исследуемого объекта участков с предположительно высоким содержанием органического вещества

Ключевые слова: Баженовская свита, литотипизация, литология, сводный разрез, литологический состав, пачки

LITHOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE BAZHENOVFORMATION WITHIN YUGANSK MEGASLUMP

Dmitriy Zainudinov,

*Industrial University of Tyumen,
2nd year Student, Tyumen,
e-mail: forvkno@gmail.com*

Yana Los

*Industrial University of Tyumen,
2nd year Student, Tyumen,
e-mail: losyana42@gmail.com*

Vardan Grigorian

*Industrial University of Tyumen,
2nd year Student, Tyumen,
e-mail: vard20820@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, head of laboratory, Pavel Smirnov

Abstract: In the course of the work, the Bazhenov formation in the territory of the Yugansk megaslump was divided into members. Based on geophysics and core studies, features of the lithologic composition of the formation were identified. Based on the results of comparison of the obtained characteristics with the generalized section, conclusions were made on the possibility of applying the technique to new territories, as well as about the presence of areas with presumably high content of organic matter within the studied territory

Keywords: Bazhenovformation, lithology typing, lithology, generalized section, lithological composition, members

Баженовская свита (J₃-K_{1bg}) – нефтематеринская толща, распространённая на площади более 1 млн км², представлена средней толщиной 30 м и локализована в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Ресурсный потенциал свиты по различным оценкам варьируется в диапазоне от 100 до 177 млрд тонн геологических и от 3,1 до 10 млрд тонн извлекаемых запа-

сов [2], с чем связаны перспективы разработки месторождений углеводородов в регионе. Запасы баженовской свиты (БС) отнесены к категории трудноизвлекаемых, что вводит в отношении разработки её отложений налоговые преференции и создает экономические стимулы по активному освоению свиты, однако разработка свиты в данный момент не является рентабельной ввиду отсутствия соответствующих методов и технологий. Таким образом, БС является одним из немногих резервуаров, являющихся перспективными для будущей добычи.

В пределах баженовской свиты отмечены вертикальная и латеральная изменчивость горных пород. Литологическая неоднородность связана с изменениями в свите содержания глинистого, карбонатного и кремнистого: наблюдаются прерывистые слои кремнистых или карбонатных пород с повышенными показателями ФЕС в пелитовых отложениях [1]. В результате при разработке месторождений существуют проблемы с пониманием строения свиты и с выделением стратиграфических единиц, что приводит к погрешностям в детальной корреляции. Тем не менее, абсолютная типизация разреза баженовской свиты невозможна из-за большой площади отложений и приуроченности территорий распространения литологических типов к тектоническим и фаціальным областям. Применение методик на близлежащих территориях позволяет оценить возможность использования аппроксимированных данных на мало или неизученных районах работ, что увеличивает точность определения ресурсного потенциала месторождений.

Целью данной исследовательской работы является изучение литолого-минералогического состава отложений баженовской свиты в пределах Юганской мегавпадины (рис. 1) и расчленение отложений свиты с использованием методических подходов Панченко В. И. (2016).

Со времени выделения баженовской свиты в 1959 г. Ф.Г. Гурари, ученые исследовали геологический объект, рассматривая особенности минерального состава отложений, структурно-текстурных параметров, нефтегазового потенциала. Одной из наиболее полных работ по расчленению баженовского горизонта в центральной части на пачки проведена Панченко В. И. и коллективом ученых [7]. Исследование основывалось на литологических, геохимических и палеонтологических данных, сопоставленных с материалами, ГИС и включала территории Красноленинской, Фроловской, Салымской, Сургутской и Нижневартовской тектонических структур. Впервые в научных изданиях строение и оценка нефтеносного потенциала Юганской мегавпадины – близкой территории к району изучения Панченко В. И. и др. (2016) – упоминается в статье Киселева В.П. и др. [3]. Исследования литологических, тектонических и сейсмостратиграфических характеристик Юганской мегавпадины проводились Контровичем Д. В. [4] и Обуховым П. В. [6]. Наиболее подробная схема корреляции отложений приведена в работе Курбановой В. А. [5], однако расчленение баженовской свиты на толщи и пачки в рамках исследований не производилась.



Рис. 1. Территория изучения баженовской свиты Панченко И. В. и коллективом (2016) и исследуемый участок в данной статье (Юганская мегавпадина)

Участок расположен в пределах в Обь-Юганского междуречья, в тектоническом отношении приурочен к Юганской мегавпадине.

Основой для расчленения свиты на пакки стали литолого-минералогические исследования скважины 105П. Геофизические исследования скважины включают усеченный комплекс ГИС, только ГК и ИК. Посредством сопоставления кривой ГК проведена корреляция со скважиной 101П (рисунок 2). Хорошая сходимость кривых ГК позволила экстраполировать результаты расчленения на пакки на соседние скважины.

Результаты

В рамках исследования выделены и описаны пакки баженовской свиты (рис. 2, табл.).

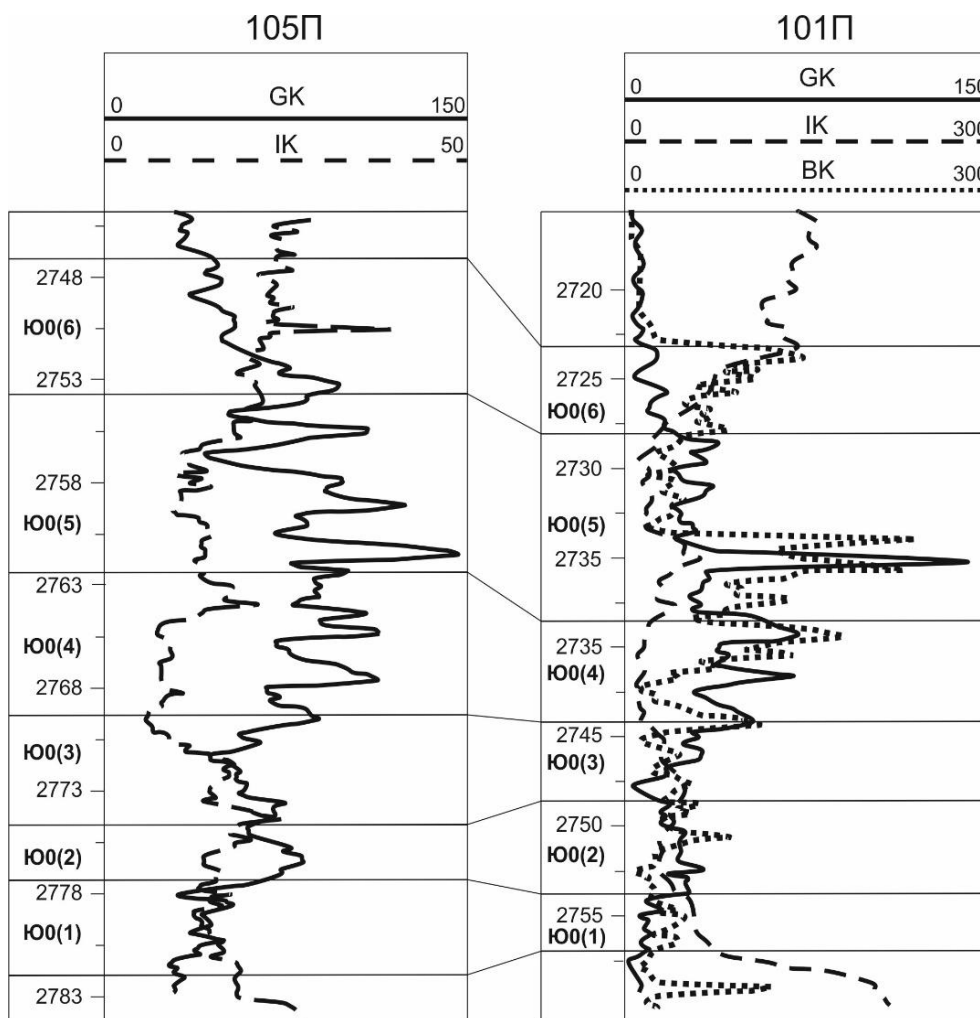


Рис. 2. Данные ГИС по скважине 101П

Таблица

Литологическая и геофизическая характеристика пакчек

Пачка	Литологическая характеристика по керну скважины 105П	Характеристика ГИС по скважине 101П
1	Алевритовые аргиллиты темно-серого цвета с микрослоистой текстурой. Наблюдаются прослои кремнисто-карбонатной породы с онихитами, редко с неоднородной пиритизацией. Излом полураковистый и неровный.	Значения кривой ИК характеризуются понижением по сравнению с подстилающими отложениями (от 115 до 60 мСм/м). В исследуемом интервале отмечено постоянное значение с понижением до 30 мСм/м к верхней границе пакки. Наблюдается рост значений ГК с 20 до 35 мкр/ч. Значения БК в пределах 10-15 Ом*м.

Пачка	Литологическая характеристика по керну скважины 105П	Характеристика ГИС по скважине 101Р
2	Карбонатно-кремнистые породы темно-серого цвета с массивной текстурой. Порода содержит включения онихитов. Участками наблюдается пиритизация.	Значения ИК в рассматриваемом интервале лежат в пределах 30-40 мСм/м. Наблюдается увеличение до 55 мСм/м у верхней границы пачки. Значения естественной радиоактивности колеблются в районе 30 мкр/ч. БК в пределах пачки имеет значения в районе 20-30 Ом*м с пиком до 80 Ом*м вблизи подошвы пачки.
3	Кремнисто-глинистые породы темно-коричневого цвета. Текстура микрослоистая, с пиритизацией. Встречаются онихиты, и ихтиодетрит. Присутствуют наклонные и субвертикальные открытые трещины.	Наблюдается снижение значений ИК до 30 мСм/м. Виден рост уровня естественной радиации до 60 мкр/ч. Значения БК колеблются в диапазоне от 20 до 40 Ом*м
4	Кремнисто-глинистые породы темно-коричневого цвета. Имеют субгоризонтальную и линзовидную слоистость. Включают прослои кремнистых пород, с вкраплениями и стяжениями пирита, с онихитами, с частично открытыми трещинами.	Уменьшение значения ИК до 15 мСм/м у нижней границы до середины рассматриваемого интервала, затем увеличение до 25 мСм/м к кровле пачки. Значения ГК колеблются с большой амплитудой от 40 до 70 мкр/ч. БК резко возрастает до 150 Ом*м.
5	Кремнисто-глинистые породы темно-коричневого цвета с микрослоистой текстурой (местами линзовидной). Присутствуют вкрапления и стяжения пирита. Нижняя часть слоя полосчато-сидеритизированная, с конкрециями кремнисто-карбонатных пород, со скоплениями раковин и онихитов.	Значения ИК плавно увеличиваются до трети пачки до 60 мСм/м, затем уменьшаются до 25 мСм/м. Значения кривой гамма-каротажа лежат в районе 40 мкр/ч, однако наблюдается скачок до 130 мкр/ч на абсолютной глубине 2735 м. Значения БК уменьшаются до 60 Ом*м с пиком до 120 Ом*м у кровли пачки. Наблюдается пиковое понижение БК до 30 Ом*м на уровне максимальных значений ГК.
6	Кремнисто-глинистые породы. Цвет варьируется от темно-серого до темно-коричневого. Текстура микрослоистая, в нижней части интервала с прослоями кремнисто-карбонатно-глинистых пород, с пиритизацией. Присутствуют конкреции кремнисто-карбонатных пород, с онихитами.	Кривая ИК характеризуется плавным увеличением значений до 140 мСм/м. Рассматриваемый интервал характеризуется понижением уровня естественной радиации до 25 мкр/ч. Значения БК минимальны (10 Ом*м).

В пачке 5 баженовской свиты Юганской мегавпадины скачкообразное высокоамплитудное изменение значений гамма-каротаж сочетается с понижением значений БК, что это наблюдение подтверждается данными Панченко и др. (2016), которые интерпретировали это как высокое содержание органического вещества в интервале [7]. Таким образом, в Юганской мегавпадине высокое содержание углеводородов соответствует пачке 5.

При сопоставлении литологических особенностей пачек в пределах территории исследования (Юганской мегавпадины) с данными материалов Панченко И. В. по обобщенному разрезу территорий Красноленинского свода, Фроловской мегавпадины, Салымского мегавала, Сургутского и Нижневартовского сводов выявлены следующие изменения состава: (1) разрез пачки 1 становится в значительной степени окремнённым, содержание глинистой составляющей смещается к минимуму и исчезают прослои карбонатных пород; (2) состав 3 пачки становится сильно окремнённым; (3) отмечается карбонатизация 6 пачки баженовской свиты.

Выводы

В результате исследования выполнено расчленение баженовской свиты в пределах Юганской мегавпадины на 6 пачек. По данным исследования и описания керна, а также материалам ГИС выявлены сходства и различия в характеристике литологического состава и геофизических данных между отложениями баженовской свиты в пределах Юганской впадины обобщенным разрезом, представляющим такие тектонические структуры, как Красноленинская, Фроловская, Салымская, Сургутская и Нижневартовская. Различия характеризуются увеличением степени карбонатизированности пород

пачек 1 и 6, более высоким содержанием кремния в породах на территории Юганской мегавпадины (пачка 3).

В ходе работы было произведено расчленение баженовской свиты на территории Юганской мегавпадины на пачки. По данным геофизики и исследования керна были выявлены особенности литологического состава свиты. По результатам сравнения полученных характеристик с обобщенным разрезом были сделаны выводы относительно возможности применения методики на новых территориях, а также о наличии пределах исследуемого объекта участков с предположительно высоким содержанием органического вещества

Кремнистые породы в баженовской свите представлены раковинами радиолярий. Таким образом, высокое содержание данных пород и видовую разницу найденных в керне фоссилий можно объяснить латеральной неоднородностью условий на близком расстоянии в пределах одного древнего бассейна.

Максимальные значения кривых ГК наряду с понижениями БК в разрезе свиты свидетельствуют о содержании значительных объемов органического вещества. Отмечено различие в проявлении уровня пиков ГК и БК (Юганская – 4 пачка, тектонические структуры у Панченко В. И. – 5), что свидетельствует о содержании значительных объемов ОВ в разных пачках на близких территориях. Несоответствие уровней пиковых значений на территории Юганской мегавпадины и в районе исследований Панченко, по предположению авторов, связано с вторичными преобразованиями горных пород. Гипотеза также подтверждается отличиями в расположении карбонатных прослоев.

Территория Юганской мегавпадины не была включена в исследование Панченко И. В. и др. (2016), но каротажные характеристики соотносятся с работой коллектива ученых. По характеристикам разреза баженовской свиты отложения изучаемой тектонической структуры можно отнести к Салымской группе месторождений, что позволяет упростить прогноз параметров, необходимые при разработке месторождений.

Литература

1. Гилязов И.И. // Литотипизация разреза с целью уточнения нефтенасыщенной толщины при подсчете запасов баженовской свиты // *Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения том 7 (12)*. Уфа, 2018
2. Гутман И.С. // Методические приемы уточнения пиролитических параметров для оценки запасов нефти в баженовской свите Западной Сибири. // *«Нефтяное хозяйство» г. Санкт-Петербург 2017*. С. 80-85
3. Киселев В.П., Казаненков В.А., Павлова М.А. // *Строение и нефтегазоносность пограничных отложений юры и мела юганского приобья по геофизическим данным* // *«Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений» 2007г – №6 – С. 47-56*.
4. Конторович Д.В. // *Сейсмостратиграфическая характеристика, история тектонического развития и нефтегазоносность северо-западной части каймыкского нефтегазоносного района* // *«Геология и геофизика» 2011г – Т.52, №10 – С. 1612-1625*.
5. Курбанова В.А., Рыжкова С.В. // *Строение разрезов баженовской свиты юганской мегавпадины оценка ресурсов углеводородов* // *Нефть и газ Западной Сибири. Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. – ТюмГНГУ -. 2015. – С. 81-84*.
6. Обухов П.В., Фомин М.А. // *Геологическое строение баженовской свиты в объ-юганском междуречье* // *Трофимуковские чтения. Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. – 2019. С. 300-303*.
7. Панченко И.В., Немова В.Д. и др. // *Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения керна и ГИС* // *«Геология нефти и газа» 2016 г.*

ПИРОЛИТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Зиганшин Дмитрий Андреевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь
ericgor69@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Алексеева Ольга Леонидовна

Аннотация: объектом изучения в данной работе являются осадочные нижнекембрийские породы усольской свиты осинской подсвиты южной части Сибирской платформы. В работе представлены результаты аналитических исследований кернового материала. На его основе рассмотрены литологические, геофизические и петрофизические свойства исследуемых образцов. С помощью пиролитического метода Rock-Eval были выделены интервалы пород с высоким и низким углеводородно-генерационным потенциалом, определен тип керогена и степень его зрелости.

Ключевые слова: осинский горизонт, нижний кембрий, Восточная Сибирь, органическое вещество, пиролитические показатели, углеводородно-генерационный потенциал, Rock-Eval.

PYROLYTIC CHARACTERISTICS OF ORGANIC MATTER OF ROCKS OF THE OSINSKY HORIZON IN THE SOUTH OF THE SIBERIAN PLATFORM

Ziganshin Dmitry,

*Perm State National Research University, 2nd year Master's Degree Student, Perm,
ericgor69@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Alekseeva Olga

Abstract: the object of study in this work is the sedimentary Lower Cambrian rocks of the Usolskaya Formation of the Osinskaya Subformation of the southern part of the Siberian Platform. The paper presents the results of analytical studies of core material. On its basis, lithological, geophysical and petrophysical properties of the studied samples were considered. Using the Rock-Eval pyrolytic method, intervals of rocks with high and low hydrocarbon generation potential were identified, the type of kerogen and its degree of maturity were determined.

Keywords: Osinsky horizon, Lower Cambrian, Eastern Siberia, organic matter, pyrolytic indicators, hydrocarbon generation potential, Rock-Eval.

В последние годы на территории нашей страны наблюдается истощение действующих месторождений углеводородов (УВ). По этой причине появляется необходимость поиска и разведки новых перспективных залежей нефти и газа в областях Восточной Сибири с более суровыми климатическими условиями. В настоящее время на юге Сибирской платформы перспективной территорией является осинская подсвита (горизонт) усольской свиты нижнего кембрия $C_{1us2}(os)$. Осинский горизонт представлен толщей соленосно-карбонатных пород согласно залегающих на соленосных отложениях нижеусольской подсвиты C_{1us1} [1].

Целью работы является исследование кернового материала, извлеченного при бурении скважины на исследуемой территории (рис.1), определение на его основе геофизических свойств пород и пиролитических характеристик органического вещества (ОВ). По геохимическим показателям, определяемым в ходе анализа «Rock-Eval», возможно произвести оценку генерационного потенциала пород, определить тип и зрелость керогена. Для этого были использованы показатели, отображающие содержание в породе битумоида – S_1 ; нефтяной потенциал керогена, сохранившийся к моменту анализа образца – S_2 ; количество выделенного углекислого газа при пиролизе – S_3 ; общее содержание органического углерода в породе – ТОС; генерационный потенциал породы – S_1+S_2 . Также были использованы водородный (HI) и кислородный (OI) индексы, позволяющие определить тип керогена.

НІ характеризується отношением: $S_2/TOC \cdot 100$, ОІ виражається в виде: $S_3/TOC \cdot 100$. Для характеристики степені еволюції ОВ були використані індекс продуктивності – РІ, виражений отношением $S_1/(S_1+S_2)$ і показател, характеризуючий температуру максимальної генерації углеводородов – T_{max} [2].

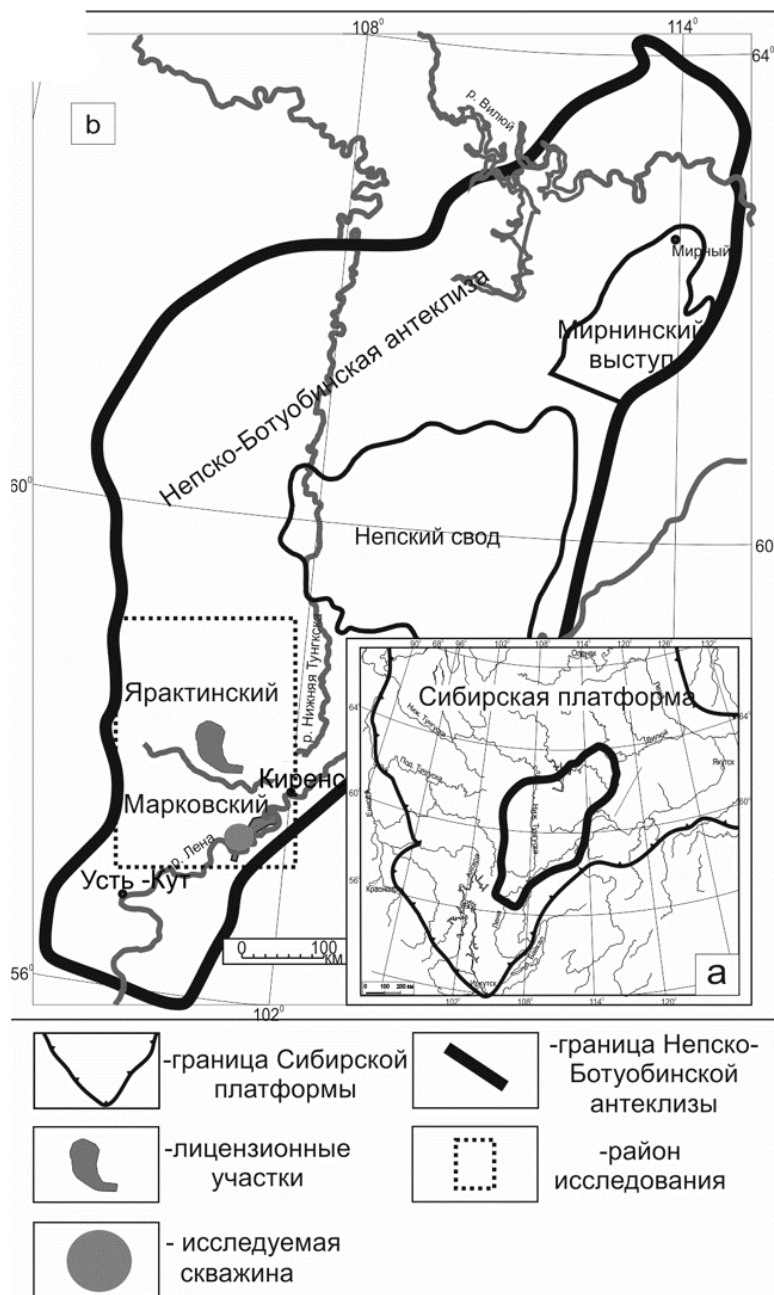


Рис.1. Район исследований (а) и местоположение исследуемой скважины (б) на фрагменте тектонической схемы Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы [4]

Пиролитические исследования ОВ проводились для образцов, отобранных из отложений центральной части осинского горизонта, представленных преимущественно органогенными доломитами и известняками мощностью 63,3 м (глубина залегания 2680,5 – 2743,8 м). Для исследования было отобрано 15 образцов. По литологическим, геофизическим параметрам пород и геохимическим параметрам ОВ можно выделить 4 интервала (рис.2).

В верхней части разреза, представленной трещиноватыми известняками и доломитами выделяется интервал мощностью 2,05 метра. Содержание органического углерода в отложениях достигает 3,4%. Породы характеризуются значениями пиролитических показателей: S_1 – до 18,6 мг УВ/г породы, S_2 – до 9,1 мг УВ/г породы, S_3 – до 1,2 мг CO_2 /г породы; повышенным содержанием тория (THOR), урана (URAN) и радиоактивного калия (POTA); высокими значениями на кривой гамма-

каротажа (ГК) и низкими значениями на кривой нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т); высокими пористостью и проницаемостью ($K_{пр}$ достигает 28%, $K_{п} > 1 \text{ мкм}^2$), что позволяет отметить высокие коллекторские свойства пород. Значения НІ достигают 268 мг УВ/ г ТОС, ОІ = 40 мг CO_2 / г ТОС, РІ = 0,64 отн.ед.

Ниже по разрезу выделяется интервал мощностью 13,7 м, представленный отложениями известняков и доломитов биогермных с реликтовой цианобактериальной структурой. Породы характеризуются значениями S_1 – 11,31 мг УВ/г породы, S_2 – до 8,18 мг УВ/г породы, S_3 – до 0,93 мг CO_2 /г породы; повышенными значениями тория и пониженными значениями урана и радиоактивного калия; низкими значениями на кривой ГК и высокими на кривой ННК-Т; низкими значениями пористости и проницаемости ($K_{пр}$ достигает 5%, $K_{п} < 0,01 \text{ мкм}^2$), что свидетельствует о низких коллекторских свойствах пород. ТОС достигает 3,06%; $T_{max}=464 \text{ }^\circ\text{C}$; НІ = 267 мг УВ/ г ТОС, ОІ = 30 мг CO_2 / г ТОС, значения РІ варьируют от 0,48 до 0,54 отн.ед.

Далее выделяется интервал мощностью 4,46 м, представленный органогенными ренальцисово-эпифитоновыми доломитами и известняками; наблюдается пропласток каменной соли мощностью 0,1 м. Породы характеризуются значениями S_1 – до 17,4 мг УВ/г породы, S_2 – до 7,6 мг УВ/г породы, S_3 – до 0,96 мг CO_2 /г породы; повышенным содержанием тория, низкими значениями урана и радиоактивного калия; средними значениями на кривой ГК и высокими значениями на кривой ННК-Т; высокими пористостью и проницаемостью ($K_{пр}$ достигает 20%, $K_{п} > 1 \text{ мкм}^2$), что позволяет классифицировать породы как очень хорошо проницаемые коллекторы. Значения ТОС достигают 2,6%, $T_{max} = 460 \text{ }^\circ\text{C}$. Значения НІ достигают 293 мг УВ/ г ТОС, ОІ = 65 мг CO_2 / г ТОС, РІ = 0,64 отн.ед.

В нижнем интервале мощностью 38,2 м залегают доломиты и доломитистые известняки. Породы характеризуются значениями S_1 – до 5,3 мг УВ/г породы, S_2 – до 5,3 мг УВ/г породы, S_3 – до 1,01 мг CO_2 /г породы; повышенным содержанием тория, низкими значениями урана и радиоактивного калия; низкими значениями на кривой ГК и высокими значениями на кривой ННК-Т; низкими пористостью и проницаемостью ($K_{пр}$ достигает 3%, $K_{п} < 0,01 \text{ мкм}^2$), что позволяет охарактеризовать отложения как породы с низкими коллекторскими свойствами. Значения ТОС достигают 2,6% в верхней части интервала и 0,4% в нижней; $T_{max} = 453 \text{ }^\circ\text{C}$. Значения НІ достигают 202 мг УВ/ г ТОС в верхней части, 13 мг УВ/ г ТОС – в нижней; ОІ = 26 мг CO_2 / г ТОС в верхней части и 240 мг CO_2 / г ТОС в нижней; значения РІ варьируют от 0,37 до 0,6 отн.ед.

Органическое вещество исследуемых пород имеет морское происхождение (II тип керогена, значения НІ до 293 мг УВ/ г ТОС, ОІ – 19 мг CO_2 / г ТОС и выше). Значения РІ и T_{max} характеризуют зрелое (на поздней стадии зрелости) ОВ пород. Таким образом, ОВ рассматриваемых пород прошло главную зону нефтеобразования и находится на границе образования легких нефтей и жирных газов (зона позднего мезокатагенеза), что соответствует степени катагенеза МК₄-МК₅. Отложения усольской свиты осинской подсвиты в верхней части рассматриваемого участка разреза можно отнести к нефтегазоматеринским породам с высоким генерационным потенциалом (значения S_1+S_2 достигают 25 мг/г, ТОС принимает значения до 3,4%). Нижняя часть (четвертый выделенный интервал) характеризуется низкими значениям ТОС (до 0,39%) и S_1+S_2 (до 0,3 мг/г). Согласно классификации нефтегазоматеринских пород (Б. Тиссо, Д. Вельте, 1981; К.Е. Peters, 1986) данные отложения нефтегазоматеринскими не являются, либо имеют небольшой газовый генерационный потенциал [3,5,6].

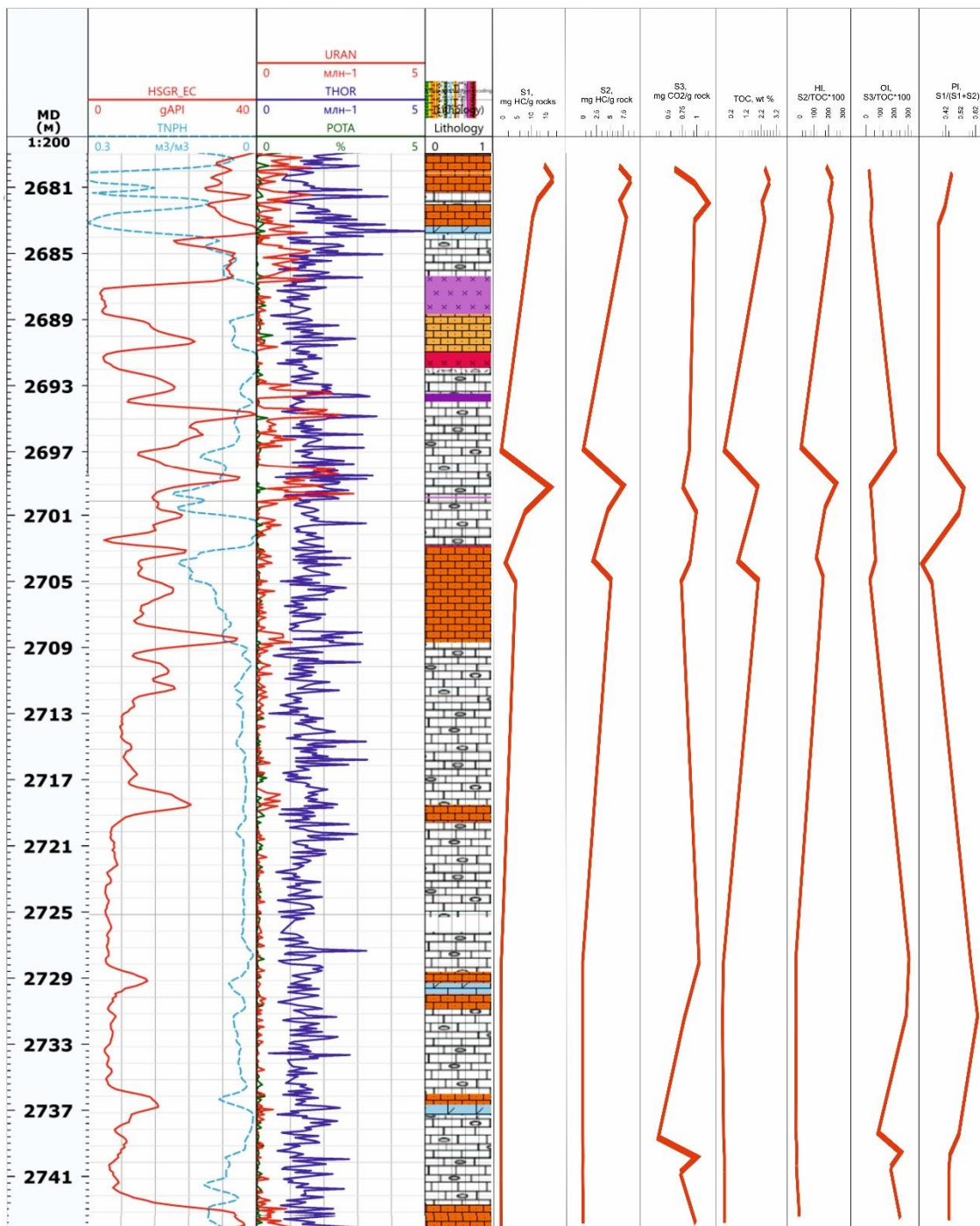


Рис.2. Геолого-геофизический планшет по скважине изучаемой территории:
 HSGR_EC – кривая ГК; TNPН – кривая ННК-Т; URAN – массовые содержания урана;
 THOR – массовые содержания тория; POTA – массовые содержания калия.

Результаты исследования керна позволяют сделать вывод, что породы центральной части осинского горизонта в пределах первых трех выделенных интервалах наиболее обогащены органическим веществом (TOC до 3,4%) на стадии поздней зрелости, что соответствует зоне позднего мезокатагенеза МК₄-МК₅. С учетом пиролитических показателей данные отложения можно отнести к породам с высоким нефтегазоматеринским потенциалом. Породы в пределах нижнего выделенного интервала характеризуются отсутствием нефтегазогенерационного потенциала. Для дальнейшего изучения осинских пород необходимо провести пиролитический анализ отложений верхней части подсвиты. Кроме этого, для подтверждения нефтегазоперспективности района должны проводиться такие исследования, как люминесцентно-битуминологический анализ и оценка фильтрационно-емкостных свойств потенциальных пород-коллекторов.

Литература

1. *Конторович А.Э., Конторович В.А., Коровников И.В., Сараев С.В., Сенников, Н.В., Филиппов Ю.Ф., Варламов А.И. и др. Разрез кембрия в восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (по результатам бурения параметрической скважины Восток 4) // Геология и геофизика. 2012. – Т.53. – №10. С. 1273-1284.*
2. *Ле Т., Бондарев А.В., Бондарева Л.И., Монакова А.С., Баршин А.В. Применение алгоритмов машинного обучения в прогнозе результата пиролитического анализа. Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020;63(6). С. 8-19.*
3. *Осипов А.В., Нефедова А.С., Серикова У.С. Геология и геохимия нефти и газа: Учебно-методическое пособие / Под ред. В.И. Ермолкина. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – 67 с.*
4. *Плюснин А.В., Гёкче М.И. Факторы формирования и разрушения залежей углеводородов подсолового карбонатного комплекса на юге Непско-Ботуобинской антеклизы // Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2022. Материалы LIII Тектонического совещания. Т. 2. М.: ГЕОС, 2022. С. 92-96.*
5. *Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти: пер. с англ. – М.: Мир, 1981. – 501 с.*
6. *Kenneth E. Peters. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1986, V. 7, pp. 318-329.*

ХАРАКТЕРИСТИКА МИНЕРАЛЬНО-ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА ПОРОД ОСИНСКОЙ ПОДСВИТЫ ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Зиганшин Дмитрий Андреевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь*

ericgor69@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Алексеева Ольга Леонидовна

Аннотация: объектом изучения в данной работе являются карбонатные нижнекембрийские породы средней (осинской) подсвиты южной части Сибирской платформы. С помощью кернового материала удалось выделить три типа разреза, представленных в исследуемой территории. Затем был проведен рентгенофлуоресцентный и рентгеноструктурный анализы, позволившие определить вещественный состав пород. Эти данные были использованы для реконструкции палеогеографических условий формирования пород, что может иметь высокое прикладное значение в нефтяной геологии. Палеогеографические исследования, базирующиеся на фациальном анализе, перспективны при изучении проницаемых нефтегазосодержащих толщ для выявления закономерностей строения и распределения пород-коллекторов. Работа была написана для определения дальнейшего плана действий.

Ключевые слова: осинская подсвита, нижний кембрий, Восточная Сибирь, биогермные известняки и доломиты, рентгеноструктурный анализ, рентгенофлуоресцентный анализ.

CHARACTERISTICS OF THE MINERAL COMPOSITION OF ROCKS OF THE OSINSKY HORIZON OF THE SOUTHERN SIBERIAN PLATFORM

Ziganshin Dmitry,

*Perm State National Research University,
2nd year Master's Degree Student, Perm,*

ericgor69@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Alekseeva Olga

Abstract: the object of study in this work is the Lower Cambrian carbonate rocks of the middle (Osin) subformation of the southern part of the Siberian Platform. With the help of core material, it was possible to identify three types of section presented in the study area. Then, X-ray fluorescence and X-ray diffraction analyzes were carried out, which made it possible to determine the material composition of the rocks. These data were used to reconstruct the paleogeographic conditions of rock formation, which may be of high practical importance in petroleum geology. Paleogeographic studies based on facies analysis are promising in the study of permeable oil and gas bearing strata in order to identify patterns in the structure and distribution of reservoir rocks.

Keywords: osin subformation, Lower Cambrian, Eastern Siberia, biohermic limestones and dolomites, X-ray structural analysis, X-ray fluorescence analysis.

В связи с растущим спросом на углеводородные ресурсы производится разведка новых запасов нефти и газа в сложных природно-климатических условиях, а также освоение разведанных залежей. Восточная Сибирь является перспективным центром добычи углеводородов, поэтому повышается актуальность выявления перспективных нефтегазоносных объектов в этом регионе, включая отложения осинской подсвиты. Для реконструкции формирования залежей углеводородов и прогноза распространения коллекторов необходимо понимать минерально-вещественный состав пород [3].

Целью работы является характеристика вещественного состава нижнекембрийских пород осинской подсвиты южной части Сибирской платформы. Основой для работы послужил керновый материал, извлеченный при бурении скважины на исследуемой территории (рис.1).

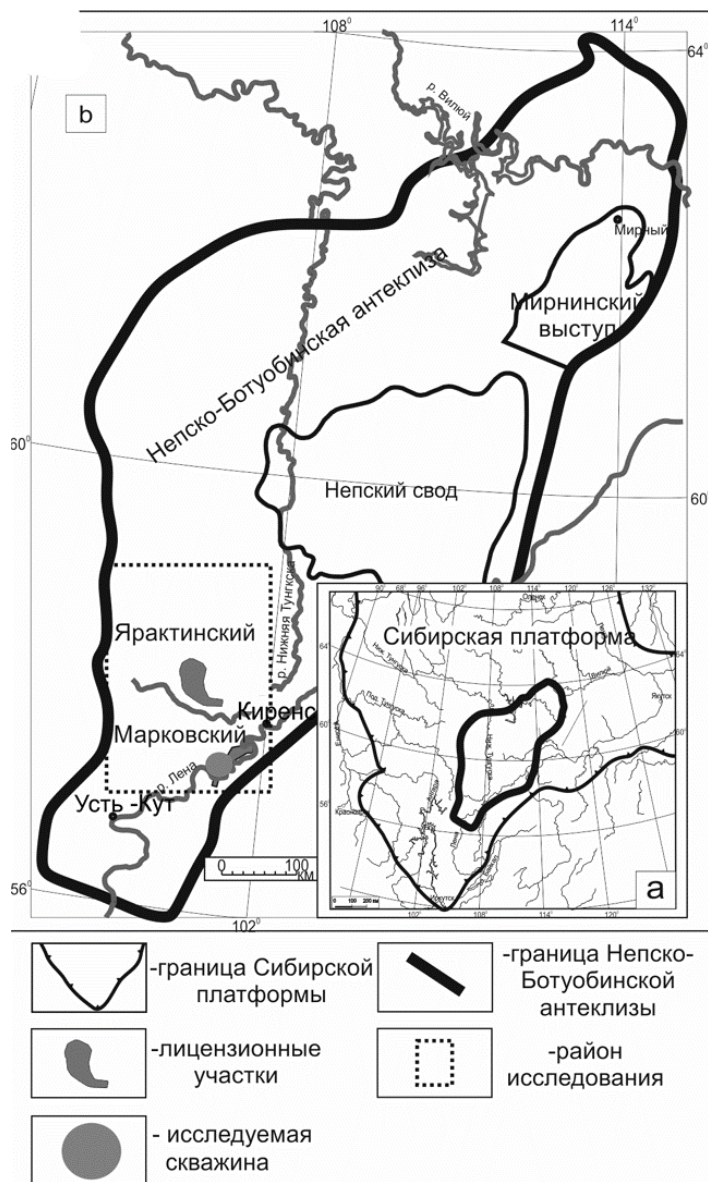


Рис.1. Район исследований (а) и местоположение исследуемой скважины (б) на фрагменте тектонической схемы Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы [4]

Осинская подсвита усольской свиты нижнего кембрия $\epsilon_{1us2}(os)$ представлена толщей галогенно-карбонатных пород, согласно залегающих на соленосных отложениях нижеусольской подсвиты ϵ_{1us1} . Карбонатные породы представлены доломитами, ангидрит-доломитами и известняками биоморфными (цианобактериальными, ренальцисово-эпифитоновыми, археоциатовыми, строматолитовыми) [2,5,6].

Осинская подсвита в исследуемой скважине имеет мощность 108 м и почти в полном объеме охарактеризована керновым материалом, что позволило провести литологические исследования, заполнить фациальные реконструкции и выделить седиментационные циклиты (секвенсы). Основой генетического анализа является выделение по комплексу признаков литологических типов слоев (литотипов), которые являются «прообразами» генетических отложений (генотипов). Литотип – типичная порода, характеризующаяся устойчивым комплексом литогенетических признаков, свидетельствующих о сходном способе и условиях образования, и отделяющихся от смежных слоев достаточно четкими границами. В качестве литотипа необходимо выделять более однородную породу, соответствующую конкретному генотипу.

Анализ состоял из нескольких этапов:

1) описание разреза и выявление литотипов отложений, для выделения которых использовались различные диагностические признаки (состав пород, структуры, текстуры, наличие органических остатков, содержание углеводов, цвет);

2) литологическая типизация отложений;

3) парагенетический этап – изучение повторяющихся в разрезе пачек слоев (парагенезов) и выделение крупных разнопорядковых циклитов;

4) генетический этап – корреляция литотипов с фациями, отнесение литотипов к генотипам, систематика генотипов, восстановление геологической истории района за изученный отрезок времени.

В разрезе выделено 3 циклита и приведено описание литотипов, которые их слагают. Для каждого литотипа указана суммарная мощность.

Подошва первого циклита проходит по подошве каменной соли светло-серой, полупрозрачной, непористой, с глинисто-карбонатными пропластками толщиной до 1,5 см. Мощность солей достигает 2,4 м.

Вверх по разрезу залегают:

1) смешанные карбонатно-глинисто-сульфатные породы коричневато-серые, темно-серые; непористые; с зернистой структурой и неяснослоистой текстурой; мощностью 0,77 м.

2) доломиты серые известковистые; тонкозернистые; трещиноватые; с неяснослоистой, интракластовой текстурой (глинистые интракласты, ориентированные послойно); трещины минерализованные, наклонные и субгоризонтальные, выполнены галитом толщиной до 5 мм; мощностью 0,88 м.

3) известняки доломитистые светло-серые, непористые; зернистая структура, неяснослоистая текстура; мощностью 8,95 м.

Мощность циклита составляет 13 м.

Второй циклит представлен переслаиванием следующих литологических типов пород:

1) доломиты известковые светло-серые, биогермные ренальцисово-эпифитоновые, непористые, с узорчатой текстурой; трещины выполнены галитом до 5 мм; сульфатизация – отдельными участками, слабая; наблюдается среднее, пятнистое, послойное свечение в УФ-свете; мощностью 11,61 м.

2) известняки доломитовые коричневые, биогермные ренальцисово-эпифитоновые, пористые и низкопористые; трещины выполнены галитом толщиной до 6 см; неравномерная сульфатизация; наблюдается сильное неравномерное свечение в УФ-свете, участками слабый запах УВ; мощностью 52,57 м.

3) ангидриты светло-серые, непористые; зернистая структура и узорчатая, неясно пятнистая текстура; наблюдается слабое пятнистое свечение в УФ-свете; мощностью 4,9 м.

Мощность циклита – 69,08 м.

Литотипы третьего циклита представлены такими породами, как:

1) известняки доломитистые темно-коричневые, темно-серые; с реликтовой цианобактериальной структурой; текстура слоистая, тонкослоистая, с элементами оползания, местами узорчатая; трещины наклонные субвертикальные; нефтенасыщенность средняя, наблюдается слабое свечение в УФ-свете, слабый запах УВ; мощностью 7,34 м.

2) доломиты разномзернистые темно-коричневые, коричневато-черные; текстура слоистая, взмучивания; трещины наклонные субвертикальные, выполнены галитом толщиной до 1 см; нефтенасыщенность пород сильная, наблюдается слабое свечение в УФ-свете; мощностью 5,27 м.

3) смешанные глинисто-карбонатно-сульфатные породы светло-серые; структура зернистая, реже пелитовая; текстура слоистая, с элементами оползания; трещины различной ориентировки, выполнены галитом, толщиной до 2 см; наблюдается слабое свечение в УФ-свете; мощностью 3,19 м.

Отложения данного циклита перекрываются пластом соли, мощность которого составляет 8,2 м. Толщина циклита – 24 м. Мощность нефтенасыщенных отложений, представленных трещиноватыми доломитами и известняками, составляет 9,6 м.

Был произведен пересчет доли породообразующих оксидов и микроэлементов, измеренных в результате рентгенофлуоресцентного анализа (РФА). Анализ выполнялся на эмиссионном спектрометре с индуктивно-связанной плазмой (Termo Fisher Scientific, США) в Томском региональном центре коллективного пользования Национального исследовательского Томского государственного университета ТРЦКП ТГУ (г. Томск). Кроме этого, в результате рентгеноструктурного анализа (РСА) было определено содержание карбонатных минералов, кварца, ангидрита, галита, а также минералов с минимальной долей концентрации (аксессуарных). Исследование производилось в лаборатории ООО «Арктик-ГЕРС» (г.Тверь) на рентгеновском дифрактометре ДРОН-3М.

В основу написания статьи легли результаты РСА и РФА по 129 и 15 образцам соответственно. Результаты исследований были обобщены в круговые диаграммы.

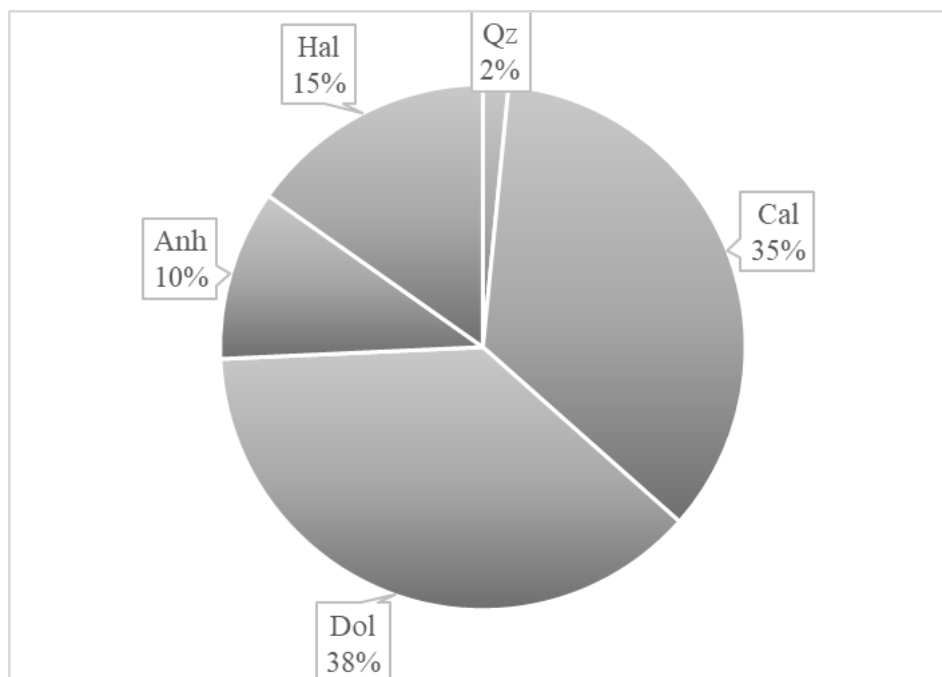


Рис.2. Процентное соотношение породообразующих минералов в образцах скважины на основе данных PCA: anh – ангидрит, hal – галит, qz – кварц, cal – кальцит, dol – доломит.

На диаграмме, отображающей общее процентное содержание породообразующих минералов, наблюдаются высокие концентрации карбонатов – доломита и кальцита (рис.2). Их содержание в отдельных образцах достигает 95,7 % и 96,2 % соответственно. В незначительном количестве (до 0,4%) присутствует сидерит. Распределение содержания карбонатного вещества в разрезе равномерное, среднее значение составляет 36 %, медиана – 30,2 %. Наиболее распространенные значения – 29-40 %. Отсутствие карбонатов наблюдается лишь в верхней части разреза и в подошве осинской подсытки (отложения солей).

Глинистые минералы в основном представлены смешаннослойными образованиями (иллит-сметитом), каолинитом и хлоритом. Концентрация их незначительна. Так, из 129 образцов, лишь 5 содержат хлорит, и максимальное значение его процентного содержания составляет 0,5 %. Каолинит содержат 6 образцов, и его максимальная концентрация составляет 1,8 %. Иллит-сметит содержат 4 образца, максимальное процентное значение – 26,5 %.

В части образцов обнаружен кварц и полевые шпаты, в частности альбит и микроклин. Содержание кварца изменяется от 0 до 22,9 %. Среднее значение составляет 1,6 %, медиана составляет 0,7 %. Содержание альбита варьируется от 0 до 2,2 %. Среднее значение концентрации составляет 0,2 %. Микроклин присутствует лишь в двух образцах верхней части разреза (11,7 и 5,7 %).

Кроме вышеперечисленных минералов, в образцах присутствует ангидрит, галит и пирит. Содержание ангидрита меняется от 0 до 99 %. Среднее значение составляет 10,4 %. Содержание галита варьируется от 0 до 100% (максимальное значение в верхней части разреза и в основании осинского горизонта). Среднее значение – 15,1 %, медиана – 4,8 %. Пирит содержится в незначительном количестве от 0,01 до 0,2 %.

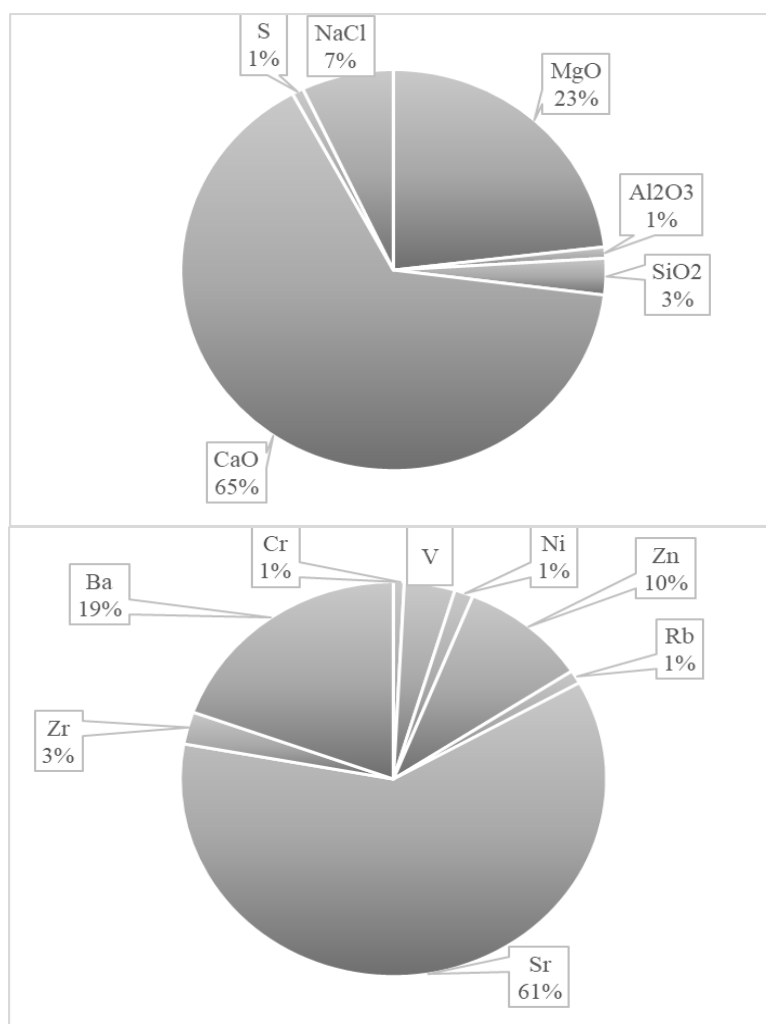


Рис. 3. Процентное соотношение породообразующих оксидов и микроэлементов в образцах скважины на основе данных РФА.

На диаграмме, отображающей содержание породообразующих соединений, можно увидеть, что главным компонентом отложений является карбонатное вещество (рис.3). Его содержание в отдельных образцах варьирует от 21,17 до 53,91 %. Среднее значение и медиана составляет 34,75 и 28,73% соответственно.

Величина содержания кремнистого вещества составляет 3%. В отдельных образцах значения варьируются от 0,05 до 11,27 %. Среднее содержание и медиана составляет 1,57 и 0,44%.

Глинистое вещество составляет 1% от суммарной концентрации соединений. В отдельных образцах значения варьируются от 0,28 до 1,47%. Среднее содержание и медиана составляет 0,48 и 0,35%.

Значительную долю от суммарной концентрации породообразующих соединений составляет оксид магния, содержание которого в образцах меняется от 0,7 до 19,36%. Среднее значение и медиана составляет 12,35 и 16,08 %. Также в породах наблюдается присутствие галоидных соединений (до 12,29 % в отдельных образцах). Среднее содержание – 3,74 %, медиана – 2,16 %. Содержание серы в образцах варьируется от 0,03 до 2,49 %. Среднее содержание составляет 0,03 %, медиана – 0,29 %.

В незначительных количествах в отложениях также присутствуют оксиды калия (от 0,03 до 0,27 %), марганца (от 0,01 % до 0,02 %), титана (от 0,01 до 0,08 %), железа (от 0,07 до 0,49 %) и фосфора (от 0,02 до 0,03 %).

Среди микроэлементов наиболее встречаемыми являются стронций и барий (до 124 и 74 млн⁻¹ соответственно). В меньших концентрациях (в порядке снижения) присутствуют цинк, ванадий, цирконий, хром, рубидий, никель. В чрезвычайно малом количестве (менее 10 млн⁻¹) присутствуют уран, торий, иттрий, ниобий, свинец, мышьяк, молибден и медь. Образцы для данного анализа были отобраны из отложений второго циклита.

Литологический состав пород позволяет восстановить палеогеографические обстановки. Отсутствие обломочных пород, слоистая текстура, цикличность отложений карбонатов и эвапоритов

характеризует хомогенный лагунный генетический тип пород. Лагунные отложения характерны для аридных условий и пассивного тектонического режима. Наличие оксидов железа является показателем окислительно-восстановительного потенциала (Eh). В разрезе содержатся закисная форма железа (пирит, сидерит) и сульфидная сера в незначительном количестве, которые могут свидетельствовать о восстановительных условиях диагенеза (Eh < 200 мВ). Наличие меди, никеля, ванадия и молибдена может указывать на бескислородную восстановительную обстановку. Высокое содержание карбонатных минералов (кальцит, доломит), наличие стронция и бария могут характеризовать резко щелочную среду, наличие глинистых минералов и ангидрита – щелочную и слабо щелочную (pH > 7) [1,7].

В результате проведенных исследований, дано литологическое и минералогическое описание отложений осинской подсвиты, изученных на юге Сибирской платформы. С помощью кернового материала удалось выяснить литологический состав отложений, представленных трещиноватыми доломитами и известняками; цианобактериальными и ренальцисово-эпифитоновыми известняками и доломитами; переслаиванием ангидритов, доломитов, известняков, смешанных глинисто-карбонатно-сульфатных пород и каменной соли. Результаты РСА и РФА позволили получить более детальное представление о минерально-вещественном составе пород осинской подсвиты. Полученные данные позволили выяснить, что осинские породы сформировались в прибрежной части бассейна седиментации в засушливом тропическом климате (фации осолоненных бассейнов). Характерна щелочная восстановительная среда, что может характеризовать отложения второго циклита как нефтематеринские. Отложения третьего циклита, представленные трещиноватыми доломитами и известняками, могут обладать высокими коллекторскими свойствами. С учетом обнаруженной средней и высокой нефтенасыщенности данные породы являются нефтепродуктивными (мощность пород составляет 9,6 м). Перекрывающие осинский горизонт отложения солей мощностью 8,2 м обладают высокими экранящими свойствами. Исследование позволило определить, что изучаемая территория может являться перспективной с точки зрения генерации и аккумуляции углеводородов. Однако, для исследуемой в статье области должны проводиться дополнительные исследования: люминисцентно-битуминологический, пиролитический, спектральный анализы; качественная и количественная оценка данных; оценка фильтрационно-емкостных свойств пород, которые могут подтвердить или опровергнуть нефтегазоперспективность района.

Литература

1. Жидовинов Н. Я., Староверов В.Н. *Фациальный анализ: Учебное пособие.* – Саратов: Издательский центр «Наука», 2008. – 200 с., 24 вкл., илл.
2. Конторович А.Э., Конторович В.А., Коровников И.В., Сараев С.В., Сенников, Н.В., Филиппов Ю.Ф., Варламов А.И. и др. *Разрез кембрия в восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы (по результатам бурения параметрической скважины Восток 4) // Геология и геофизика. 2012. – Т.53. – № 10. С. 1273-1284.*
3. Плюснин А.В. *Вещественный состав курсовской свиты венда Мирнинского выступа Непско-Ботубинской антеклизы по результатам изучения кернового материала. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2019. С. 45-52.*
4. Плюснин А.В., Гёкче М.И. *Факторы формирования и разрушения залежей углеводородов подсолевого карбонатного комплекса на юге Непско-Ботубинской антеклизы // Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы-2022. Материалы ЛПТ Тектонического совещания. Т. 2. М.: ГЕОС, 2022. С. 92-96.*
5. Токарев Д.А., Плюснин А. В., Терлеев А. А., Иванова Н. А., Вараксина И. В., Липянина А. В. *Новые результаты комплексного литолого-фациального и биостратиграфического изучения осинского горизонта нижнего кембрия юга Сибирской платформы (Большетирская скв. 7) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2021. № 2. С. 56-66.*
6. Токарев Д.А., Терлеев А.А., Плюснин А.В. *Известковые водоросли (цианобактерии) уольской свиты нижнего кембрия юга Сибирской платформы (новые данные по скв. Ичединская № 45) // Теоретические и прикладные аспекты палеонтологии. Материалы LXVII сессии Палеонтологического общества при РАН. СПб.: Картофабрика ВСЕГЕИ, 2021. С. 82-84*
7. Шарафутдинова Л.П. *Особенности минералогического состава юрских нефтегазоносных отложений Северо-Устьуртской впадины. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. № 3. С. 1-17.*

ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ НЕФТЯНОЙ СИСТЕМЫ НА ПРИМЕРЕ КАМЕННОУГОЛЬНОГО РОТЛИНГЕНД

Кагабиев Никита Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 1 курса магистратуры, г. Пермь
e-mail: kagabiev2012@gmail.com*

Красильников Виталий Павлович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
старший преподаватель*

Аннотация: Исследование направлено на выделение основных элементов нефтяной системы на примере каменноугольного Ротлингента. На территории Северного моря выделен и описан классический вариант нефтяной системы, Каменноугольная Ротлингент включает вестфальские нефтематеринские угли и сланцы, с преобладающим III типом керогена. Из органического вещества гумусового типа в нефтематеринских породах начал образовываться газ и мигрировать в песчаники Ротлингента. Вышележащие толщи эвапоритовых отложений Цехштейн удерживают газ от дальнейшей миграции вверх по разрезу. Вследствие этого на территории Северного моря и его шельфа находится множество газовых месторождений. Самым крупным газовым месторождением является Гронингенское месторождение.

Ключевые слова: Нефтяная система, нефтематеринская порода, порода-коллектор, порода-флюидоупор, миграция, Ротлингент

THE MAIN ELEMENTS OF THE OIL SYSTEM ON THE EXAMPLE OF THE COAL REUTLINGEN

Kagabiev Nikita Sergeevich,

*Perm State National Research University, 1st year student, magistracy Perm
e-mail: kagabiev2012@gmail.com*

Research Supervisor: Senior Lecturer Krasilnikov Vitali Pavlovich

Abstract: The study is aimed at highlighting the main elements of the oil system on the example of the coal Rotlingend. On the territory of the North Sea, a classic version of the oil system has been identified and described, the coal-bearing Reutlingen includes Westphalian oil-producing coals and shales, with the III and predominant type of kerogen. Gas began to form from humus-type organic matter in the oil-producing rocks and migrate to the Rotligend sandstones. The overlying strata of the evaporite deposits of the Zechstein keep the gas from further migration up the section. As a result, there are many gas fields on the territory of the North Sea and its shelf. The largest gas field is the Groningen field.

Keywords: Oil system, oil source rock, reservoir rock, fluidopore rock, migration, Reutlingen.

Введение

В настоящее время нефтяные системы все чаще упоминаются в научных трудах. Это связано с тем, что благодаря комплексному подходу, нефтяные системы помогают лучше изучать и характеризовать крупные и мелкие месторождения, а также являются основой для

Нефтяная система-это основная концепция нефтяной геологии. Нефтяная система объединяет изучение образования и разведки нефти и газа с сопутствующими взаимозависимыми процессами, такими как генерация, миграция и аккумуляция.

Элементами нефтяной системы в геологии является нефтематеринские свиты, ловушки, породы-флюидоупоры и породы-коллекторы. Ключевые элементы нефтяных систем, выделяются на основе интерпретации комплекса геофизических методов и геолого-геохимических методов, выполняемых в определенной географической области. Каждый из этих элементов оценивается определенным образом, чтобы определить потенциал системы. Практическое применение исследования нефтяной системы заключается в оптимизации на разведку нефти и газа.

В данной работе на примере одной из самых крупных нефтяных систем Европы – каменноугольной Ротлигенд (Ротлигенд). Ротлигенд включает в себя 2 крупных бассейна – Англо-Голландский бассейн и Северо-Западный бассейн Германии. Бассейны объединены, поскольку большая часть ресурсов залегают в пределах единой общей нефтяной системы Ротлигенд, которая выходит за пределы объединенного англо-Голландского бассейна и Северо-западной границы бассейна Германии.

Нефтяная система Ротлигенд каменноугольная

Северо-Западный бассейн Германии и Англо-Голландский бассейн Северной Европы являются двумя из 76 приоритетных провинций Мирового энергетического проекта. Эти бассейны имеют общие границы с провинцией Грабен Северного моря. На провинции приходится подавляющее большинство ресурсов нефти и газа, известных в Западной Европе (рис. 1).

Англо-Голландский бассейн и Северо-Западный Германский бассейн являются смежными регионами, которые включают береговые и оффшорные зоны Бельгии, Дании, Франции, Германии, Соединенного Королевства и Нидерландов.

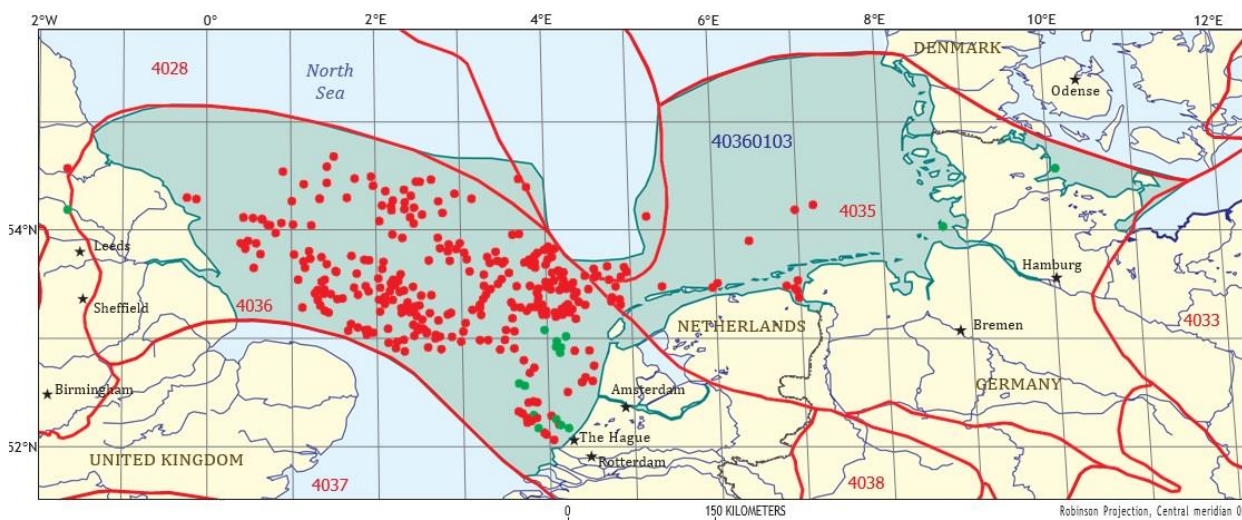


Рис. 1. Физико-географическое положение нефтяной системы Ротлигенд [1]

В тектоническом отношении два бассейна ограничены на юго-западе и юге Лондонско-Брабантской платформой и Рейнским массивом, на севере и северо-западе возвышенностью Среднего Северного моря, Центральной Грабен, высота Рингкобинг-Фын и грабен Хорн (рис. 2). Бассейны ограничены на востоке структурно положительной седловиной вблизи польско-германской границы, в соответствии с тенденцией к северо-восточной части Гессенской впадины [1].



Рис. 2. Тектоническое районирование структур в Северной море и шельфе Северного моря по данным Гленни К.

Элементы, приводящие к образованию и накоплению нефти в нефтяной системе Ротлигенд, в значительной степени являются результатом структурных и осадочных образований, которые происходили в каменноугольное и пермское время. Особенно важным является сочетание в разрезе западной части Южного осадочного бассейна Ротлигенд и связанных с ним эвапоритовых отложений Цехштейна в позднекаменноугольной впадине Варискан.

Варисканский форленд - это прогиб, вызванный тектонической нагрузкой к северу от активного Варисканского орогенного пояса, который сформировался в результате столкновения африканской Гондваны с европейской Лавразией на заключительных стадиях образования суперконтинента Пангея в раннекаменноугольной эпохе.

Самое северное (и последняя) изменение Варискана произошло в конце каменноугольного периода, и вскоре за ней последовало извержение нижних вулканов Ротлигенда [1].

Нефтематеринские породы

Быстро формирующий прогиб Варисканский форленд вмещал до 9000 м континентальных отложений вестфальского возраста, называемых угольными отложениями, которые накапливались в тропических широтах с пышной растительностью в различных условиях отложения в пределах обширных речных систем. Считается, что угли и углеродистые сланцы вестфальского (каменноугольного) возраста являются основными нефтематеринскими породами в южной части Северного моря и прилегающих районах.

Угольные разрезы в целом состоят из укрупняющихся вверх дельтовых пород, которые перекрыты речными отложениями и сопутствующими углями. В пределах нефтяной системы толщина угольных пластов, вероятно, составляет от 1000 до 3000 м. В вестфальских углях и углеродистых сланцах преобладает кероген III типа. По имеющимся данным преобразование органического вещества соответствует стадии катагенеза выше МК4 [2].

Породы-коллекторы

На долю песчаников Ротлигенд приходится более 85 % обнаруженных скоплений газа на шельфе. Кроме того, эти песчаники обладают огромным потенциалом для неоткрытых небольших скоплений углеводородов на шельфе и для дальнейшего увеличения запасов на существующих месторождениях. Однако большая часть неоткрытого природного газа в южной части Северного моря может залегать в песчаниках, прилегающих к углеродистым угольным нефтематеринским породам, и в вышележащем песчанике Бантер.

Большинство песчаников относятся к различным континентальным отложениям. Доминирующими среди них являются речные фации, различные типы эоловых отложений и пустынно-озерных фаций. Согласно Гленни (1998), в южной части Северного моря и прилегающих к нему прибрежных районах фации Ротлигенд, представляющие эти отложения, окружающая среда систематически распределена ареально с юга на север и стратиграфически снизу доверху. Нижележащие по разрезу песчаники и гравий эолового происхождения уступают место к северу и к вышележащим отложениям последовательным скоплениям эолового песчаника, отложениям Сабха и осадочным толщам пустынно-озерного происхождения. Коллекторы, как правило, гранулярный, толщиной 100-200 м, пористостью 15-20% и проницаемостью 100-1000 мД.

Эоловые фации, как правило, являются лучшими резервуарами, чем латерально примыкающие отложения Вади и пластовых пойм или любых других отложений, таких как речных, аллювиальных пород или пород Сабха [2].

Породы-флюидоупоры

Отложения эвапоритов в разрезах Сабха и пустынно-озерный массив Ротлигенд могут уплотнять скопления газа в нижележащих коллекторах каменноугольного периода, но соль Цехштейна является уплотнителем практически для всех скоплений газа в Ротлигенд сами резервуары.

Соль Цехштейна является флюидоупором практически для всех скоплений газа в Ротлигенда. Отложения эвапоритов удерживают скопления газа в нижележащих коллекторах каменноугольного периода, в разрезах Сабха и пустынно-озерный массив Ротлигенд.

Идеальный флюидоупор Цехштайна является основной причиной существования крупных газовых месторождений каменноугольного периода Ротлигенд. Радиометрический возраст диэлектрического иллита в коллекторах показывает, что эвапориты Цехштейна эффективно удерживали газ в структурных и стратиграфических ловушках в течение приблизительно 150 миллионов лет.

Благодаря сочетанию идеальных условий нефтяной системы, а именно прекрасным породам-коллекторам песчаникам и солям-флюидоупорам, в районе шельфа Северного моря наблюдается огромное количество газовых месторождений. Самым крупным из них является Гронингенское газовое месторождение [2].

Гронингенское газовое месторождение

Гронингенское газовое месторождение обслуживается и принадлежит Нидерландам. Месторождение приурочено к антиклинальной складке размером 22x40 километров, осложнённой многочисленными нарушениями северо-западного – юго-восточного простирания.

Структура газового месторождения Гронинген контролируется разломами. Преобладает северо-западное простирание позднекиммерийских (поздняя юра) разломов с амплитудой, превышающей 300 м. Некоторые из этих разломов, возможно, имели более древнее заложение и активизировались в позднекиммерийскую тектоническую фазу. Есть указания на то, что структура месторождения Гронинген к тому времени уже была частично сформирована, но несомненно, что позднекиммерийские движения изменили ее, придав более или менее современный вид, а последующим размывом были уничтожены отложения юрского и верхнетриасового периода. Впоследствии структура была погребена под меловыми породами.

Залежи находятся на глубине 2800 метров-3000 метров. Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные, высотой 300 м, газо-водяной контакт на отметке примерно 2975 м.

Флюидоупором на месторождении служат соленосные верхнепермские отложения.Цехштейн, представленный четырьмя полными эвапоритовыми циклами, изменяется по мощности вследствие проявления соляной тектоники. Тем не менее, он имеет минимальную мощность около 600 м и служит весьма эффективным флюидоупором для нижележащего газосодержащего коллектора. Эвапоритовая толща, состоит из карбоната, ангидрит и галит.

В разрезе Ротлигенда выделяют 2 продуктивных горизонта.Верхний-Тен-боер, представленный глинами и сланцами средней мощностью 60 метров. Нижний Слохтерн. Пачка Слохтерен – основной газоносный горизонт месторождения Гронинген – постепенно увеличивается в мощности от 82 м на юге до 201 м на севере. В нижней части обычно присутствуют конгломераты; перекрывающие их дюнные песчаники часто рыхлые, плохо уплотненные. Однако переслаивающиеся с ними пласты отложений временных потоков обладают менее благоприятными коллекторскими свойствами.

Ротлигенд подстилается дельтовыми песчаниками, сланцами и углями верхнего карбона, являющимися нефтегазоматеринской толщей.Главный материнская порода для газа в Гронингене-это угли и углеродистые сланцы в пределах Вестфальский последовательность угольных пластов.

Миграция произошла из-за того, что газ, образовавшийся в несогласно залегающей углистой нефтематеринской толще, поднялся вверх по напластованию и попал в ловушку.Затем этот газ под-

нялся в вышележащий Верхний Ротлигенд с ранней части пермской эпохи. Крупные эвапоритовые толщи Цехштейна не дают дальше мигрировать накопившимся углеводородам выше по пластам [3].

Вывод

Нефтяная система-актуальный комплексный подход поисков месторождений и прогноза перспективных залежей в конкретной нефтяной области. Результатом деятельности нефтяной системы являются открытие многих современных месторождений.

На территории Северного моря выделен и описан классический вариант нефтяной системы. Каменноугольный Ротлигенд из вестфальских нефтематеринских углей и сланцев, с преобладающим III типом керогена. Из органического вещества гумусового происхождения в нефтематеринских породах начал образовываться газ и мигрировать в песчаники Ротлигенд. Вышележащие толщи эвапоритовых отложений Цехштейн удерживали газ от дальнейшей миграции вверх по разрезу. Вследствие этого на территории Северного моря и его шельфа преобладают газовые месторождения. На территории Северного моря и его шельфа находится множество газовых месторождений. Самым крупным газовым месторождением является Гронингенское месторождение.

Литература

1. 1990, *Lower Permian-Rotliegend, in Glennie, K.W., ed., Introduction to the petroleum geology of the North Sea: Oxford, Blackwell Scientific Publications, p. 120–149.*
2. *History of exploration in the southern North Sea, in Ziegler, Karen, Turner, Peter, and Daines, Stephen R., eds., Petroleum geology of the southern North Sea—Future potential: Geological Society of London Special Publication 123, p. 5–16.*
3. *Leeder, M.R., and Hardman, M., Carboniferous geology of the southern North Sea Basin and controls on hydrocarbon prospectivity, in Hardman, R.F.P., and Brooks, J., eds., Tectonic events responsible for Britain's oil and gas reserves: Geological Society of London Special Publication 55, p. 87–105.*

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОВАРИАНТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Козырев Никита Дмитриевич

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
научный сотрудник кафедры геологии нефти и газа, г. Пермь
e-mail: nikitonkozyrev@gmail.com*

Кочнев Александр Александрович

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
к.т.н., доцент, научный сотрудник кафедры геологии нефти и газа, г. Пермь
e-mail: nikitonkozyrev@gmail.com*

Научный руководитель: к.т.н., Кривошеков Сергей Николаевич

Аннотация: Данная статья освещает вопрос влияния фильтрационных свойств сложнопостроенных нефтенасыщенных коллекторов на прогнозные технологические показатели разработки в условиях высокой степени неопределенности. В ходе работы для оценки технологических и экономических рисков проведено многовариантное геолого-гидродинамическое моделирование в исторических и прогностических периодах функционирования модели пласта. С целью снижения степени неопределенности свойств пласта и повышения достоверности модели проведена многовариантная адаптация – настройка согласно исторической промысловой информации. Проведен многовариантный прогноз технологических показателей разработки, определены оптимальные условия разработки рассматриваемого сложнопостроенного трещиноватого коллектора. Описываемый подход адаптации и прогнозирования позволяет повысить достоверность создаваемых моделей нефтяных пластов и производить оценку рисков эффективности актива.

Ключевые слова: Многовариантное геолого-гидродинамическое моделирование, анализ неопределенностей свойств пласта, анализ чувствительности, сложнопостроенные трещиноватый коллектор, технологические показатели разработки.

APPLICATION OF MULTIPLE MODELING FOR THE EVALUATION OF TECHNOLOGICAL INDICATORS OF THE DEVELOPMENT OF OIL COMPLEX CARBONATE RESERVOIRS

Kozyrev Nikita Dmitrievich

*Perm National Research Polytechnic University,
Researcher, Department of Geology of Oil and Gas, Perm
e-mail: nikitonkozyrev@gmail.com*

Kochnev Alexander Alexandrovich

*Perm National Research Polytechnic University,
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Researcher at the Department of Geology
of Oil and Gas, Perm
e-mail: sashakoch93@gmail.com*

Research Supervisor: Ph.D., Krivoshchekov Sergey Nikolaevich

Abstract: This article highlights the issue of the influence of the filtration properties of complex oil-saturated reservoirs on the predictive technological development indicators under conditions of a high degree of uncertainty. In the course of work, in order to assess technological and economic risks, multivariate geological and hydrodynamic modeling was carried out in the historical and prognostic periods of the reservoir model functioning. In order to reduce the degree of uncertainty of reservoir properties and increase the reliability of the model, a multi-variant adaptation was carried out – adjustment according to historical field information. A multi-variant forecast of development technological indicators has been carried out, optimal conditions for the development of the complex fractured reservoir under consideration have been deter-

mined. The described approach of adaptation and forecasting makes it possible to increase the reliability of the created models of oil reservoirs and to assess the risks of asset efficiency.

Key words: Multivariate geological and hydrodynamic modeling, reservoir properties uncertainty analysis, sensitivity analysis, complex fractured reservoir, development performance indicators.

В текущих экономических условиях необходимость в рационализации разработки нефтяных и газовых месторождений и оценка рисков на долгосрочную перспективу все больше набирают актуальность. Одним из часто используемых инструментов прогнозирования технологических показателей разработки является геолого-гидродинамическая модели пласта (ГДМ). ГДМ интегрирует в себе всю исходную информацию об исследуемом объекте, включая информацию по всем видам исследований свойств пласта (керна, геофизические исследования, гидродинамические исследования, сейсмофациальный анализ, сейсмические исследования и другие), а также промысловую информацию по добыче каждой из фазы (нефти, вода, газ) и динамику пластового и забойного давления. Месторождения, разрабатываемые на начальной стадии, часто имеют низкую степень изученности, что приводит к наличию высокой степени неопределенностей свойств пласта, которые могут оказывать влияние на технологическую и экономическую эффективность всего актива. Неопределенность – это состояние полного или частичного отсутствия информации о моделируемом объекте, необходимой для понимания какого-либо события, его последствий и их вероятности. Направление многовариантного геолого-гидродинамического моделирования позволяет снизить степень неопределенности свойств при адаптации ГДМ на историю разработки и произвести оценку рисков в прогностический период, что позволит правильно принимать решения при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений и проектировании наземной инфраструктуры.

Целью данной работы является снижение степени неопределенности свойств сложнопостроенного трещиноватого объекта и оценка рисков в долгосрочной перспективе.

В рамках данной работы поставлены следующие задачи:

1) Определение объекта исследования. Оценка степени изученности фильтрационно-емкостных свойств пласта.

2) Создание ГДМ одинарной среды. Косвенный учет свойств трещиноватости пласта. Определение параметров неопределенности и их диапазонов изменения. Определение наиболее чувствительных параметров ГДМ на накопленную добычу нефти посредством многовариантной адаптации на историю разработки.

3) Определение степени изученности свойств трещиноватости пласта. Создание ГДМ двойной среды. Определение параметров неопределенности трещиноватости и их диапазонов изменения. Определение чувствительности параметров неопределенности трещин на накопленную добычу нефти посредством многовариантной адаптации на историю разработки.

4) Проведение многовариантного прогнозирования и оценка технологических рисков.

Критерии выбора объекта исследования: значительный уровень извлекаемых и остаточных запасов нефти; разработка объекта на начальной стадии; высокая степень неопределенности исходных данных; наличие сложного геологического строения и трещиноватости пласта. Исходя из вышеперечисленных критериев, рассмотрен турнейско-фаменский (Т-Фм) объект месторождения нефти им. Сухарева.

Объект находится на начальной стадии разработки. Согласно краткой геолого-физической характеристике, представленной в таблице 1, установлено, что Т-Фм залежь пластовая, массивная, характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Средний коэффициент продуктивности по залежи характеризуется высоким значением, в то время как пласт является низко проницаемым. Данное обстоятельство позволяет сделать предположение о хорошо развитой системе трещин, по которым в большей степени происходит процесс фильтрации флюида к добывающим скважинам.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика Т-Фм объекта

№	Параметры	Размерность	Т-Фм
1	Тип залежи		пластовая массивная
2	Тип коллектора		карбонатный
3	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	11,0
4	Коэффициент пористости	доли ед.	0.08

№	Параметры	Размерность	Т-Фм
5	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0.91
6	Проницаемость	мкм ²	0.002
7	Начальное пластовое давление	МПа	21,46
8	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	2,46
9	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0.837
10	Содержание серы в нефти	%	1,47
11	Содержание парафина в нефти	%	5,37
12	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	24.9

В таблице 2 представлена изученность коллекторских свойств пласта и физико-химических свойств пластовых флюидов согласно данным геофизических исследований скважин (ГИС), гидродинамических исследований скважин (ГДИ), исследований керна, глубинных и устьевых проб нефти. По данным исследования керна породы как эффективной, так и плотной части пласта неравномерно трещиноватые.

Таблица 2

Изученность коллекторских свойств пласта и физико-химических свойств пластовых флюидов

Параметр	Метод	Количество определений	Количество изученных скважин
Пористость	Керн	148	4
	ГИС	53	5
Проницаемость	Керн	141	4
	ГИС	53	5
	ГДИ	16	6
Нефтенасыщенность	Керн	49	3
	ГИС	43	5
Физико-химические свойства нефти	Глубинные пробы	5	4
	Устьевые пробы	6	4

Количество исследований и скважин является невысоким, в результате чего невозможно охарактеризовать залежь в целом. Можно сделать вывод, что объект Т-Фм имеет высокую степень неопределенности исходных данных.

На следующем этапе работы построена ГДМ одинарной среды трехфазной фильтрации (нефть, вода, газ). В качестве основы для гидродинамического моделирования принята актуальная геологическая модель изучаемого объекта. Для распределения фильтрационных свойств в объеме ГДМ применена петрофизическая зависимость проницаемость-пористость, построенная по результатам керновых исследований. Функции относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода получены аналитическим методом согласно капиллярметрии с помощью метода Бурдайна.

По результатам анализа геолого-промысловой характеристики объекта предполагается, что породы трещиноватые, в то время как средняя проницаемость пласта, принятая по результатам исследований керна, характеризуется низким значением и не отражает добывных возможностей скважин [1]. С целью адаптации модели и косвенного учета наличия естественной трещиноватости, принято решение увеличить значения абсолютной проницаемости пласта в районе добывающих скважин путем наложения множителя. Для поиска оптимального значения проницаемости, множитель задан в качестве неопределенности. Выбор максимальных и минимальных значений проницаемости осуществлялся с учетом исследований керна, ГИС, ГДИ (табл. 3).

С целью определения оптимальной зависимости функций ОФП в системе нефть-вода были заданы в качестве неопределенности. Зависимости должны характеризовать процесс фильтрации в поровой и трещинной составляющей коллектора.

Самой высокой степенью неопределенности обладает наличие и интенсивность влияние законтурной области. Настройка законтурной области в ГДМ осуществляется исходя из фактической динамики пластового давления, такими параметрами, как средняя абсолютная проницаемость, пори-

стость и толщина за контуром нефтеносности, поэтому данные параметры должны быть заданы в качестве неопределенности. Диапазон изменения данных параметров был выбран исходя из динамики фактических замеров пластового давления и с привлечением объектов-аналогов. Также в качестве неопределенности выбраны такие параметры, как скин-фактор и сообщаемость скважина-пласт, характеризующая продуктивность скважины [2]. Данные параметры являются динамичными в процессе разработки, поэтому обладают высокой степенью неопределенности.

Таблица 3

Диапазон значений параметров неопределенности

Параметры неопределенности	Значение параметра		
	минимальное	среднее	максимальное
Проницаемость аквифера, k	2	111	221
Пористость аквифера, m	0,06	0,08	0,11
Средняя эффективная толщина аквифера, h	3,2	11	19,8
Множитель абс. проницаемости (наличие систем трещин)	1,5	8,2	15
Неопределенность ОФП	-	-	-
Скин-фактор	-5	0	5
Сообщаемость скважина – пласт	0,5	5	10

Следующим этапом проведена многовариантная адаптация с учетом установленного диапазона параметров неопределенности в программном обеспечении «Enable» Roxar. Далее проведена оценка всех расчетов на соответствие действующим РД и анализ чувствительности, показывающий степень влияния каждого параметра неопределенности на уровни накопленной добычи нефти. Всего проведено 105 расчетов, из них 36 входят в рамки регламента, то есть адаптация модели имеет 36 равновероятных решения. Анализ чувствительности параметров неопределенности на накопленную добычу нефти показал, что наиболее влияющими параметрами являются множитель абсолютной проницаемости, косвенно учитывающий наличие трещиноватости, и зависимости относительных фазовых проницаемостей (рис. 1). В виду того, что абсолютная проницаемость оказывает значительное влияние на накопленную добычу нефти и коэффициент нефтеизвлечения, необходимо более детальное изучение данного параметра. Ввиду того, что проницаемость, полученная по керну, в большей степени характеризует фильтрационные процессы в матричной составляющей коллектора, соответственно, единая петрофизическая зависимость не может охарактеризовать реальный трещиноватый пласт. Поэтому для приближения ГДМ к характеристикам реального пласта, необходимо создание двойной среды, учитывающей фильтрацию по матричной и трещинной составляющей коллектора [3].

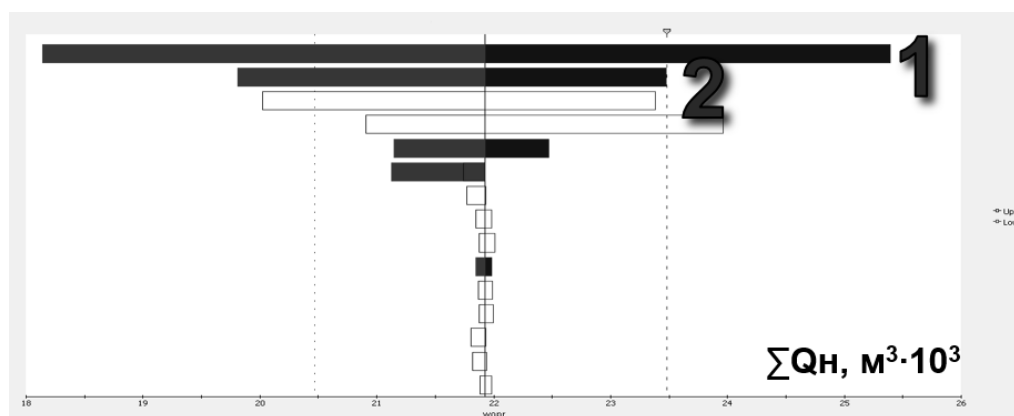


Рис. 1. Оценка влияния параметров неопределенности на накопленную добычу нефти. Торнадо – диаграмма. 1 – множитель абсолютной проницаемости; 2 – множитель ОФП

Для создания ГДМ двойной среды, учитывающую фильтрацию как по трещинной, так и по матричной составляющей залежи рассмотрены специальные геофизические исследования, исследования ориентированного керна, гидродиманические исследования, а также данные 3D сейсмоки. Ввиду того, что параметры трещин являются динамическими в зависимости от пластового давления, решено принять в качестве начальных условий трещиноватости данные по исследованиям ГИС, керна и 3D сейсмике, а исследования ГДИ использовать с целью учета влияния пластового давления.

Исследования ГДИ проводились во всех эксплуатирующихся скважинах методом кривой восстановления давления (КВД). КВД при обработке, в соответствии с моделью Уорена-Рута, подтвердили наличие трещиноватости.

Одной из важных особенностей разработки трещиноватых резервуаров являются деформационные процессы, происходящие при снижении пластового давления, в результате фильтрационные характеристики могут существенно меняться при эксплуатации месторождения [4]. Примером для Т-Фм залежи нефти месторождения им. Сухарева является район скважины № 118. На рисунке 2 представлена зависимость проницаемости, полученной по результатам ГДИС от пластового давления.

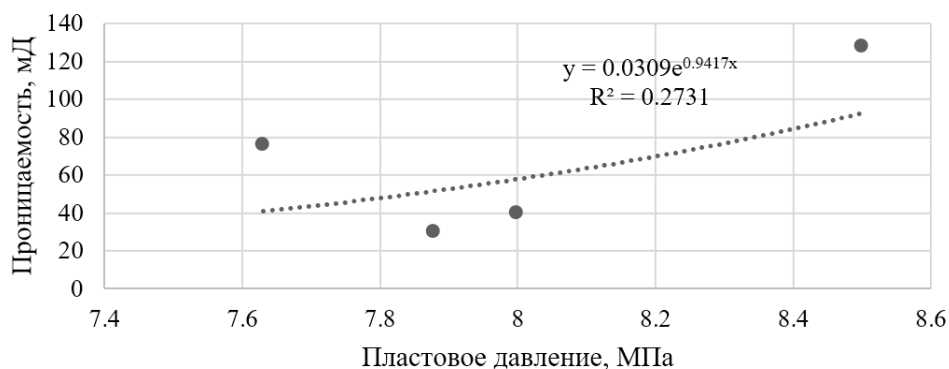


Рис. 2. Зависимость изменения проницаемости от пластового давления для скв. № 118

Для учета деформационных процессов получена зависимость изменения трещинной проницаемости от пластового давления на основе методических положений, изложенных в работах Викторина В.Д., Горбунова А.Т., Котяхова Ф.И. [5]. Ниже представлены основные теоретические зависимости (1-5).

$$K_{об} = K_m * e^{3\beta_T(P_{пл} - P_{бок})}, \quad (1)$$

$$K_{тр} = K_m * (e^{3\beta_T(P_{пл} - P_{бок})} - 1) \quad (2)$$

где, $K_{об}$ – общая проницаемость, K_m – проницаемость матрицы, $K_{тр}$ – проницаемость трещин, β_T – коэффициент сжимаемости трещин.

$$P_{бок} = P_{гор} * K_{бок} \quad (3)$$

$$K_{бок} = v / (1 - v) \quad (4)$$

$$v = 0,2 - 0,006 \cdot \text{табс} \quad (5)$$

где, $K_{бок}$ – коэффициент бокового распора, v – коэффициент Пуассона, табс – полная пористость горной породы, %.

Следующим этапом произведено создание гидродинамической модели двойной среды, учитывающей фильтрацию флюидов как в трещинной, так и в матричной составляющей коллектора. На первом этапе проведен анализ изученности трещиноватости по изучаемому объекту. По результатам анализа данных специальных исследований ГИС и керна выделены 4 группы трещин по направленности по диаграмме Шмидта. Далее определены плотности трещин четырех семейств, и на основе проведенного сейсмо-фациального анализа установлена связь между зонами трещиноватости и фациями. Следующим шагом является построение DFN-модели стохастическим методом в уменьшенной части резервуара (околоскважинная зона пласта), которая используется для калибровки статистических параметров системы трещин (средняя ориентация, длина и т.д.) и параметров, используемых при вычислении эквивалентных свойств (пористость, тензоры проницаемости и т.д.). Для распределения трещиноватости в объеме пласта использовался дискретный параметр, характеризующий вероятностное распределение трещин в каждом блоке сетки. Параметр получен на стадии геологического моделирования путем наложения на трехмерную сетку результатов сейсмофациального анализа и исследования по выделению низкопористых карбонатных коллекторов с вторичной пористостью по результатам геофизических исследований скважин.

Далее определен тип создаваемой ГДМ по классификации карбонатных трещиноватых коллекторов Nelson [6]. Ранее установлено, что в основном фильтрация пластового флюида идет по трещинам. Основные запасы, посчитанные объемным методом, сосредоточены в поровой составляющей

коллектора. На основе сопоставления классификации и фильтрационных процессов, происходящих в Т-Фм залежи, принято решение вести расчеты на ГДМ двойной пористости.

Далее в процессе создания ГДМ двойной пористости проведена процедура дублирования сетки, с целью присвоения свойств для матричной и трещинной составляющей. На следующем этапе осуществляется моделирование деформационных процессов. Для учета деформации за основу взята ранее определенная зависимость трещинной проницаемости от текущего пластового давления и преобразована в зависимость отношения текущей проницаемости трещин к первоначальной от величины текущего пластового давления. В гидродинамической модели данная зависимость задавалась в виде KVSP таблицы. Ввиду того, что в каждом районе добывающих скважин пластовое давление имеет разную динамику, принято решение задать зависимость деформации трещин для каждого региона добывающих и нагнетательных скважин.

Важнейшими характеристиками многофазной фильтрации являются относительные фазовые проницаемости для насыщающих пустотное пространство флюидов. В качестве базовых зависимостей ОФП для поровой составляющей карбонатного коллектора принимались функции, полученные в результате лабораторных исследований ядра. Отсутствие данных об относительных фазовых проницаемостях в трещинной составляющей усложняет процесс создания модели двойной пористости. Вид кривых ОФП для трещин принят крестом.

При создании модели двойной пористости возникает необходимость задания параметра Sigma, характеризующего гидродинамическую связь между матрицей и трещиной. Данный параметр подбирался эмпирическим путем с привлечением данных полученных при обработке КВД в соответствии с моделью Уоррена – Рута, ориентируясь на воспроизведение фактических показателей работы скважин на гидродинамической модели двойной пористости.

Для трещин, как правило, величина насыщенности принимается экспертно. Учитывая множество мнений авторов по определению величины начального коэффициента насыщения (Кн), принято решение принять величину Кн в трещинах на уровне 0,9. При этом такое высокое значение насыщенности нефти не оказывает определяющее влияние на запасы в целом по объекту, поскольку средняя пористость трещин составляет 0,01 д.ед.

С целью более детального изучения степени влияния трещин на уровни добычи нефти в качестве неопределенности рассмотрены параметры трещиноватости. Исходя из анализа всей исходной информации необходимой для создания модели двойной среды выявлено, что высокую степень неопределенности имеет параметр, характеризующий деформационный процесс, так как получен исходя из теоретических зависимостей и осредненных подсчетных параметров. Кроме того, необходимо учитывать наличие диапазона значений подсчетных параметров, а также то, что в районе каждой добывающей скважины разные значения проницаемости матричной составляющей карбонатного коллектора, в связи с чем появляется вероятность существования множества зависимостей изменения проницаемости трещин от пластового давления.

Вследствие того, что коэффициент Sigma, характеризующий связь между матрицей и трещинами, подбирался эмпирическим путем, с привлечением данных, полученных при обработке КВД, в соответствии с моделью Уоррена-Рута, можно сделать вывод о высокой степени неопределенности данного параметра трещиноватости. Также в качестве неопределенности задавался коэффициент сжимаемости трещин, так как данный параметр получен исходя их интерпретаций КВД в соответствии с моделью Уоррена-Рута. Диапазон изменения данных параметров выбирался исходя из обработки КВД, с привлечением объектов аналогов (табл.4).

Таблица 4

Диапазон значений параметров неопределенности

№	Параметры неопределенности	Значение параметра		
		минимальное	среднее	максимальное
1	Деформационные процессы	-	-	-
2	Сообщаемость матрица – трещина (sigma)	1	5	10
3	Коэффициент сжимаемости трещин β_t , 1/Мпа	0,078	0,114	0,15

На данном этапе работы с целью проведения анализа чувствительности и выявления параметра, оказывающего наибольшее влияние, проведена многовариантная адаптация модели в условиях неопределенности параметров трещиноватости. Проведены 65 расчетов, рамках регламента удовлетворяют 38. По результатам анализа чувствительности параметров неопределенности на уровни добычи нефти, установлено, что деформация трещиноватой составляющей оказывает наибольшее влияние на

уровни добычи нефти. Остальные параметры показали низкое влияние на накопленные уровни добычи нефти, поэтому с целью выявления зависимости деформационных процессов на накопленную добычу нефти, данные параметры были исключены из неопределенностей для прогнозных расчетов.

С целью определения зависимости влияния деформации на уровни добычи нефти проведены многовариантные прогнозы в условиях неопределенности только деформации. Во избежание возможной погрешности оценки влияния деформации трещин на уровни добычи нефти многовариантный прогноз осуществлен при существующей системе разработки, то есть только для изученной в достаточной степени части пласта. В ходе многовариантного моделирования установлено, что при зависимости, характеризующей максимальные значения проницаемости трещин, не наблюдается максимальная добыча нефти, что говорит о преждевременном обводнении. Далее путем сопоставления добычи нефти и проницаемости трещин при фиксированном текущем пластовом давлении получена оценочная эмпирическая зависимость накопленной добычи нефти от текущей проницаемости трещин. На зависимости выделен диапазон проницаемости трещин (27,3 – 48,2 мД), при которой наблюдается максимальная добыча нефти, также выделены области наиболее интенсивного смыкания трещин и преждевременного обводнения. Возвращаясь обратно к зависимости деформации трещин, можно определить диапазон пластового давления (14,8 – 17,1 МПа), при котором прогнозируется максимальная добыча нефти (рис.3).

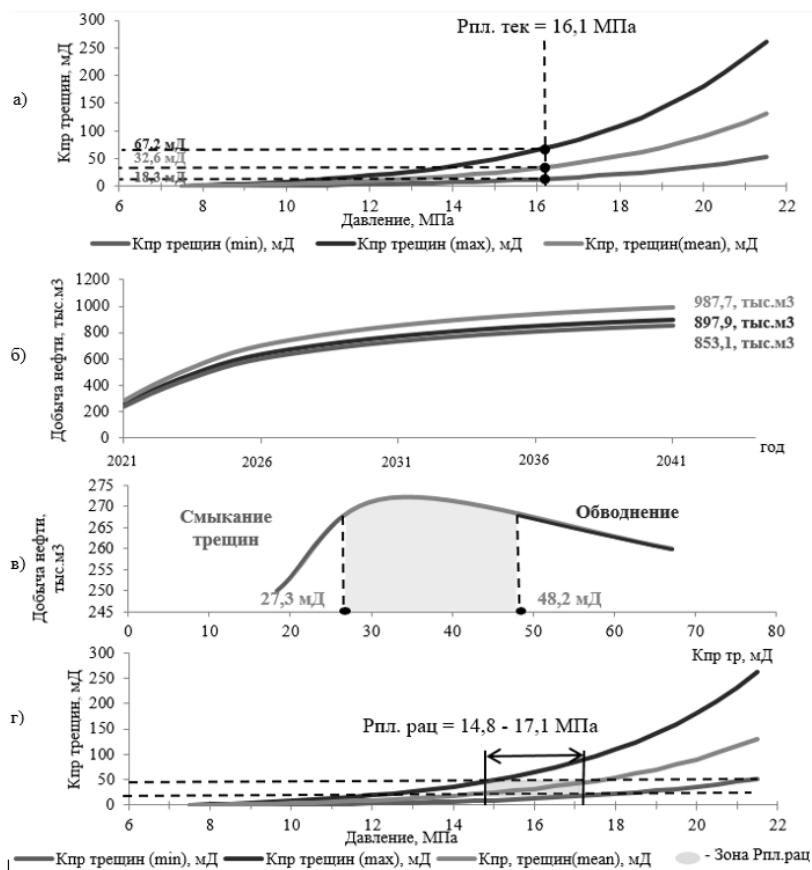


Рис. 2. Результаты многовариантного прогноза на ГДМ. а – Зависимости изменения проницаемости трещин от значений пластового давления. б – Накопленная добыча нефти для разных значений проницаемости трещин. в – Зависимость накопленной добычи нефти от проницаемости трещин. г – зависимость изменения проницаемости трещин от значений пластового давления с отметкой зоны характерной для максимальной накопленной добычи нефти

Проведение многовариантного прогноза в условиях неопределенности зависимости изменения проницаемости трещинной составляющей коллектора от значений пластового давления позволило определить рациональное пластовое давление, при котором не наблюдается интенсивное смыкание трещин и преждевременное обводнение.

В ходе работы выбран объект исследования исходя из критериев, обеспечивающих множество неопределённостей, которые могут оказать значительное влияние на технологическую и экономиче-

скую эффективность актива. Определены первичные параметры неопределенности и диапазоны их изменения согласно фактическим исследованиям с привлечением объектов аналогов. На следующем этапе работы проведена многовариантная адаптация гидродинамической модели пласта, по результатам которой найдено 32 решения. Также с целью определения наиболее значимых параметров неопределенности проведен анализ чувствительности на уровни добычи нефти. Установлено, что значения абсолютной проницаемости пласта оказывают значительное влияние на уровни добычи нефти и КИН. Соответственно, данный параметр требует более детального изучения привлечением данных исследований трещиноватости пласта. По результатам комплексного анализа результатов гидродинамических, керновых, геофизических и сейсмических исследований установлено значительное влияние наличия трещиноватости на значения проницаемости пласта. Таким образом принято решение о создании модели двойной среды, описывающую процессы фильтрации по матричной и трещинной составляющей коллектора. В результате сбора и анализа исходной информации установлены параметры неопределенности трещин. В ходе проведения многовариантной адаптации и анализа чувствительности выявлено, что зависимость изменения проницаемости от значений пластового давления оказывает определяющее влияние на уровни добычи нефти. В результате принято решение оценить влияние только зависимости проницаемости трещин от значений пластового давления на уровни добычи нефти. По результатам проведения многовариантного прогноза на 20 лет установлено оптимальное пластовое давление, при котором будут наблюдаться максимальные уровни добычи нефти. Поддержание пластового давления в выявленном диапазоне обеспечит рациональную разработку данного объекта и максимальный коэффициент извлечения нефти.

Благодарности.

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (МК-3896.2022.1.5).

Литература

1. Гурбатова И.П., Плотников В.В., Попов Н.А., Сысоев И.В. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного керна сложнопостроенных карбонатных коллекторов // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело.* – 2013. – № 9. – С. 79–86.
2. Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.* – 2019. – Т. 330. – № 10. – С. 26–32.
3. Kashnikov Ju.A., Ashihmin S.G., Shustov D.V., Jakimov S.Ju., Kuhtinskij A.Je *Improving the efficiency of hydrocarbon field development based on comprehensive geomechanical studies*, *Neftyanoe Khozyaystvo*. 2019, No3, pp. 66–69. [In Russ].
4. Mohamed Soufiane Jouini, Ali AlSumaiti, Moussa Tembely, Fawaz Hjouj & Khurshed Rahimov (2020) *Permeability upscaling in complex carbonate samples using textures of micro-computed tomography images*, *International Journal of Modelling and Simulation*, 40:4, 245-259, DOI: 10.1080/02286203.2019.1596728.
5. Sun H., Belhaj H., Tao G. (2019). *Rock properties evaluation for carbonate reservoir characterization with multi-scale digital rock images*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, pp. 654–664. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.075>.
6. Takougang E.M.T., Bouzidi Y., Ali M.Y. *Characterization of small faults and fractures in a carbonate reservoir using waveform inversion, reverse time migration, and seismic attributes* // *Journal of Applied Geophysics.* – 2019. – V. 161. – P. 116–123.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА НОВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДОВ УРАЛА

Колесников Егор Викторович

*Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург
студент 3 курса,
e-mail: egor.02.07@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Мартынов Андрей Вениаминович

Аннотация: Камско-Кинельская система прогибов (ККСП) внесла существенный вклад в формирование месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и в значительной мере определяет перспективы нефтегазоносности для исследуемого региона. Территория Передовых складов Урала (ПСУ) в этом отношении не является исключением, однако низкая степень геолого-геофизической изученности не позволяет полноценно проводить прогноз нефтегазоносности. В ходе исследований автором выделены литогенетические типы пород, принадлежащие к различным фациальным зонам ККСП, построена схематическая модель Камско-Кинельской системы прогибов для позднего фамена – турне ($D_3fm_3 - C_{1t}$), а также проанализирована история геологического развития ККСП для данного региона.

Ключевые слова: Камско-Кинельская система прогибов, доманиковые фации, органогенные постройки, фации, франский, фаменский, турнейский ярусы.

PROSPECTS FOR THE SEARCH FOR NEW OIL AND GAS-BEARING OBJECTS OF THE KAMA-KINEL TROUGH SYSTEM IN THE TERRITORY OF THE ADVANCED FOLDS OF THE URALS

Kolesnikov Egor Viktorovich

*Saint Petersburg Mining University,
3d year student, Saint Petersburg
e-mail: egor.02.07@mail.ru*

*Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader,
Martynov Andrey Veniaminovich*

Abstract: The Kama-Kinel trough system (KKTS) has made a significant contribution to the formation of deposits of the Volga-Ural oil and gas province and largely determines the prospects of oil and gas potential for the studied region. The territory of the Advanced Folds of the Urals (AFU) is no exception in this respect, however, the low degree of geological and geophysical knowledge does not allow for a full-fledged forecast of oil and gas potential. In the course of research, the author identified lithogenetic rock types belonging to various facies zones of the KKTS, constructed a schematic model of the Kama-Kinel trough system for the Late Famenian –Tournaisian ($D_3fm_3 - C_{1t}$), and analyzed the history of the geological development of the KKTS for this region.

Keywords: Kama-Kinel trough system, domanic deposits, reefs, facies, Frasnian, Famenian, Tournaisian

Верхнедевонско-турнейская терригенно-карбонатная формация входит в число трех основных нефтегазоносных комплексов (НГК) на территории Пермского края [3]. Промышленная нефтегазоносность комплекса обусловлена широким развитием рифовых фаций в пределах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). На сегодняшний день имеется большое количество моделей строения рифогенного комплекса, при этом отмечается неравномерная степень его изученности. Наиболее неоднозначные оценки перспектив нефтегазоносности отмечаются в восточной – окраинной части Пермского края, где развиты Передовые складки Урала (ПСУ). Выяснение вопросов присутствия и локализации рифовых фаций Камско-Кинельской системы в пределах складчато-надвиговой зоны очень важно для прогноза нефтегазоносности.

Зарождение и дальнейшее развитие Камско-Кинельской системы прогибов внесло существенные перестройки структурного плана для территории Пермского края. В среднефранское (доманиковое) время начинается формирование относительно глубоководных впадин с некомпенсированным осадконакоплением на фоне трансгрессии и общего погружения осадочного бассейна. Впадины ККСП являются зонами аккумуляции карбонатно-кремнисто-глинистых, обогащенных органическим веществом, осадков, со специфичной фауной. Относительно-мелководные участки шельфа, окаймляющие впадины, выступают зонами роста органогенных построек различной морфологии – барьерные рифы, плато, атоллы и одиночные постройки. В зарифовом пространстве накапливаются тонкие карбонатные илы. [2].

В позднефранское время Камско-Кинельская система прогибов продолжает свое развитие и расширяется. В строении системы отчетливо выделяются три типа разреза: сводовый, склоновый и депрессионный доманикового типа. Сводовый и депрессионный тип разреза унаследовали характер среднефранского времени. Склоновый тип разреза развит вдоль органогенных построек и сложен продуктами их разрушения, а также обогащен органическим веществом и кремнистым материалом депрессионных зон. Образование данного типа разреза связано с ростом карбонатных построек и их последующим разрушением, за счет многократных, кратковременных актов падения уровня моря [2].

В ранне-среднефаменское время сохраняется прежняя тектоническая (палеогеоморфологическая) обстановка, положение осевых зон ККСП с депрессионными фациями доманикового типа остается неизменным. На северо-западе Пермского края происходит обмеление морского бассейна, в результате чего, с этого направления увеличивается поступление осадочного материала и как следствие наблюдается смещение рифов в сторону осевых систем Камско-Кинельской системы. Помимо северо-западного направления, наблюдается поступление осадочного материала и со стороны Урала [2].

В позднефаменское время в результате дифференцированных тектонических движений, произошло сокращение площади осадочного бассейна. В результате чего на поверхность выведены территории Коми-Пермяцкого и Камского сводов, а также часть территории Тиманского кряжа. Следствием данного процесса является денудация и эрозия новообразованной суши, что привело к увеличению объема осадочного материала, поступающего в осевые зоны ККСП. В результате чего сформированы, мощные (до 250 м и более) флишоидные толщи, где наблюдается переслаивание терригенно-карбонатных и карбонатно-кремнисто-глинистых, разностей. Подобное осадконакопление привело к заполнению некомпенсированных впадин и смещению рифовых комплексов к осевым частям ККСП. Активизация тектонических движений привела к возникновению процессов магматизма и вулканизма на Урале, что проявляется в присутствии кремнистого материала в Уткино-Серебрянской системе и пеплового материала в составе пород Кизеловско-Добрянской палеовпадины [2].

Турнейский век внес существенные коррективы в строение региона и процессы осадконакопления. В первую очередь следует отметить продолжающуюся тенденцию регрессии моря на юго-восток. На территории современного расположения Передовых складок Урала, в малевско-упинское время сохранилось некомпенсированное осадконакопление и формирование доманиковых фаций. Привнос осадочного материала осуществлялся через бортовую Чермозско-Касибскую рифогенную зону ККСП, а источником данного материала выступала Сысольско-Коми-Пермяцкая суша, а также разрушающиеся борты рифовых построек [2].

Черепетское время характеризуется сокращением площади осадочного бассейна и компенсацией впадин, таким образом, в северных районах условия стали более мелководные, в некоторых частях разреза, получили распространение глинистые, органогенно-детритовые и биогермные известняки. В центральных впадинах сохранились условия для формирования доманиковых фаций. Так же стоит отметить проявление вулканической деятельности со стороны Урала, что выражается в присутствии пеплового материала и черных кремнистых конкреций в породах Кизеловской палеовпадины [2].

В кизеловское время отмечается расширение Сысольско-Коми-Пермяцкой суши в юго-восточном направлении, однако Добрянско-Кизеловской и в восточной части Колвинско-Щугорской впадины терригенные отложения, расположенные в наиболее погруженных частях прогибов, сменились на депрессионные образования [2].

В конце турнейского века Камско-Кинельская система прогибов завершила свое развитие, рифообразование прекратилось, осевые зоны были полностью компенсированы. В истории геологического развития произошел резкий поворот, который выражается в смене преимущественно-карбонатного осадконакопления на терригенное в флювиальных и дельтовых обстановках [2].

Во время полевого сезона 2022 г. был произведен отбор образцов пород из обнажений Язьвинско-Чусовской структурной зоны Передовых складок Урала с возрастной датировкой от позднего фамена до турне.

Породы верхнефаменского подъяруса относятся к фациям осевой зоны ККСП и представлены образованиями губахинской свиты. Свита, мощностью до 120 м, характеризуется флишоидным строением, ритмично-чередующихся глинистых известняков и карбонатно-кремнисто-глинистых битуминозных сланцев, причем на долю последних приходится от 50 до 60 % от объема всех образований свиты [6]. В отложениях губахинской свиты обнаружены такие представители фауны как: тонкостенные лингулиформные брахиоподы, пеллециподы и радиолярии, помимо фауны отмечается присутствие единичных спор.

В ходе лабораторного изучения образцов пород губахинской свиты, автором выделено два литогенетических типа (ЛГТ).

ЛГТ-1 – карбонатно-кремнистые, реликтивно-радиоляритовые породы, обогащенные органическим веществом и характеризующиеся однородным строением и слабовыраженной слоистой текстурой (Рис. 1А).

ЛГТ-2 – высокоуглеродистые карбонатно-кремнисто-глинистые, реликтивно-радиоляритовые сланцы, обладающие однородным строением и хорошо выраженной слоистой текстурой (Рис. 1Б).

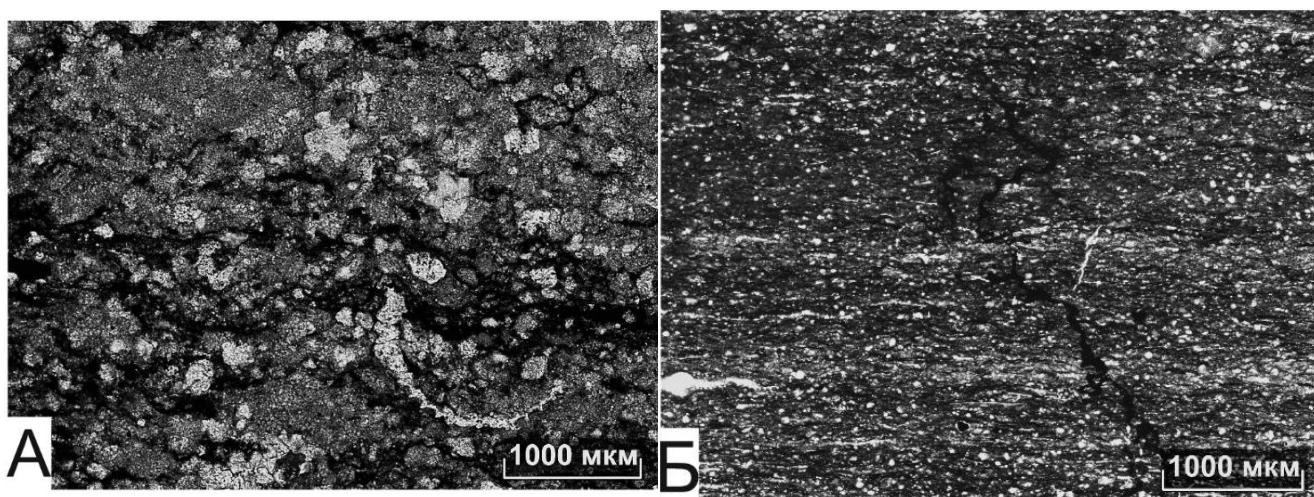


Рис. 1. Литогенетические типы пород губахинской свиты (D_3fm_3)

А – Карбонатно-кремнистая, реликтивно-радиоляритовая порода, обогащенная органическим веществом (ЛГТ-1), Б – Высокоуглеродистый карбонатно-кремнисто-глинистый, реликтивно-радиоляритовый сланец (ЛГТ-2)

Турнейский ярус в Язьвинско-Чусовской структурной зоне Передовых складок Урала представлен алатауской свитой, для которой характерна широкая фациальная изменчивость. В ходе полевых работ были отобраны образцы, относящиеся к осевому, бортовому и сводовому типу разреза Камско-Кинельской системы прогибов.

Среди пород алатауской свиты автором выделено пять литогенетических типов.

ЛГТ-3 – высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы, обладающие однородным строением и слоистой текстурой (рис. 2А).

ЛГТ-4 – высокоуглеродистые, реликтивно-радиоляритовые мелкозернистые известняки с относительно однородным строением и слабовыраженной слоистой текстурой (рис. 2Б).

ЛГТ-5 – известняки микритизированные с однородным строением и массивной текстурой, обогащенные органическим веществом (рис. 2В).

ЛГТ-6 – известняк органогенно-детритовый (пакстоун-грейнстоун). Детрит представлен однокамерными и многокамерными фораминиферами, фрагментами криноидей, брахиопод, пеллеципод и остракод (рис. 2Г).

ЛГТ-7 – известняк органогенный (фреймстоун), сложен колониями табулятоидей, (рис. 2Д).

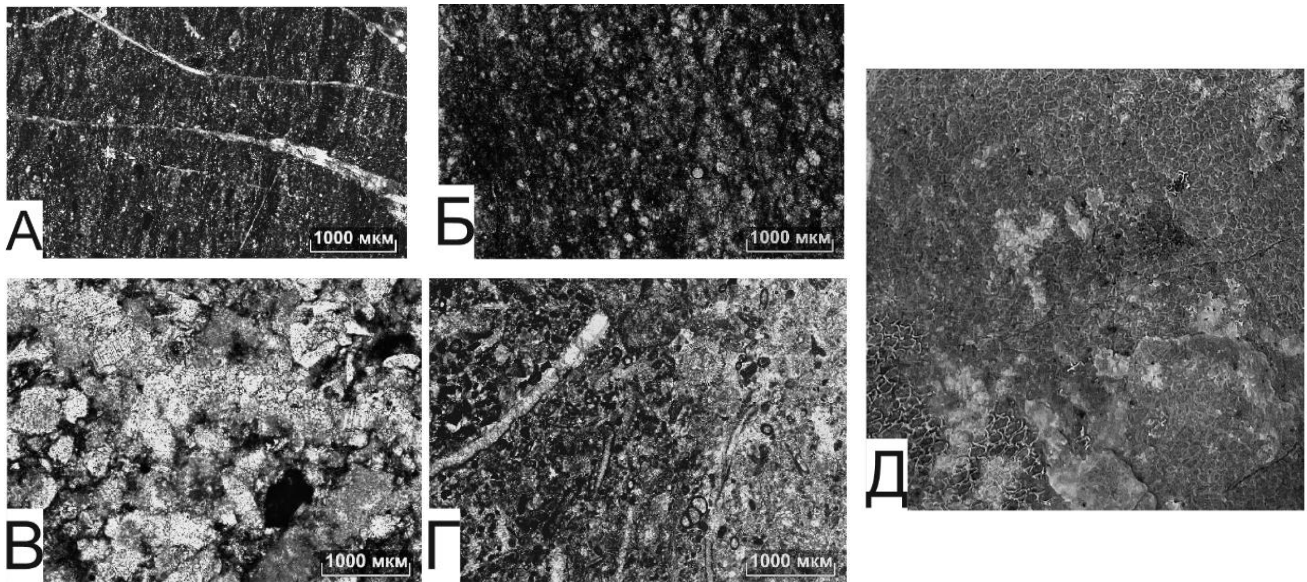


Рис. 2. Литогенетические типы пород алатауской свиты (C_{1t}) А – высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода (ЛГТ-3), Б – высокоуглеродистый, реликтивно-радиоляритовый мелкозернистый известняк (ЛГТ-4), В – известняк микритизированный, обогащенный органическим веществом (ЛГТ-5), Г – известняк органогенно-детритовый (пакстоун-грейнстоун) (ЛГТ-6), Д – известняк органогенный (фреймстоун) (ЛГТ-7)

Каждый из выделенных литогенетических типов приурочен к определенному типу разреза Камско-Кинельской системы прогибов. Среди отложений верхнего фамена были выделены ЛГТ-1 и 2, для них характерно большое содержание органического вещества, кремнисто-карбонатный и карбонатно-кремнисто глинистый вещественный состав, а также наличие скоплений радиолярий и продуктов их замещения, что указывает на фациальную обстановку относительно глубоководного шальфа. Данные признаки позволяют отнести выделенные литогенетические типы к осевому типу разреза ККСП. Среди турнейских образований было выделено пять ЛГТ. К осевому типу разреза относятся 3 и 4 литогенетические типы, для которых характерны признаки аналогичные тем, что наблюдались у ЛГТ-1 и 2. Этот факт позволяет судить о том, что на территории, где на сегодняшний день развиты Передовые складки Урала, в турнейском веке были развиты фации осевой части Камско-Кинельской системы прогибов, сохранившие унаследованное положение с позднего фамена. Литогенетические типы 5 и 6 указывают на фациальные обстановки бортовых зон ККСП, для которых характерно обилие органогенно-детритового материала, а также пород обогащенных органическим веществом депрессионных зон. Для сводового типа разреза Камско-Кинельской системы прогибов характерно развитие органогенных известняков (фреймстоунов). На территории Язьвинско-Чусовской зоны Передовых складок Урала данному типу разреза принадлежит ЛГТ-7, сложенный массивными колониями табулятоидей.

Выделение литогенетических типов пород и определение их приуроченности к основным фациальным зонам ККСП важно для построения схематических моделей. Данные модели позволяют проследить динамику изменения позднедевонско-турнейского палеошельфа и сопоставлять положения элементов Камско-Кинельской системы прогибов на различных этапах ее развития. Подобные исследования являются важным шагом для построения литолого-палеогеографических карт и дальнейшего, более точного прогноза нефтегазоносности. В рамках исследования авторам построена схематическая модель ККСП для позднего фамена – турне (D₃fm₃ – C_{1t}) (рис. 3). В модели отображены фациальные зоны Камско-Кинельской системы прогибов, а также отмечено унаследованное положение осевой зоны в позднем фамене – турне.

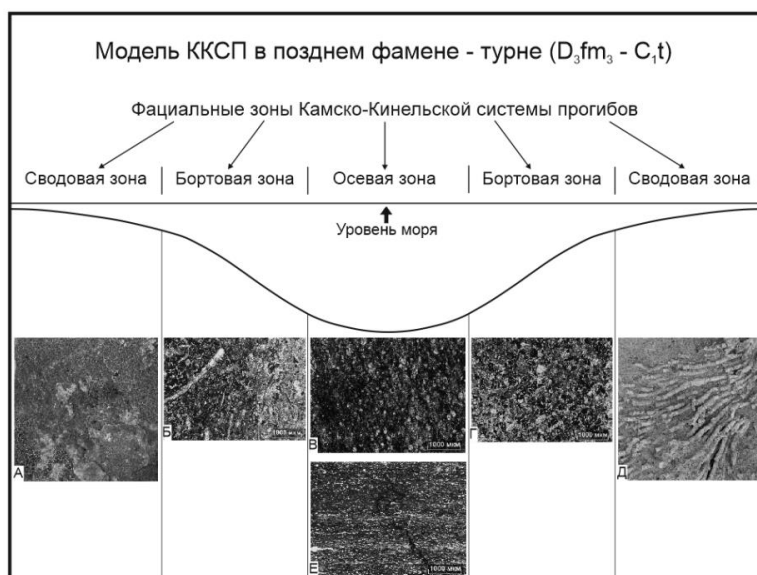


Рис. 3. Схематическая модель Камско-Кинельской системы прогибов в позднем фамене – турне ($D_3fm_3 - C_1t$)

А – известняк органогенный (фреймстоун) (ЛГТ-7) (C_1t), Б – известняк органогенно-детритовый (пакстоун-грейнстоун) (ЛГТ-6) (C_1t), В – высокоуглеродистый, реликтово-радиоляритовый мелкозернистый известняк (ЛГТ-4) (C_1t), Г – известняк органогенно-детритовый (пакстоун-грейнстоун) (ЛГТ-6) (C_1t), Д – известняк органогенный (фреймстоун) (ЛГТ-7) (C_1t), Е – Высокоуглеродистый карбонатно-кремнисто-глинистый, реликтово-радиоляритовый сланец (ЛГТ-2) (D_3fm_3)

В ходе изучения истории геологического развития региона выяснено, что на территории современных Передовых складок Урала, длительное время развивались фации Камско-Кинельской системы прогибов, что подтверждается лабораторными исследованиями, которые были проведены автором. За время проведения полевых и камеральных работ выявлены фации осевой зоны ККСП для верхнефаменских отложений. Среди турнейских отложений выделяются все основные типы разреза, что указывает на перспективы генерации и аккумуляции углеводородов на данной территории. Данный факт подтверждается тем, что на сегодняшний день в аллохтонной части Передовых складок Урала открыто Ветосское месторождение, приуроченное к структуре облегания одноименного рифа. Выявление сводовых и бортовых зон ККСП среди возрастного интервала франа-фамена является приоритетной задачей для дальнейших исследований, решение которой позволит производить построение более точных моделей, уточняющих перспективы нефтегазоносности.

Литература

1. Горожанина Е.Н., Горожанин В.М., Заграновская Д.Е., Захарова О.А. О строении Камско-Кинельской системы прогибов // Известия вузов. Геология и разведка. 2019. №3, Москва, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», 2019. 9-20 с.
2. Кузнецова Е.А. Геология и нефтегазоносность Урала и Предуралья (на примере Пермского края) // Электронная мультимедийная библиотека ELiS. Пермь, Издательский центр Пермского государственного национального исследовательского университета, 2022. 91 с.
3. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края // Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. 335 с.
4. Мелких О.А., Дурников В.И. Генетические особенности карбонатных коллекторов зоны сочленения Соликамской депрессии и Передовых складок Урала // Пермь, Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. 2010. 17-20 с.
5. Фортунатова Н.К., Канев А.С., Пороскун В. И., Баранова А. В., Бушуева М. А. Строение и оценка перспектив нефтегазоносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманиковского типа Волго-Уральской НГП // Новосибирск, Геология и геофизика. Т.62, №8. 2021, 1132-1152 с.
6. Чочия Н.Г. Геологическое строение Колво-Вишерского края. // Ленинград, Госпотехиздат, 1955, 406 с.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ КАК ЭЛЕМЕНТ ЗАГРОС-МЕСОПОТАМСКОЙ МЕЛ-ТРЕТИЧНОЙ НЕФТЯНОЙ СИСТЕМЫ

Комарова Юлия Сергеевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистр 1 года обучения (2022-2024), г. Пермь
e-mail: Julia0901Komarova@yandex.ru*

Боталова Ангелина Витальевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, г. Пермь
e-mail: botalova.angelina2014@yandex.ru*

Научный руководитель: к. г.-м. н., доцент, Кожевникова Елена Евгеньевна

Аннотация: в статье рассмотрена Загрос-Месопотамская мел-третичная нефтяная система, выделены её основные элементы. Описаны формации, в которых располагаются эти элементы. Был выделен вариант образования залежей углеводородов. На примере этой нефтяной системы рассмотрено месторождение Агаджари. Сделан вывод о том, что выделение нефтяных систем благоприятно сказывается при поисковых работах, а также уменьшает риски недропользователей при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: Загрос-Месопотамская, нефтяная система, Агаджари, углеводороды, органическое вещество, коллектор, нефтематеринская свита, флюидоупор, пути миграции.

UNCONVENTIONAL HYDROCARBONS AS AN ELEMENT OF THE ZAGROS-MESOPOTAMIAN CRETACEOUS-TERTIARY PETROLEUM SYSTEM

Komarova Yulia Sergeevna

*Perm State University
1st year Master's Degree student, Perm
e-mail: Julia0901Komarova@yandex.ru*

Botalova Angelina Vitalievna

*Perm State University, Perm
e-mail: botalova.angelina2014@yandex.ru*

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Kozhevnikova Elena Evgenievna

Abstract: The article considers the Zagros-Mesopotamian Cretaceous-tertiary petroleum system, highlights its main elements. The formations in which these elements are located are described. A variant of the formation of hydrocarbon deposits was identified. The Agajari field is considered on the example of this petroleum system. It is concluded that the allocation of petroleum systems has a beneficial effect during prospecting operations, and also reduces the risks of subsurface users in the development of oil fields.

Keywords: Zagros-Mesopotamian, petroleum system, Agajari, hydrocarbons, organic matter, collector, source suit, seal, migration routes.

Введение. Термин «нефтяная система» в первый раз сформулировал датский геолог Дау в 1972 г. с целью обозначения системы, складывающейся из нефтематеринской свиты, а также коллектора.

Позже, в 1980 году, Ален Перродон предложил рассматривать нефтяную систему как геологические условия существования нефти и природного газа месторождений.

В 1991 году Л. Магун предложил свой вариант определения нефтяной системы. Он представлял нефтяную систему как совокупность элементов, которая начинается с нефтематеринской свиты и заканчивается ловушкой.

К 1992 г. А. Перродон переосмыслил собственное понятие, посчитав, что седиментационные, а также тектонические процессы образования углеводородов (УВ) обязаны выполнять главную роль в

формировании нефтяных систем. Вследствие того, собственную новую классификацию систем он создал на основании определения «тектоническая обстановка», объединяя генерацию и развитие нефтяной системы вместе с отличительными чертами формирования материкового рифта, разных орогенов, платформ.

В 1996 г. возникла классификация нефтяных систем бинарного вида, связывающая нефтегазовые фазы и тектонические процессы. Именно она характеризовала проявления и развития как нефтеносных, так и газоносных систем в связи с деформациями в текстурах рифта, депрессиях, местах сжатия или раздвига.

Ученые считают, что задача исследования и классификации нефтяных систем заключается в том, чтобы предельно точно объяснять условия и характерные черты локализации залежей нефти и газа в бассейне, а также подбирать продуктивные методы выполнения геолого-разведочных и буровых работ. Классификация отражает взаимосвязи между:

- 1) нефтематеринскими, а также продуктивных пластами;
- 2) миграцией и участком локализации УВ;
- 3) коллекторами, флюидоупорами и аккумуляцией УВ.

Предлагаемая модель классификации основывается на 2-ух характеристиках, образующих нефтяные системы. 1-ая составная часть классификации отображает геологические характерные черты пространственного перехода от нефтематеринской породы поочередно вплоть до коллектора-аккумулятора. 2-ая составная часть определяет физические свойства породы при передвижении УВ вплоть до зоны их аккумуляции.

На сегодняшний день понятие «нефтяная система» основательно вступило в терминологию многих геологов-нефтяников.

Нефтяная система – это основной термин нефтяной геологии. Процессы образования УВ, нефтематеринских свит, ловушек, покрышек, а также пород-коллекторов считаются основными элементами нефтяных систем, которые выделяются на основе применения геофизических исследований скважин (ГИС), геохимических и геологических методов исследований. Они помогают при изучении и выделении залежей нетрадиционных УВ.

Любой из данных элементов оценивается особым способом, для того чтобы установить генерационно-аккумуляционные возможности системы [2].

Элементы нефтяной системы схематически показана на рисунке 1:

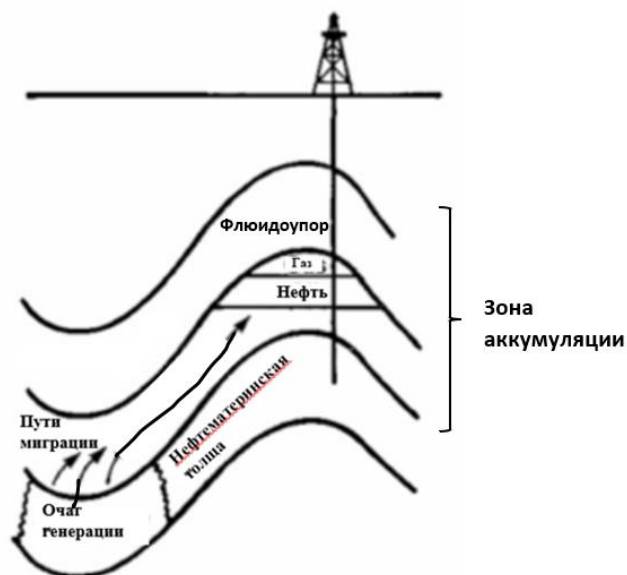


Рис. 1. Основные элементы нефтяной системы

Поисковые работы наиболее эффективны при выделении нефтяной системы и её элементов, их описания и изучения. Это можно проследить на примере Загрос-Месопотамской мел-третичной нефтяной системы, являющейся первой в мире по суммарным начальным ресурсам нефти и третьей по суммарным начальным ресурсам газа.

Элементы Загрос-Месопотамской мел-третичной нефтяной системы. Основным элементом Загрос-Месопотамской мел-третичной нефтяной системы являются нефтематеринские свиты, отложенные в самой нижней части формации Гарау во время раннего мела (берриас-сеноманский век). Нефтегазоматеринские свиты широко распространены по всей впадине Лурестан. Нижняя часть фор-

мации Гарау является эффективной нефтегазоматеринской свитой, которая генерирует нефть. На рисунке 2 изображена карта изопакит нефтематеринских свит в нижней части формации Гарау. Эта формация характеризуется высокой степенью катагенетической преобразованности. Породы формации находятся в условиях так называемого «нефтяного окна», т.е. в термобарических условиях, соответствующих пику нефтеобразования. Нефтяное окно соответствует второй стадии мезокатагенеза (МК₂) – главной зоне нефтеобразования. На этом этапе наиболее интенсивно происходит новообразование жидких УВ, а также начинается образование газовых УВ. Породы формации образовались в морской обстановке осадконакопления, что способствовало отложению сапропелевого типа органического вещества (ОВ).

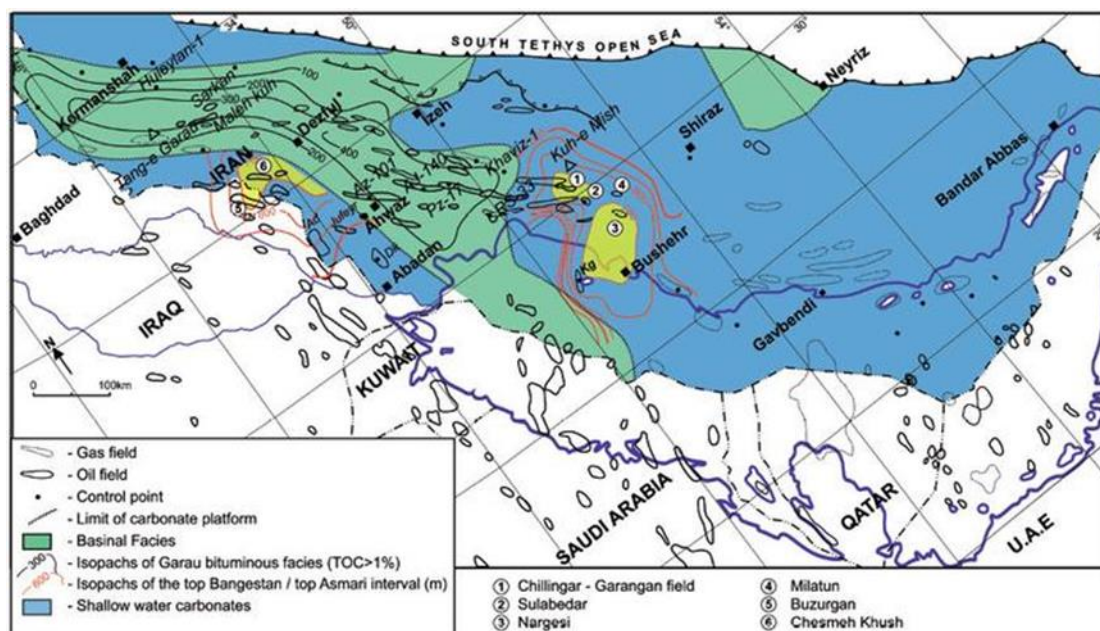


Рис. 2. Карта изопакит нефтематеринских пород в нижней части формации Гарау [3]

Коллекторами, которые вместили в себя УВ из нефтегазоматеринских свит, являются известняки формации Сарвак раннего мела (альб-сеноманский век) в южной части впадины Лурестан, либо известняки формации Илама раннего мела (кампанский век) в центральной части этой же впадины. Из-за отсутствия коллекторов, непосредственно прилегающих к нефтематеринским породам Гарау, значительная часть нефти, вероятно, осталась в нефтегазоматеринской свите, что привело к образованию пиробитума и газа. Мишанская свита среднего миоцена является флюидоупором, она сложена глинами.

Пути миграции служила сеть локальных линейных микроразломов, которая привела к образованию залежей битумного типа в антиклиналях Лурестана, особенно на северо-восточном склоне Кух-э-Султан. В заливе Дезфул наличие мелководных известняков толщиной 15-25 м халиджской пачки гадванской свиты (ранний мел) способствовали миграции части нефти и газа в сторону платформенных фаций группы Хами и накоплению УВ на поднятии Загрос (рис. 3).

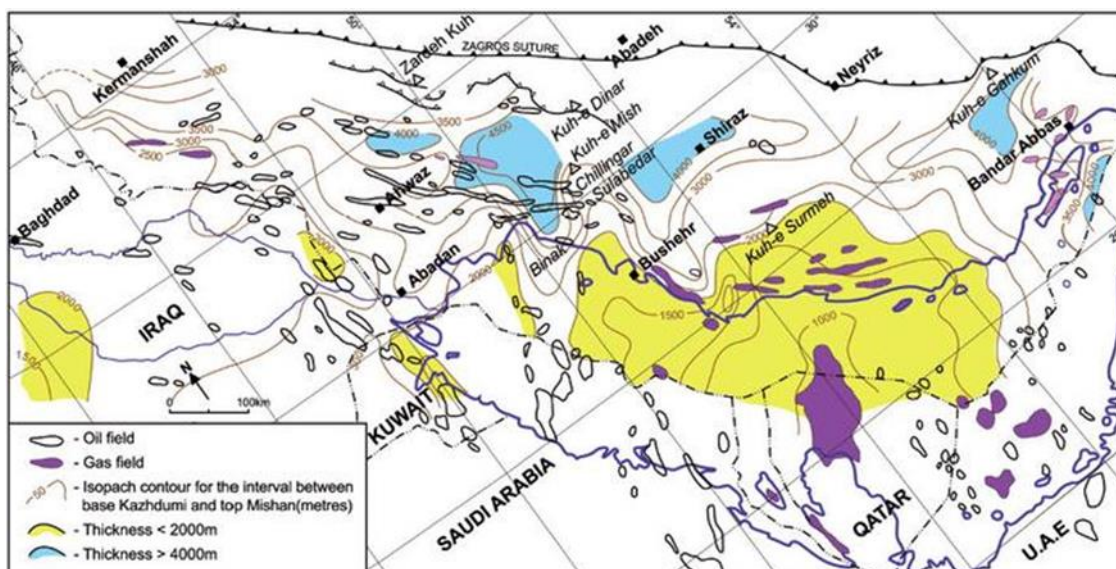


Рис. 3. Карта изопакит коллекторов от основания каждой мисской свиты (альбский ярус) до кровли формации мишанской свиты (средний миоцен), с указанием региональных максимумов, которые появляются перед складчатостью Загрос [3]

Процесс нефтеобразования и формирования залежей в отложениях от среднего мела до раннего миоцена происходил за счет вертикальной миграции, по зонам трещиноватости, к крупным антиклинальным структурам Загроса, где существовали ловушки.

Такой вариант образования залежей подтверждается схожим составом нефтей с ОВ нефтематеринских свит по изотопному составу и составу биомаркеров [3].

На закономерность размещения залежей существенное влияние оказывает современная тектоника. Предгорье северо-восточнее Месопотамской низменности включает в себя узкие (5-10 км) антиклинали; в их ядре обнажаются верхнемиоценовые молассовые отложения или среднемиоценовые эвапориты. В ядрах антиклиналей Синджар и Кара Чаук обнажаются палеогеновые и верхнемеловые образования. Предгорные антиклинали имеют ассиметричную форму и простираются в северо-западном направлении. Горный район к северо-востоку от Киркука характеризуется гармоничными складками. В их ядре обнажаются меловые или еще более древние породы. Палеогеновые и неогеновые породы формируют соседние синклинали. Многие антиклинали перекрываются благодаря надвиганию с уничтожением расположенных между ними синклиналей. На севере Ирака вдоль границы с Турцией палеозой-меловые породы обнажаются в ядре узких антиклиналей. Вдоль границы с Ираном наблюдаются надвиговые пластины осадочных и изверженных пород. Самые низы их сложены радиоляриевыми кремнистыми сланцами и вулканитами, надвинутыми в верхнем мелу на шельфовые карбонаты Аравийской плиты. Надвиговые пластины были сложены в плиоцене [4].

Иранские месторождения углеводородов, как элемент нефтяной системы. Практическое значение выделения нефтяных систем благоприятно сказывается при поисковых работах. Оно упрощает разведку, поиск и разработку нефтяных месторождений, позволяет смоделировать развитие нефтяного бассейна и открывать новые месторождения или доизучать старые. Это можно проследить на примере выделения нефтяной системы на территории месторождений Ирана.

Иранские месторождения образовались в результате мощных тектонических процессов. Нефть здесь содержится преимущественно в трещинах горных пород. Почти все они содержат газовые или газоконденсатные шапки. Это существенно осложняет добычу, поскольку форсирование отборов может привести к прорыву газа к забою скважины, в этом случае поступление нефти многократно сокращается. Именно поэтому коэффициенты нефтеотдачи иранских месторождений сравнительно невелики, в пределах 20-35 %.

Крупнейшее месторождение Агаджари открыто в 1936 году, разрабатывается с 1938 года, и сейчас выработано на 82 %. Его размеры 60x6 км, нефтяные пласты залегают на глубинах 1400-2600 м. В 1978 г. здесь работало всего лишь 60 скважин, которые в сумме добывали за год 31,4 млн т нефти, средний дебит скважины составлял огромную величину 1430 т/сут.

Агаджари – это гигантское газонефтяное месторождение на юго-западе Ирана, близ одноимённого города. Приурочено к ассиметричной антиклинальной структуре в пределах предскладчатого крыла Месопотамского прогиба. Входит в нефтегазоносный бассейн Персидского залива. Площадь

нефтености 388,5 км². Продуктивны в основном олигоцен-нижнемиоценовые известняки на глубине 1550–1250 м, а также верхнемеловые известняки – свыше 1700 м. Залежи массивные сводовые. Плотность нефти 852 кг/м³, содержание серы (S) около 1,4%. Начальные извлекаемые запасы нефти 1,9 млрд. т, газа (в газовой шапке) 263 млрд. м³[5].

Вся без исключения деятельность поисков нефти, а также газа ориентирована на открытие залежей углеводородов. В текущий период в «старых» нефтедобывающих регионах, как правило, бурение в рамках поисков проводится в структурах возле ранее открытых или уже разрабатываемых месторождений. Этот аспект дает свои итоги: получается открыть ранее не известные месторождения, однако доля «пустых» структур также повышается. Поэтому сформировать единое понимание о ходе нефтегазообразования, а также наполнения ловушек УВ не получается. Более продуктивным считается комплексный подход, дающий выделить «нефтяные системы» в районе изучения. Согласно нынешним взглядам, «нефтяная система» – это совокупность отложений конкретной области формирования нефтегазоносного бассейна, взаимосвязанный проявлением процессов формирования нефтегазоносности [6]. Именно она содержит нефтегазоматеринские свиты, пути передвижения углеводородов (пути миграции), породы-коллекторы, флюидоупоры, и кроме того, контролируется подходящим сочетанием их возникновения в геологическом времени и месте. Выделение нефтяных систем считается примером объединения геологических, геохимических, а также геофизических исследований при нефтегазогеологическом районировании, а также поисковых работах.

Выводы. Для выделения нефтяной системы необходимо выявление углеводородов. Присутствие в том числе и незначительного числа нефти либо газа способно указывать на наличие системы. Нефтяные системы ограничены рамками геологического времени, а также месте формирования. Во времени обозначаются 4 ключевых нюанса: геологический период формирования системы, а также создания ловушек, «критический момент» и период сохранности залежей. Геологическое время формирования – это период, необходимый для проявления действий генерации, миграции, а также аккумуляции углеводородов. Все это необходимо, для того чтобы образование ловушек протекало вплоть до проявления генерации и путей миграции УВ или во время процесса образования. «Критический момент» по сути отвечает геологическому времени начала главной генерации углеводородов в исходных свитах. Геологический период сохранности залежей отвечает этапу начала их развития вплоть до нашего времени. Сами процессы аккумуляции имеют все шансы быть сопровождаемыми разрушением залежей, восстановлением передвижения углеводородов в связи с геологическими условиями. Любая нефтяная система содержит ограничения в региональном плане, а также и в стратиграфии. Ограничения определяются распространением материнских свит, испытавших «критический момент» генерации углеводородов, а также тенденциями миграции углеводородов. Ограничения, связанные со стратиграфией, контролируются расположением материнских свит, а также вертикальной миграцией углеводородов [1].

В границах нефтяных систем сосуществуют ранее открытые месторождения, а также месторождения неоткрытые, мониторинг которых несет в себе немаловажную ценность. Нефтяные системы, как правило, приобретают названия согласно географическому или стратиграфическому комплексу, в котором были сформированы нефтегазоматеринские свиты.

Выделение нефтяных систем дает возможность уменьшить потери недропользователей при поисково-разведочных работах на нефть или газ. Согласно стадийности нефтегазообразования, а также нефтегазоаккумуляции, как правило, процедура выделения нефтяных систем содержит в себе соответствующие ключевые этапы работ:

- исследование истории развития, а также нынешних строений отложений района;
- выделение нефтегазоматеринских свит, а также анализ их генерационный потенциал;
- бассейновое прогнозирование с целью идентификации геологического периода действий генерации, эмиграции, а также аккумуляции УВ;
- геохимические, а также генетические корреляции нефть-нефть, газ-газ, а также нефть-ОВ пород;
- выделение, а также анализ коллекторов, покрышек, ловушек, направлений миграции углеводородов.

Таким образом, обнаружение нетрадиционных углеводородов происходит при применении новых методов разведки, доизучения территории и внедрения новых способов добычи, основанных на выделении нефтяных систем. Выделение нефтяных систем все чаще применяется геологами для повышения эффективности поисковых работ.

Литература

1. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник/О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; Под ред. Б. А. Соколова. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.
2. Интернет-ресурс: Миграция углеводородов и классификация нефтяных систем. URL: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1998/04/Stat/stat05.html> (дата обращения 02.02.2023)
3. Интернет-ресурс: Геологическое строение и формирование природных резервуаров углеводородов мезозоя и кайнозоя севера Месопотамии. URL: <https://earthpapers.net/geologicheskoe-stroenie-i-formirovanie-prirodnih-rezervuarov-uglevodorodov-mezozoya-i-kaynozoya-severa-mesopotamii> (дата обращения 09.02.2023)
4. Интернет-ресурс: Большая российская энциклопедия 2004-2017. URL: <https://old.bigenc.ru/geology/text/1850678> (дата обращения 14.02.2023)
5. Интернет-ресурс: Сложная нефть Ирана. URL: <https://vp43.ru/blog/3197> (дата обращения 28.02.2023)
6. Thomas S. Ahlbrandt, Ronald R. Charpentier, T.R. Klett, James W. Schmoker, Christopher J. Shenk и Gregory F. Ulmishek. *Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems. Оценка ресурсов нефти и газа в нефтегазоносных системах мира.* – Перевод английского. – М.: ВНИГНИ, 2008. – 352 с. ISBN 978-5-900941-19-6
7. Интернет-ресурс: Геология и геохимия нефти и газа. URL: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/kozhevnikova-geologiya-i-geoimiya-nefti-i-gaza.pdf> (дата обращения 02.03.2023)

ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ СОЗДАНИИ СИНТЕТИЧЕСКИХ ОБРАЗЦОВ КЕРНА ГОРНЫХ ПОРОД

Кочнев Александр Александрович

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
молодой ученый, г. Пермь
e-mail: sashakoch93@gmail.com*

Осколков Александр Андреевич

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
молодой ученый, г. Пермь
e-mail: oskolkov.w@yandex.ru*

Аннотация: В работе проведен аналитический обзор современных исследований по возможностям трехмерной печати образцов керна. Выявлены основные свойства образцов, необходимые для оценки точности трехмерных копий. Проведено сравнение карбонатных и терригенных образцов для целей трехмерной печати. Проанализированы свойства горных пород Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, выбраны типовые объекты для создания вещественных копий образцов. Проведена томография типовых образцов для дальнейших опытов по трехмерной печати.

Ключевые слова: трехмерная печать, керн, литолого-петрофизические свойства, критерии подобия, томография.

POSSIBILITIES OF MODERN ADDITIVE TECHNOLOGIES IN CREATING SYNTHETIC ROCK CORE SAMPLES

Kochnev Alexander Alexandrovich

*Perm National Research Polytechnic University,
Young Researcher, Perm
e-mail: sashakoch93@gmail.com*

Oskolkov Alexander Andreevich

*Perm National Research Polytechnic University,
Young Researcher, Perm
e-mail: oskolkov.w@yandex.ru*

Abstract: The paper presents an analytical review of modern research on the possibilities of three-dimensional printing of core samples. The main properties of samples necessary for estimating the accuracy of three-dimensional copies are revealed. Comparison of carbonate and terrigenous samples for the purpose of 3D printing is carried out. Properties of rocks of the Volga-Ural oil and gas bearing province were analyzed, typical objects for creation of material copies of samples were selected. Tomography of typical samples for further experiments in three-dimensional printing was carried out.

Keywords: three-dimensional printing, core, lithological and petrophysical properties, similarity criteria, tomography.

Для проектирования рациональной разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами необходимо проведение детальных исследований образцов горных пород, вмещающих в себя флюид (керн). Получение кернового материала является очень дорогостоящим мероприятием, а каждый образец по сути является уникальным по своим минералогическим, физическим и химическим свойствам. В условиях разработки шельфовых месторождений ценность керновых образцов ещё более высокая, так как, как правило, такие месторождения обладают наивысшим стратегическим потенциалом развития топливно-энергетического комплекса.

При изучении керна необходимо проведение широкомасштабных исследований на стандартных, полноразмерных образцах, а также на составных моделях керна, которые с высокой степенью точности позволяют моделировать природное изменение фильтрационно-емкостных свойств как по геологическому разрезу пласта, так и по радиальному направлению. Исследования образцов горных

пород направлены на определение фильтрационно-емкостных свойств, позволяющих судить о перспективности месторождения; определение гидрофильности образцов, коэффициента вытеснения и других свойств, определяющих фильтрацию флюида по поровым каналам; тестирование технологий интенсификации притока, обработок призабойной зоны пласта; тестирование методов увеличения нефтедачи пласта; тестирование технологий ограничений водопитока. Ряд исследований и тестирование различных технологий повышения нефтеотдачи приводят к разрушению или невозможности повторного использования образца керна. Для проведения спектра всех исследований сравнения технологий в единых условиях, актуальной является задача «клонирования» образцов керна, с детальным воспроизведением фильтрационно-емкостных свойств конкретного образца.

В работе проведен анализ существующих подходов по трехмерной печати горных пород, определены основные критерии подобия образцов, а также проведен подбор типовых объектов месторождений Пермского края для реализации технологий печати.

В условиях активного развития аддитивных технологий появляется возможность создания копий различных объектов, путем трехмерной печати [16]. В ходе анализа исследований по теме исследований можно отметить, что основная концепция заключается в следующем – сканирование образца с помощью рентгеновской компьютерной томографии, создание трехмерной модели образца в специализированных программных продуктах, а затем печать модели на 3D- принтере [8, 9, 14]. Точность воспроизведения пустотного пространства в большой степени зависит от разрешающей способности томографа и возможностей 3D принтера.

Основные технологии, исследуемые для целей воссоздания образцов керна на сегодняшний день являются: SLS (selective laser sintering, спекание лазером полимерного порошка), стереолитографические методы (SLA, PolyJet) и экструзионные методы послойного наплавления (FDM) [17].

Актуальным вопросом является исследования технологий и материалов для трехмерной печати горных пород, а также не менее важным является изучение вопроса воспроизведения свойств породы и определения критериев подобия синтетических образцов исходным.

Для воспроизведения образцов керна путем трехмерной печати терригенные породы представляются более воспроизводимыми в отличие от карбонатных. Как правило, терригенные коллекторы сложены песчаниками с примесями алевролитов, глин и др. Такие породы характеризуются значительно более однородным литологическим составом и свойствами [4]. Ряд работ описывает печать карбонатных пород [8]. Полученные образцы не повторяют свойства исходных пород, но позволяют визуализировать крупные каверны и трещины внутри образца [15].

При подготовке натуральных компонентов в качестве материала для печати одним из возможных критериев подобия будет являться гранулометрический состав. Гранулометрический состав показывает относительное содержание в горной породе или смеси частиц различных размеров, вне зависимости от химического или минералогического состава. В идеальном случае для сравнения материалов исходной породы и синтетического образца построение кумулятивных кривых для оценки процентного содержания частиц различного диаметра в породе [18]. Для сопоставления образцов также может быть использован параметр неоднородности грунта, который является отношением диаметра частиц, соответствующих 60% содержанию в породе к диаметру частиц, соответствующему 10% содержанию их в породе.

Гранулометрический анализ используется для оценки условий формирования породы и ее генетической характеристики [1], что показывает его актуальность при подготовке материала печати синтетической копии исходной породы. Однако, для оценки гранулометрического состава исходного образца его необходимо разрушить, что не приемлемо в процессе исследований свойств. В работе [10] определен средний диаметр (D_{50}) зерен исходной породы путем микроскопии и для печати использован искусственный песок с таким же диаметром.

В качестве материала для печати может служить шлам, отобранный при бурении, остатки породы в процессе выпиливания стандартных образцов из полноразмерных, измельченные образцы керна, а также композиции различных пород и компонентов (песчаник, песок, алевролит, глина), подобранные по результатам лабораторных исследований исходных пород [13]. Воспроизведение количественно различных типов фракций в породе также является важной задачей, графически можно отобразить состав породы на классификационной диаграмме песчано-алевро-глинистых пород по Ф. Шепарду или других схожих диаграммах [18]. Однако для оценки возможности осуществления данного критерия необходимы лабораторные исследования.

После печати образца первоочередными критериями подобия являются размеры образца – диаметр и высота, а также внешняя текстура образца должна соответствовать исходному [10].

При анализе работ [11, 12], можно отметить, что основными критериями подобия являются пористость образцов, плотность, проницаемость,

Для выбора типовых объектов для трехмерной печати проведен анализ керна месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Провинция известна своими многообразными геологическими формациями, которые охватывают различные типы горных пород, включая песчаники, известняки, глины, сланцы и туфы. Осадочный чехол развит практически повсеместно и включает в себя отложения от вендского до четвертичного возраста. В строении и формировании осадочного чехла важнейшая роль отводится некомпенсированным впадинам и прогибам, например, Камско-Кинельская система прогибов, в нижневизейское время прогибы скомпенсированы мощными терригенными толщами, также от верхнего девона до нижней перми развиты рифогенные постройки и структуры их обликания.

На территории провинции выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): девонский терригенный, верхнедевонско-нижнекаменноугольный, нижнекаменноугольный терригенный, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольно-нижнепермский и верхнепермский комплексы. Основными продуктивными отложениями на территории Пермского края являются карбонатные пласты фаменского (Фм), турнейского (Т), башкирского (Бш) и верейского (ВЗВ4) возраста, а также терригенные пласты бобриковского (Бб), тульского возраста (Тл) и малиновского возраста (Мл) [3, 5, 6].

Проведено сравнение основных типов горных пород месторождений Пермского края для оценки возможности реализации технологии трехмерной печати. Для сравнения использовались описательные статистики по результатам лабораторных определений свойств образцов керна, а также проведена томография типовых образцов с построением трехмерных моделей для оценки структуры пустотного пространства.

В таблице 1 приведено сравнение статистических показателей основных свойств карбонатных и терригенных пластов. Для сравнения выбраны песчаники (возраст Тл – 629 образцов) и известняки (возраст Т-Фм – 603 образца) месторождений Соликамской депрессии (СолД). В таблице приведено количество образцов керна (N), средние значения параметров (средн.), минимальные и максимальные значения (min, max), значение коэффициента вариации (К.Вар.), стандартное отклонение (ст.откл.).

Таблица 1

Параметры	Известняки						Песчаники					
	N	Средн.	Min	Max	К.Вар.	Ст.откл.	N	Средн.	Min	Max	К.Вар.	Ст.откл.
Пористость, %	603	5.28	0.10	24.10	102.50	5.41	629	10.92	1.00	29.24	45.36	4.95
Проницаемость, мД	603	34.32	0.01	1311.0	371.30	127.43	488	110.15	0.03	1613.0	175.59	193.41
Объемная плотность, г/см ³	503	2.59	2.04	2.94	5.13	0.13	547	2.35	0.57	3.01	7.24	0.17
Остаточная водонасыщенность (Ков), %	227	30.95	4.09	97.17	80.42	24.89	195	29.40	2.05	96.79	100.80	29.63

При анализе таблицы 1 отмечается, что для известняков характерно меньшее емкостное пространство (более низкие значения пористости), минимальное значение ниже в 10 раз в сравнении с песчаниками. Данный факт указывает на то, что воспроизвести внутреннюю структуру известняков значительно труднее. Для качественной трёхмерной модели нужен томограф с более высокой разрешающей способностью, а также при дальнейшей печати часть порового пространства просто не будет отражена в модели. С другой стороны, известняк является более плотной породой и воспроизведение матричной пористости не является основной задачей. Крупные каверны и трещины, образовавшиеся в результате влияния вторичных процессов как раз будут отражены. Проницаемость образцов песчаников и известняков находится примерно в одинаковом диапазоне. Однако при оценке коэффициента вариации можно сделать вывод, что образцы песчаников значительно более однородные (176 % для песчаников относительно 371% для известняков), то есть подобрать типовые образцы для песчаников значительно более простая задача. Остаточная водонасыщенность как для образцов керна песчаников, так и для известняков характеризуется примерно одинаковыми статистическими показателями, но воспроизведение данного параметра в условиях более однородного пустотного пространства первичной пористости (межгранулярной) песчаников ожидается успешнее.

Для оценки структуры пустотного пространства проведена томография типовых образцов. Использован томограф NikonMetrologyXTH 225. Система предназначена для рентгеновского контроля широкого диапазона объектов в режиме реального времени, а также для компьютерной томографии объектов. Источник излучения – открытая микрофокусная пушка, ток рентгеновской пушки 0-1 мА, номинальная мощность – 225 Вт. Рабочая разность потенциалов установки от 30 до 225 кВ. Внешнее

излучение не более 1 мкЗв/ч на расстоянии 5 см. Габариты цифрового детектора 406 на 292 мм, разрешение детектора 2304×3200. Разрешающая способность системы – до 1 мкм. Нить накала – вольфрамовая; мишень – вольфрамовая, отражающая; система охлаждения – внешняя водяная. Система оснащена 5-осевым манипулятором с максимальной нагрузкой до 15 кг. Программное обеспечение «Nikon Metrology Inspect-X» [2, 7].

На рисунке 1-2 приведены результаты 3D реконструкций образцов известняка и песчаника.

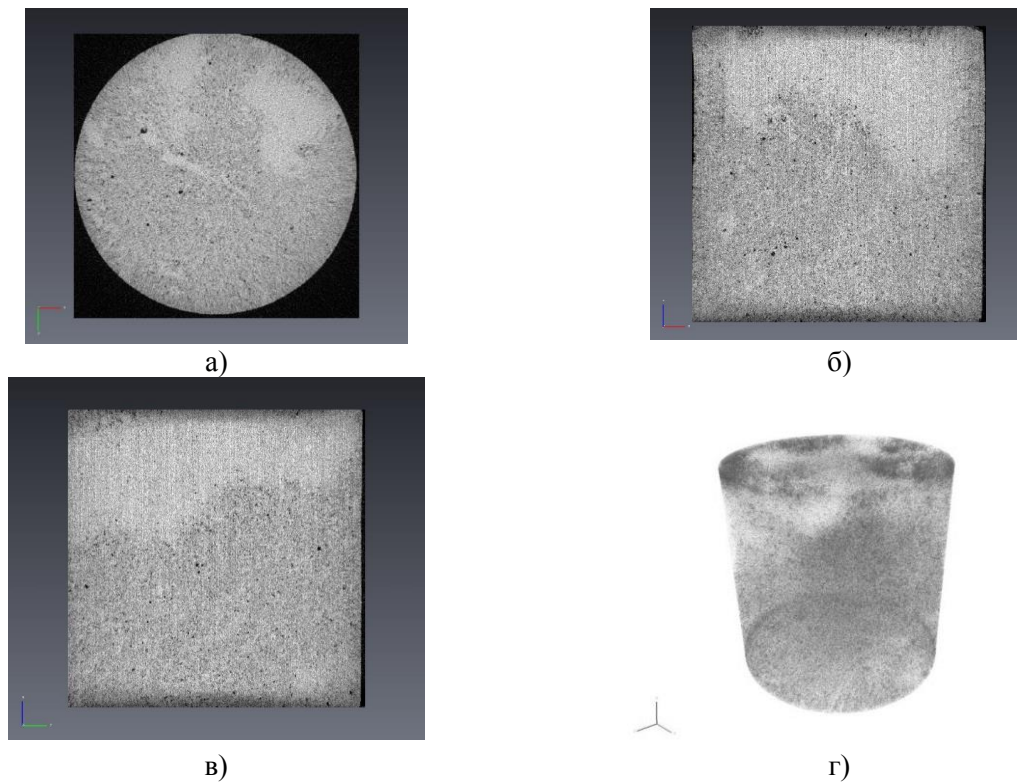


Рис. 1. Томограмма образца известняка: а) Сечение образца по оси XY; б) Сечение образца по оси XZ; в) Сечение образца по оси YZ; г) 3D вид пустотного пространства

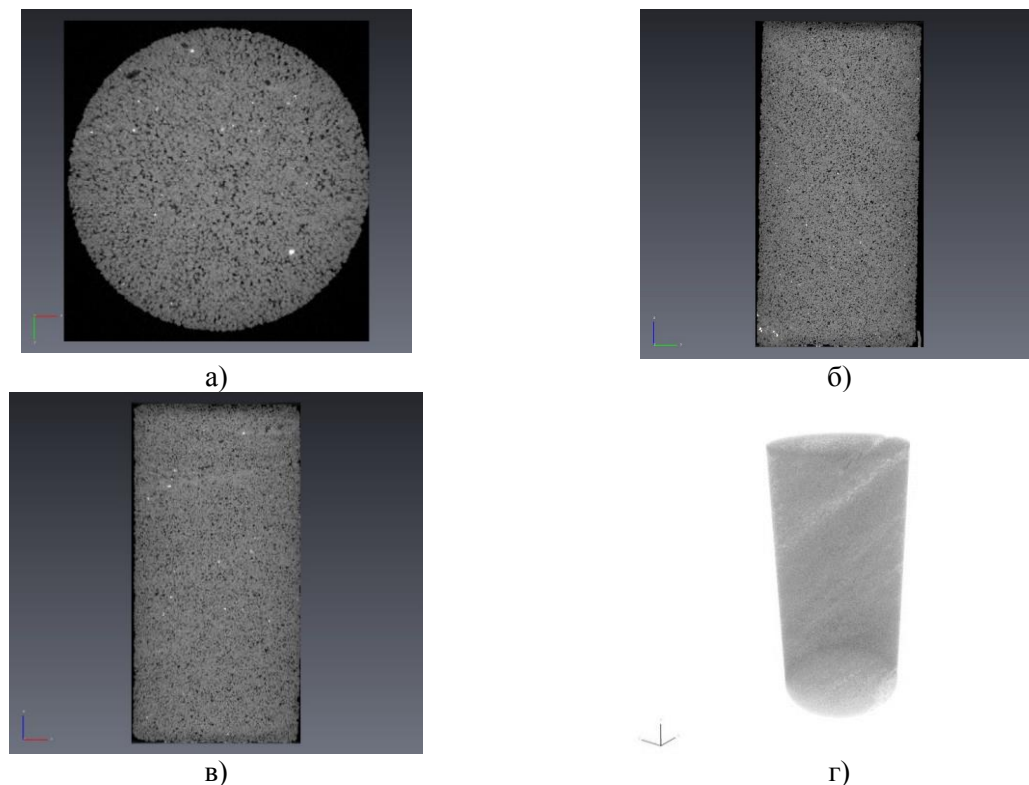


Рис. 2. Томограмма образца песчаника: а) Сечение образца по оси XY; б) Сечение образца по оси XZ; в) Сечение образца по оси YZ; г) 3D вид пустотного пространства

При визуальном сравнении трехмерных реконструкций образцов керна, можно сделать следующие выводы:

1. Для карбонатного образца выделяются два различных литотипа (различные оттенки серого цвета), один из которых значительно более плотный (верхняя часть образца) характеризуется капиллярными и субкапиллярными порами, для другого типа наблюдаются сверхкапиллярными и капиллярными. Наличие высокой неоднородности породы и ее свойств оказывает значительное влияние на возможность точного воспроизведения ее свойств при трехмерной печати.

2. Песчаник (рис.2) характеризуется однородным пустотным пространством, обусловленным первичной пористостью. Отсутствует смена литотипов. Пористость межгранулярная сверхкапиллярная и капиллярная наблюдается по всему образцу. Данный факт позволяет более точно воспроизводить свойства породы в объеме всего образца.

Таким образом, в ходе исследования проведен анализ технологий трехмерной печати, возможности воспроизведения свойств. Выделены основные свойства – критерии подобия образцов. В рамках исследования установлено, что наиболее реализуемой является возможность воспроизведения керна терригенных объектов, определен диапазон свойств образцов и выполнены работы по томографии образцов. На следующих этапах работы планируется адаптация трехмерных томографических реконструкций для целей трехмерной печати. Выбор технологий и синтез материалов для воспроизведения образцов керна.

Благодарности

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда №22-77-00078

Литература

1. Валеева С. Е., Баранова А. Г., Успенский Б. В. Влияние условий седиментации на формирование пород-коллекторов бобриковско-радаевских отложений // Ученые записки Казанского университета. Серия Естественные науки. 2015. Т. 157. N 4. С. 60-72.

2. Галкин С.В., Ефимов А.А., Кривощекоев С.Н., Савицкий Я.В., Черепанов С.С. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. N 5. С. 995-1007.

3. Галкин В.И., Козлова И.А., Кривощекоев С.Н., Пятунина Е.В., Пестова С.Н. О возможности прогнозирования нефтегазоносности фаменских отложений с помощью построения вероятностно-статистических моделей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. N 10. С. 22-27. EDN IBLHOX

4. Зинатуллина И. П., Кадырова Л. Б. Литологические особенности терригенных пород-коллекторов визейского яруса для разработки западного склона южно-татарского свода // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. 2018. С. 106-112.

5. Кожевникова Е. Е., Карасева Т. В. Перспективные нефтегазоносные комплексы Пермского края // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий. 2018. N 12. С. 199-203. EDN IBTJPE

6. Кривощекоев С. Н., Галкин В. И., Козлова И. А. Определение перспективных участков геолого-разведочных работ на нефть вероятностно-статистическими методами на примере территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2012. N 4. С. 7-14. EDN PFSZNN

7. Савицкий Я. В. Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. 2015. N 15. С. 28-37.

8. Almetwally A.G., Jabbari H. Experimental investigation of 3D printed rock samples replicas // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2020. Vol. 76. P. 103-192, ISSN 1875-5100, URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103192>.

9. Bacher, M., Schwen, A., Koestel, J. Three-dimensional printing of macropore networks of an undisturbed soil sample // Vadose Zone Journal. 2015. Vol. 14(2). 10p.

10. Hodder K.J., Nychka J.A., Chalaturnyk R.J. Process limitations of 3D printing model rock // Progress in Additive Manufacturing. 2018. Vol. 3. P. 173-182. URL: <https://doi.org/10.1007/s40964-018-0042-6>.

11. Hodder K., Sanchez-Barra A., Ishutov S., Zambrano-Narvaez G., Chalaturnyk R. Increasing density of 3D-printed sandstone through compaction // Energies. 2022. Vol. 15. N 5. P. 1813. doi:10.3390/en15051813

12. Ibrahim E., Jouini M., Bouchaala F., Gomes J. *Simulation and validation of porosity and permeability of synthetic and real rock models using three-dimensional printing and digital rock physics // ACS omega*. 2021. Vol. 6. N 47. P. 31775-31781. doi:10.1021/acsomega.1c04429
13. Ishutov S., Hasiuk F. *3D Printing Berea Sandstone: Testing a New Tool for Petrophysical Analysis of Reservoirs // Petrophysics*. 2017. Vol. 58. N 06. P. 592-602.
14. Ishutov, S., Hasiuk, F.J., Harding, C., Gray, J.N. *3D printing sandstone porosity models // Interpretation*. 2015. Vol. 3(3). P. SX49-SX61.
15. Ishutov S., Hodder K., Chalaturnyk, R., Zambrano-Narvaez G. *Replication of Carbonate Reservoir Pores at the Original Size Using 3D Printing // Petrophysics*. 2021. Vol. 62. P. 477-485. doi:10.30632/PJV62N5-2021a3
16. Ishutov, S., Jobe, T.D., Zhang, S., Gonzalez, M., Agar, S.M., Hasiuk, F.J., Watson, F., Geiger, S., Mackay, E., Chalaturnyk, R. *Three-dimensional printing for geoscience: Fundamental research, education, and applications for the petroleum Industry // AAPG Bulletin*. 2018. Vol. 102(1). P. 1-26.
17. Liu, P., Ju, Y., Ranjith, P.G. et al. *Visual representation and characterization of three-dimensional hydrofracturing cracks within heterogeneous rock through 3D printing and transparent models. Int J Coal Sci Technol*. 2016. Vol. 3. P. 284–294. URL: <https://doi.org/10.1007/s40789-016-0145-y>
<https://link.springer.com/article/10.1007/s40789-016-0145-y>.
18. Ratnikov I., Yarkova N., Romanov E. *Analysis of Hydrocarbon Saturation Nature in a Heterogeneous Reservoir as Exemplified in AC10 Formation of Priobskoe Field // Mining science and technology*. 2019. Vol. 4. 42-56. doi:10.17073/2500-0632-2019-1-42-56

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ ВИСИМСКОЙ МОНОКЛИНАЛИ

Крылосова Ильза Андреевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь,
e-mail: krylosova.il@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Башкова Светлана Евгеньевна

Аннотация: В статье рассматривается распределение физических свойств и химического состава нефти по площади Висимской моноклинали и по её разрезу. Используются данные по скважинам с 14 месторождений с залежами верхневизейско-башкирского, нижне-средневизейского и верхнедевонско-турнейского нефтегазоносных комплексов.

Ключевые слова: Висимская моноклинали, нефть, нефтегазоносный комплекс, физические свойства, химический состав.

THE DISTRIBUTION FEATURES OF PHYSICAL PROPERTIES AND CHEMICAL COMPOSITION OF OIL IN THE VISIM MONOCLINE TERRITORY

Krylosova Ilza

*Perm State National Research University, 2nd year Master's Degree Student, Perm,
e-mail: krylosova.il@mail.ru*

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Svetlana Bashkova

Abstract: The article describes the distribution of physical properties and chemical composition of oil over the area of the Visim monocline and along its cross-section. There were used 14 oil fields wells data with deposits of the Upper Visean-Bashkir, Lower-Middle Visean and Upper Devonian-Tournaisian oil and gas complexes.

Keywords: Visim monocline, oil, oil and gas complex, physical properties, chemical composition.

В настоящее время большинство эксплуатируемых месторождений Пермского края подвергаются постепенному процессу истощения, тем самым проблематика обнаружения новых перспективных залежей углеводородов приобретает все большую актуальность. Одним из потенциальных вариантов решений данной проблемы может являться обнаружение новых скоплений УВ на территории Висимской моноклинали. Учитывая, что Висимская моноклинали характеризуется развитием преимущественно нефтяных залежей, важным является изучение особенностей распределения физико-химических свойств продуктивных пластов.

Висимская моноклинали – тектоническая структура на восточной окраине Русской плиты Восточно-Европейской платформы в пределах Пермского края.

На территории Висимской моноклинали располагаются следующие нефтяные месторождения: Васильевское, Касибское, Лемзерское, Майкорское, Русаковское, Слудское, Шатовское, Романшорское, Тазмерское, Тукачевское, Чермозское, Зубовское, Кыштымское, Родниковское (рис. 1), с залежами преимущественно в трех промышленно-нефтегазоносных комплексах (НГК): верхневизейско-башкирского карбонатном, нижне-средневизейского терригенном и верхнедевонско-турнейском карбонатном [3].

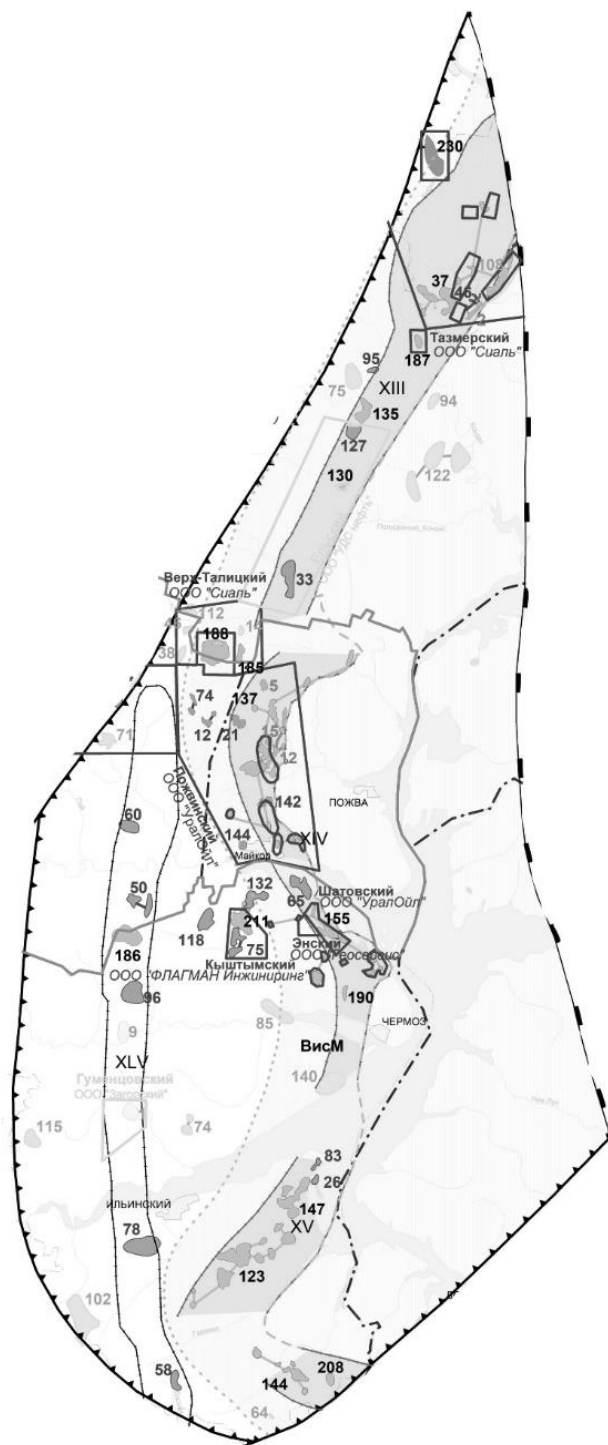


Рис. 1. Разрабатываемые месторождения Висимской моноклинали, взятые в выборку:
 37 – Касибское (Игонинский и Ю-Игонинский купола), 37 – Касибское, 123 – Васильевское,
 135 – Лемзерское, 137 – Майкорское, 144 – Русаковское, 147 – Слудское, 155 – Шатовское,
 186 – Романшорское, 187 – Тазмерское, 188 – Тукачевское, 190 – Чермозское,
 208 – Зубовское, 211 – Кыштымское, 230 – Родниковское

В данной работе рассмотрены физико-химические характеристики нефтей и особенности их распределения по четырнадцати месторождениям Висимской моноклинали, а именно такие параметры, как плотность при 20 °С, вязкость при 20 °С, содержание серы, азота, смол в силикагеле, асфальтенов, парафина, ванадиловый и никелевый профирины (табл.) [2].

Таблица

Физико-химические характеристики нефти основных НГК Висимской моноклинали

НГК	Продуктивные пласты		Диапазон значений	Среднее
Верхневизейско-башкирский карбонатный	C _{2b}	ρ при 20 °С, г/см ³	0,858-0,921	0,890
		ν МПа*с, при 20 °С	11,14-258,3	134,720
		Содержание серы, %	1,0-1,13	1,065
		Содержание асфальтенов, %	1,61-4,68	3,145
		Содержание парафина, %	2,91-5,1	4,005
		Содержание смол, %	8,88-20,2	14,540
		Содержание азота, %	0,24	0,240
		V _{op}	0,01-5,99	3,537
		N _{ip}	0,01	0,01
Нижне-средневизейский терригенный	C _{1bb}	ρ при 20 °С, г/см ³	0,846-0,893	0,865
		ν МПа*с, при 20 °С	9,7-52,77	19,612
		Содержание серы, %	0,6-2,16	1,441
		Содержание асфальтенов, %	0,4-5,3	2,421
		Содержание парафина, %	0,128-6,08	4,245
		Содержание смол, %	12,12-134,72	16,079
		Содержание азота, %	0,1-0,89	0,215
		V _{op}	6,7-23,46	15,594
		N _{ip}	0,01-4,19	1,875
	C _{1tl}	ρ при 20 °С, г/см ³	0,816-0,911	0,868
		ν МПа*с, при 20 °С	4,16-117,6	26,221
		Содержание серы, %	0,44-2,64	1,405
		Содержание асфальтенов, %	0,01-9,94	3,528
		Содержание парафина, %	1,73-6,4	4,337
		Содержание смол, %	4,87-22,7	14,236
		Содержание азота, %	0,06-0,37	0,170
		V _{op}	2,47-33,84	14,14
		N _{ip}	0,01-5,33	1,46
Верхнедевонско-турнейский карбонатный	C _{1t}	ρ при 20 °С, г/см ³	0,841-0,881	0,861
		ν МПа*с, при 20 °С	7,03-58,4	20,478
		Содержание серы, %	0,54-1,65	1,203
		Содержание асфальтенов, %	0,66-5,55	2,157
		Содержание парафина, %	2,09-5,94	4,590
		Содержание смол, %	8,17-16,72	2,407
		Содержание азота, %	0,1-0,2	0,128
		V _{op}	0,01-6,7	4,86
		N _{ip}	0,01-0,3	0,083

По материалам изучения физико-химических параметров нефтей месторождений Висимской моноклинали получены следующие результаты: (рис. 2).

Плотность также выше у башкирских нефтей – 0,890 г/см³, что характеризует их как тяжёлые. Нефти остальных комплексов средние по плотности, так как она ниже 0,880 г/см³.

Вязкость увеличивается вверх по разрезу. Нефти башкирского пласта верхневизейско-башкирского карбонатного НГК классифицируются как высоковязкие – 134,72 МПа*с, а нефти Тульские, турнейские, бобриковские нефти намного менее вязкие, охватывают диапазон 19,612-26,211 МПа*с.

Содержание парафинов уменьшается вверх по разрезу с 4,590 % до 4,005 %. Содержание азота равномерно увеличивается с турнейского по башкирский пласт с 0,128 % до 0,240 %, это показатель повышения содержания ароматических углеводородов в более молодых отложениях.

Все нефти представленных комплексов сернистые и смолистые, наиболее в этом превосходят нефти бобриковского пласта.

Состав металлопорфиринов, свидетельствует об условиях захоронения ОВ и, соответственно, о генезисе нефтей. Максимальное содержание ванадилпорфиринов в битумоидах пород зафиксировано для морских относительно глубоководных фаций [1]. А никелевые порфирины обычно преобладают в континентальных осадках, при низком содержании ванадиловых порфиринов. Во всех рассматриваемых НГК значительно преобладает ванадиловый порфирин, другими словами, нефть сапропелевого, морского происхождения.

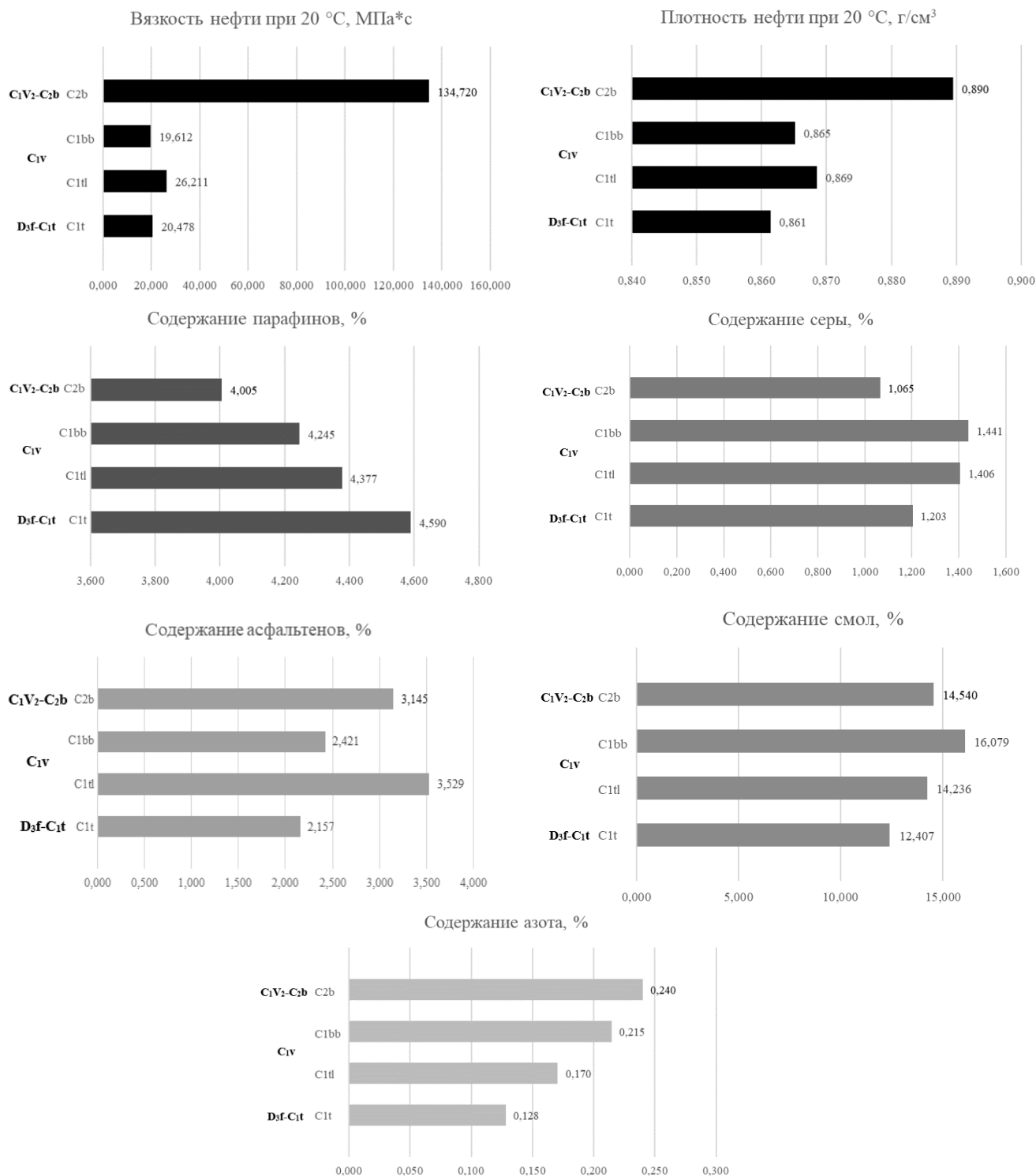


Рис. 2. Диаграммы изменения физических свойств и химического состава нефтей по продуктивным пластам

Таким образом, можно отметить, что на территории Висимской моноклинали наиболее лучшими физико-химическими характеристиками обладают нефти нижневизейского НГК бобриковского пласта, которым характерны оптимальные соотношения параметров. Прослеживается закономерность утяжеления нефти вверх по разрезу.

Литература

1. Геология и геохимия нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Е. Е. Кожевникова; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2020. – 2,25 Мб; 90 с. – Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/kozhevnikova-geologiya-i-geoimiya-nefti-i-gaza.pdf>. – Заглавие с экрана.
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. М. 2002. IV, с. 2-5.
3. Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств / под ред. А.З. Кобловой, Ю.А. Дулепова. – Пермь: КамНИИКИГС, 1989. – Вып. III. 685 с.

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗАПАДНОГО ПОБЕРЕЖЬЯ АФРИКИ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОЙ СИСТЕМЫ ТРЕТИЧНАЯ ДЕЛЬТА Р.НИГЕР

Кузнецов Кирилл Михайлович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 1 курса, г. Пермь
e-mail: kirillsmit36@gmail.com*

Боталова Ангелина Витальевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, г. Пермь
e-mail: botalova.angelina2014@yandex.ru*

Научный руководитель: к. г.-м. н. Кожевникова Елена Евгеньевна

Аннотация: При изучении всех компонентов Нефтяной системы можно успешно сделать прогноз ресурсов по нефтенасыщенности пород, а также проводить стратегически и финансово более выгодные буровые работы. Работа посвящена территории западного побережья Нигерии. Все процессы и элементы в нефтяной системе третичная дельта р.Нигер, соответствуют положениям осадочно-миграционной теории: нефть образовалась абиогенным путём из органического вещества в нефтематеринских породах формации Аката, а затем мигрировала по тектоническим разломам в породы-коллекторы формации Агбада.

Ключевые слова: Третичная дельта реки Нигер, нефтегазоносная провинция, месторождения шельфа, терригенно-карбонатные отложения, нефтяная система, флюидоупоры, пути миграции, залежи углеводородов.

OIL AND GAS POTENTIAL OF THE WESTERN COAST OF AFRICA ON THE EXAMPLE OF THE OIL AND GAS BEARING SYSTEM THE TERTIARY NIGER DELTA

Kuznetsov Kirill Mihailovich

*Perm State National Research University,
1st year Master's Degree Student, 2022, Perm,
e-mail: kirillsmit36@gmail.com*

Botalova Angelina Vitalievna

*Perm State University, Perm
e-mail: botalova.angelina2014@yandex.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Kozhevnikova Elena Evgenievna

Abstract: By studying all the components of the Oil System, it is possible to successfully forecast resources by oil saturation of rocks, as well as to carry out strategically and financially more profitable drilling operations. The work is devoted to the territory of the western coast of Nigeria. All processes and elements in the oil system of the Tertiary Niger Delta correspond to the provisions of the sedimentary-migration theory: oil was formed abiogenically from organic matter in the oil source rocks of the Akata formation, and then migrated along tectonic faults into the reservoir rocks of the Agbada formation.

Keywords: Tertiary Niger Delta, oil and gas province, shelf deposits, terrigenous-carbonate deposits, oil system, seals, migration routes, hydrocarbon deposits.

Введение

Для пополнения сырьевой базы, необходимо проводить поиски месторождений во всех регионах мира, для наиболее успешного исследования территорий возникла потребность систематизировать изучаемые компоненты, именно поэтому в 1972 году датский геолог Дау первым попытался сформулировать понятие «нефтяная система», включающее в себя нефтегазоматеринскую свиту и коллектор [1].

Нефтяная система(НС) может быть выделена на любой территории и представлена графически, отражая время формирования и основные ее составляющие элементы. Главное условие существования генерационно-аккумуляционной системы – наличие углеводородов. Нефтяная система включает

в себя все геологические процессы и элементы, необходимые для генерации и накопления углеводородов (УВ), такие как:

- 1) нефтегазоматеринская порода (толща содержащая органическое вещество, которое может генерировать нефть или другие УВ);
- 2) пути миграции углеводородов из источника генерации;
- 3) коллекторы и породы покрышки (флюидоупоры).

Нефтяные системы выделены по всему миру. В Африке крупной нефтяной системой мирового значения является нефтяная система третичная Дельта р. Нигер, относящаяся к нефтяной провинции дельты р. Нигера.

Нефтяная система третичная дельта р.Нигер

Территория реки дельта Нигер протяжённостью 12 км охватывает площадь 75000 км² на юге Нигерии и залив Гвинея на шельфе Нигерии. Эта территория занимает 12-е место в мире по накопленным извлеченным углеводородам, запасы которых превышают 34 миллиарда баррелей нефти и 93 триллиона кубических футов газа. Эти месторождения разделены на три крупномасштабные литостратиграфические единицы: основной палеоцен до последних про-дельта фаций Акатинской свиты; эоцен до фаций, образовавшихся вдоль морского берега Агбадской свиты, и олигоцен – речные фации Бенинской свиты.

Рассматриваемая НС расположена в Гвинейском заливе и тянется через всю территорию области дельты р.Нигер (рис. 1), данной системе геологическая служба США присвоила код 7192 [3]. Элементы нефтегазоносной системы приурочены к впадине Бенуэ Абакилики, сформировавшейся в ранний меловой период.

В отложениях эоценового возраста в пределах дельты, в юго-западном направлении образовался пояс залежей. В настоящее время данные залежи активно разрабатываются иностранными компаниями.

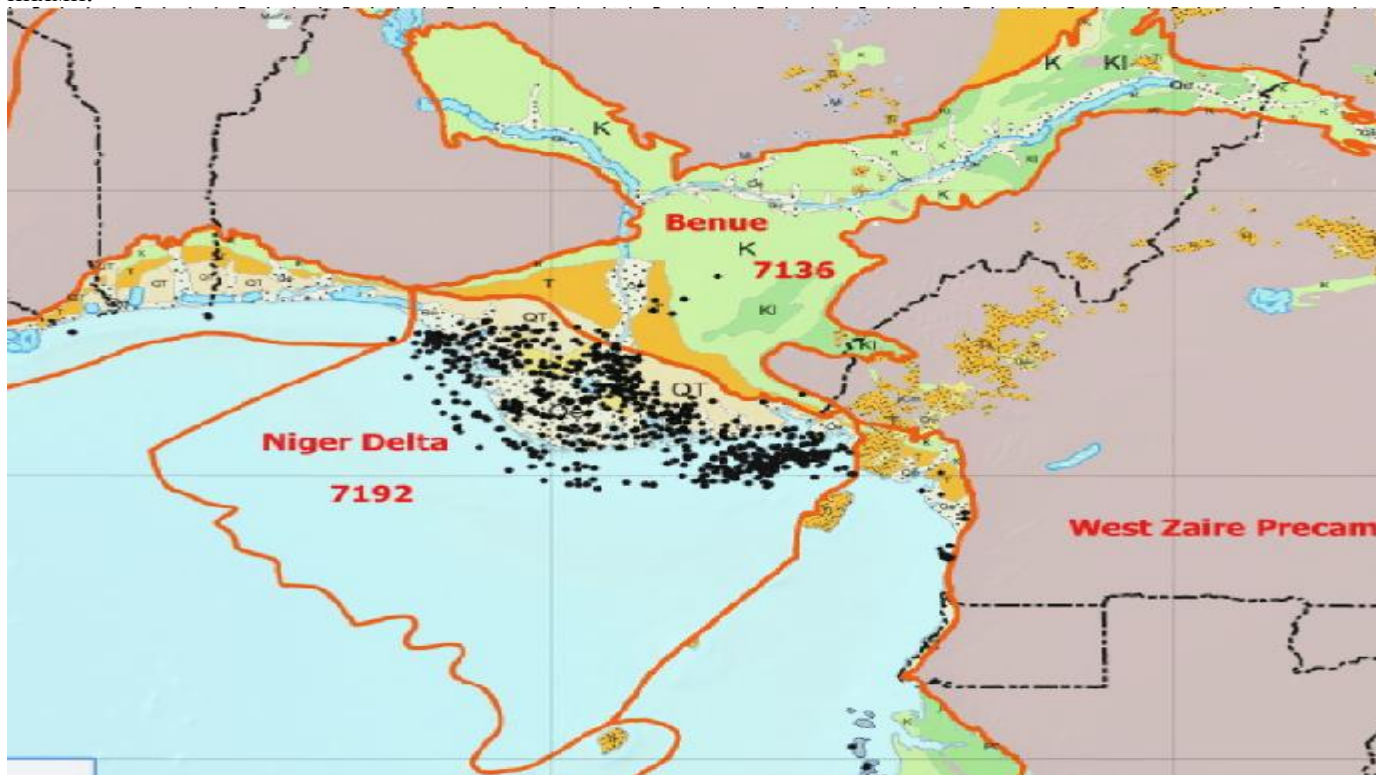


Рис. 1. Геологическая карта бассейна дельты Нигера и желоба Бенуэ [3].

В нефтяной системе основной материнской толщей являются формация Аката и Агбада.

Формация Аката относится к палеоценовому возрасту, в основании дельта имеет морское происхождение и состоит из мощных сланцевых толщ (потенциальная материнская порода), турбидитного песка (потенциальные резервуары в глубоководных зонах) и небольшого количества глины и ила. Содержание глины привело к тому, что это пластичное сланцевое образование, вдавленное в сланцевые диапиры в бассейне. Формация Аката сформировалась во время низменностей при относительно уровне моря и бескислородных условиях, что способствовало захоронению и сохранности ОВ. Мощность формации Аката достигает 7000 метров.

Отложения вышележащей агбадинской свиты, являются основной нефтегазоносной толщей, ее формирование началось в эоцене и продолжается в настоящее время. Формация состоит из терригенных отложений мощностью более 3700 м и представлена дельтовой частью. Обломочные породы накапливались во фронте дельты, в вершине дельты и в флювио-дельтовой среде. В нижней части формации Агбада слои сланца и песчаника присутствуют в равных пропорциях, однако верхняя часть в основном состоит из песчаников с небольшими прослоями сланца. Формация Агбада перекрывается формацией Бенин, представленной континентальными отложениями аллювиальных и верхних прибрежных равнинных песков мощностью до 2000. Возраст отложений формации Бенин представлен от эоцена до антропогена.

Залежи УВ встречаются по всей формации Агбада в дельте реки Нигер (рис. 2). Это распределение углеводородов связано со временем образования ловушек по отношению к миграции нефти (более ранние структуры, обращенные к суше, улавливали ранее мигрирующую нефть).

Stacher в 1995, используя секвенционную стратиграфию, разработал модель условий нахождения углеводородов для дельты реки Нигер (рис. 2). Модель построена для центральной части дельты, включая часть нефтеносного пояса, и связывая отложения формации Аката (предполагаемая нефтегазоматеринская толща) и песчано-сланцевых толщ формации Агбада (коллекторы и покрышки). Домиоценовые сланцы Аката отлагались на больших глубинах и перекрыты миоценовыми участками системы секвенций Агбада. Агбадинская свита в центральной части дельты укладывается в модель неглубокого грабена с преимущественно высокими (углеводородсодержащими песками) и трансгрессивными (уплотняющими сланцами). Разломы в агбадинской свите обеспечили пути миграции нефти и сформировали структурные ловушки, которые вместе со стратиграфическими ловушками аккумулялировали нефть [4].

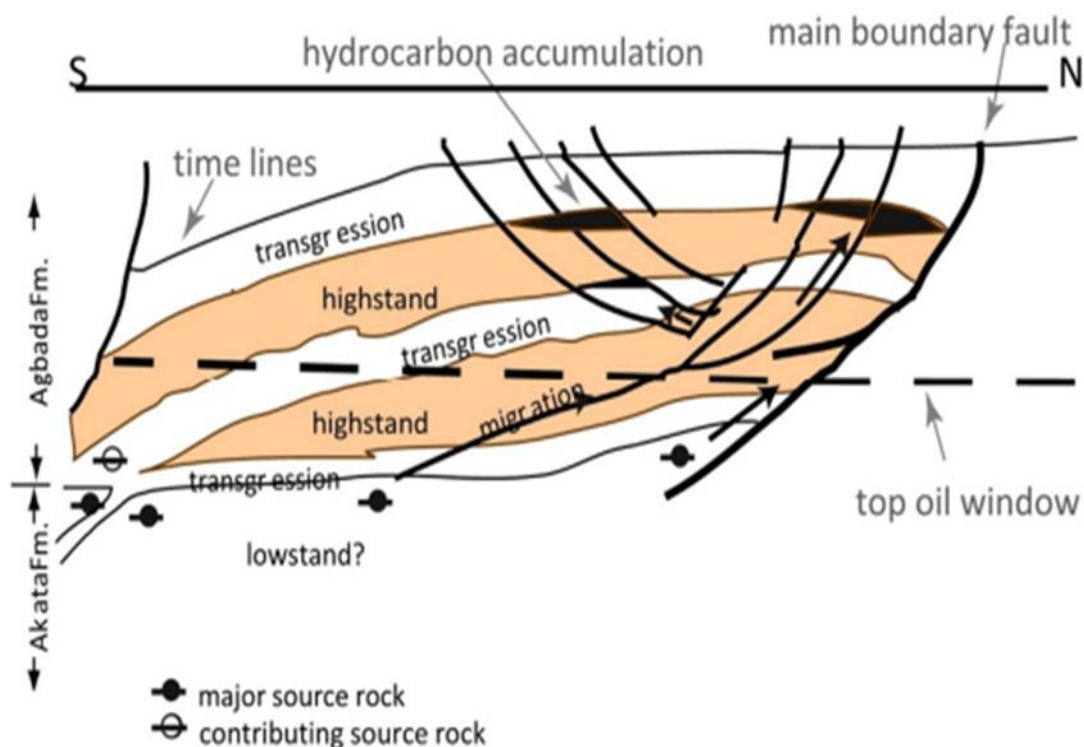


Рис.2. Стратиграфический разрез центральной части НС третичная дельта р.Нигер, показывающий отношение материнской породы, путей миграции и залежей УВ [4].

Основные флюидоупоры дельты Нигера представлены прослоями сланца в формации Агбада. Сланец образует три типа покрышек: глинистые прослои вдоль разломов, переслаивающиеся покрышки, к которым пластовые пески примыкают из-за разломов, и вертикальные покрышки. На склонах дельты в результате крупных эрозионных процессов раннего и среднего миоценового возраста образовались каньоны, которые в настоящее время заполнены глиной, они являются покрышками некоторых месторождений шельфовой зоны.

Физические и химические свойства нефти.

Концентрация никеля и ванадия нефтей дельты Нигера составляет 0,01–0,41 мг/100 г нефти. Присутствие указанных металлов по данным геохимических исследований и физических свойств

нефти указывают на то, что породы содержат преимущественно органический материал континентального происхождения, который накапливался в бескислородной водной среде. Сохранение органического материала при этих условиях весьма хорошее.

Нефть в дельте Нигера добывается из песчаников преимущественно формации Агбада, Характеристики коллекторов агбадинской свиты определяются условиями осадконакопления и глубиной залегания, данные породы-коллекторы относятся к возрасту от эоцена до плиоцена. Мощность песчаников в пределах данного региона не менее 15 метров, локально встречены мощности более 45 метров. Однако турбидитный песок в верхней части формации Аката также является перспективным коллектором, интенсивные поисковые работы за последние 35 лет привели к ряду значительных открытий, в частности, к открытию месторождения Бонга. В формации Бенин были проведены исследования на наличие УВ в песчаниках, но из-за отсутствия залежей работы остановлены.

Месторождение Бонга.

Месторождение Бонга расположено в акватории Нигерийского залива на шельфе Нигерии, в 120 километрах от берега на глубине около 1000 метров (рис. 3). Бонга – одно из крупнейших месторождений африканского континента, а также одно из самых больших месторождений на глубоководном шельфе в мире. Месторождение открыто в 1993 году и является нефтегазодобывающим. Оценки запасов варьируют от 500 миллионов до 1 миллиарда баррелей нефти. Залежи нефти месторождения Бонга приурочены к отложениям турбидитных песчаников формации Аката. Разрабатываемые залежи расположены на глубине 1000-1400м. В связи с расположением месторождения в шельфовой зоне для его разработки применяют нефтепромысловые платформы, буровые установки и транспортную систему углеводородов. В настоящее время на месторождении имеется 16 нефтедобывающих и водонагнетательных скважин. Однако по мере дальнейшей разработки месторождения это количество будет увеличено почти до 40 скважин.

Добываемая нефть на месторождении имеет название Бонни лайт, из-за плотности 825 кг/м^3 и низкого содержания серы (менее 0,5%). В связи с данными физико-химическими параметрами нефть относится к высококачественному сырью для переработки и химической промышленности.

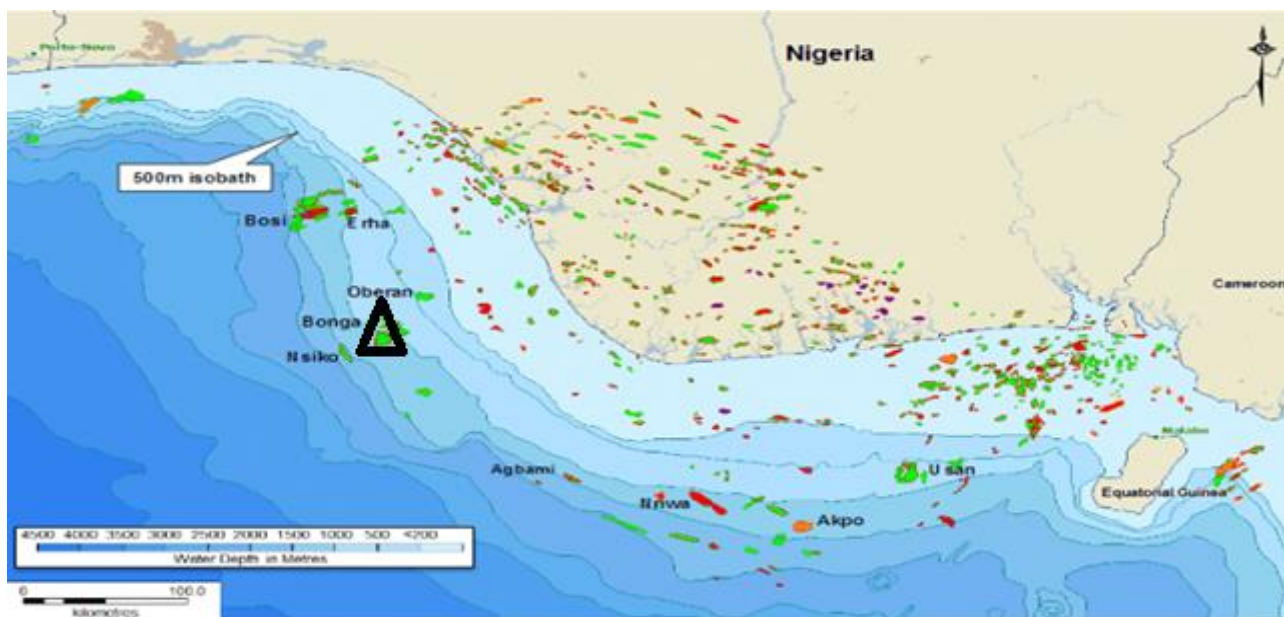


Рис.3. Расположение нефтяного месторождения Бонга [2].

Заключение

При изучении всех компонентов НС можно успешно составить картину перспективности исследуемой территории, сделать прогноз нефтенасыщенности пород, а также проводить стратегически и финансово более выгодные буровые работы. Благодаря полученным данным о нефтегазогенерирующей породе и при проведении специальных работ, изучая пути миграции, можно находить не разведанные и не открытые залежи.

На примере рассматриваемой нефтяной системы третичная дельта реки Нигер, которая обладает огромными потенциальными и извлекаемыми запасами нефти, подтверждено, что процесс образование данной нефтяной системы описывает осадочно-миграционная теория. Изучение нефтяной системы начинают с нефтегазогенерирующей толщи, в которой высокая концентрация органического

вещества. Все процессы и элементы в нефтяной системе третичная дельта р.Нигер, соответствуют положениям осадочно-миграционной теории: нефть образовалась абиогенным путём из органического вещества горных пород формации Аката, а затем мигрировала по тектоническим разломам в зоны аккумуляции формации Агбада.

Литература

1. *Геология и геохимия нефти и газа: Учебное пособие/ А. К. Битнер, Е. В. Прокатень; Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа. – Красноярск: СФУ, 2019 (2019-12-23). – 426 с*
2. *2.Deep Water Niger Delta: An Unexplored World-Class Petroleum Province. Bellingham, P. Connors, C. Harworth, R. Radovich, B and Danforth, A. ION Geophysical (2014) Vol.11, No.5.*
3. *3.Global Resource Estimates from Total Petroleum Systems. Thomas S. Ahlbrandt, Ronald R. Charpentier, T.R. Klett, James W. Schmoker, Christopher J. Schenk u Gregory F. Ulmishek. Оценка ресурсов нефти и газа в нефтегазовых системах мира. – Перевод с английского. – М: ВНИГНИ, 2008. – 352 с.*
4. *4.Present understanding of the Niger Delta hydrocarbon habitat. Stacher, P., 1995, in, Oti, M.N., and Postma, G., eds., Geology of Deltas: Rotterdam, A.A. Balkema, p. 257-267.*

ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Ляпичева Елена Сергеевна

*Центр исследований ядра и пластовых флюидов (г. Козалым)
Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
Магистр 1 курса, г. Пермь
e-mail: Elena.Lyapicheva@lukoil.com*

Вологина Вера Михайловна

*Центр исследований ядра и пластовых флюидов (г. Козалым) Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
Инженер 1 категории, г. Козалым
e-mail: Vera.Vologina@lukoil.com*

Научный руководитель: к.г.н., начальник отдела, Решетников Михаил Владимирович

Аннотация: Представлены результаты пиролитических исследований ядра разных свит юрско-нижнемеловых отложений восточной части Красноленинского свода. По данным ядра новой разведочной скважины получена информация о среднем содержании Сор_г (ТОС), нефти в свободном состоянии (S₁), количества потенциальных углеводородов, образованных в результате термического растрескивания нелетучего органического вещества (ОВ) (S₂), а также определен индекс продуктивности пород. На основании зависимости водородного индекса (HI) от T_{max} установлены преобладающие типы керогена. В результате получены выводы о степени генерационного потенциала ОВ пород, слагающих отложения восточной части Красноленинского свода Западно-Сибирского мегабассейна.

Ключевые слова: органическое вещество, углеводороды, юрско-нижнемеловые отложения, пиролитические исследования, Красноленинский свод, генерационный потенциал.

CHARACTERISTICS OF THE ORGANIC MATTER OF THE JURASSIC-LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF THE EASTERN PART OF THE KRASNOLENINSKY ARCH ACCORDING TO PYROLYTIC STUDIES RESULTS

Lyapicheva Elena Seergeevna,

*Core and Reservoir Fluids Research Center (Kogalym) of PermNIPIneft branch of
LUKOIL-Engineering LLC in Perm,
1st year Master's Degree Student, Perm
e-mail: Elena.Lyapicheva@lukoil.com*

Vologina Vera Mikhailovna

*Core and Reservoir Fluids Research Center (Kogalym) of PermNIPIneft branch of
LUKOIL-Engineering LLC in Perm,
engineer of the 1st category, Kogalym
e-mail: Vera.Vologina@lukoil.com*

Research Supervisor: Candidate of Geography, Reshetnikov Mikhail Vladimirovich

Abstract: The results of pyrolytic studies of the core of different formations of Jurassic-Lower Cretaceous deposits of the eastern part of the Krasnoleninsky arch are presented. According to the core data of the new exploration well, information was obtained on the average content of TOC, oil in the free state (S₁), the amount of potential hydrocarbons formed as a result of thermal cracking of non-volatile organic matter (S₂), and the productivity index of rocks was determined. Based on the dependence of the hydrogen index (HI) on T_{max}, the predominant types of kerogen are established. As a result, conclusions were obtained about the

degree of the generation potential of the rocks composing the deposits of the eastern part of the Krasnoleninsky arch of the West Siberian megabasin.

Keywords: organic matter, hydrocarbons, Jurassic-Lower Cretaceous deposits, pyrolytic studies, Krasnoleninsky vault, generation potential.

Введение

Юрско-нижнемеловые отложения Красноленинского свода западной части ХМАО являются одними из наиболее перспективных объектов для наращивания добычи нефти за счет разработки, как традиционных коллекторов, так и нетрадиционных.

В 2021 году в рамках плана работ ГРП была пробурена новая разведочная скважина, позволившая определить генерационный потенциал пород и выделить в разрезе интервалы с подвижной нефтью. В результате отбора керн был произведен анализ малоизученных типов разреза, по которым в последние годы получены новые фактические данные.

Исследованием описываемых отложений Красноленинского свода занимаются уже довольно продолжительное время, однако, количество кернавого материала, изучаемого с помощью пиролитических исследований методом Rock-Eval, остается на недостаточном уровне. Данные пиролитического метода позволяют получать информацию о типе и степени катагенетической преобразованности ОВ, определять генерационный потенциал пород. Полученная информация дает возможность определять продуктивные нефтенасыщенные интервалы в разрезе скважины. Поэтому использование результатов пиролитических исследований малоизученных отложений является одной из актуальных задач для оценки перспективности исследуемого района.

Красноленинский свод находится в пределах Красноленинской нефтегазоносной области (НГО). Рассматриваемая территория расположена в западной части Западно-Сибирского мегабассейна и примыкает к его Уральскому обрамлению. В состав Красноленинской НГО входят Красноленинский и Сергинский нефтегазоносные районы. Исследуемая скважина в свою очередь приурочена к Каменной площади, расположенной в восточной части Красноленинского свода.

К настоящему времени комплексом геологоразведочных работ и эксплуатационным бурением в пределах Красноленинского свода доказана нефтегазоносность отложений викуловской (пл. ВК₁₋₃), фроловской (пл. АК₃), баженовской (ЮК₀), абалакской (пл. ЮК₁, П), тюменской (пл. ЮК₂₋₉), шеркалинской (пл. БГ) свит и доюрского комплекса (ДЮК).

В структурном отношении Каменная площадь приурочена к юго-восточной части Красноленинского свода и объединяет целый ряд мелких и средних локальных поднятий, основными из которых являются Ай-Горское, Кальмановское, Каменное, Западно-Елизаровское, Сеульское и Лорбинское, объединяющиеся в положительную структуру – Каменную вершину.

Начиная с меловой системы, отложения выдержаны по литологическому составу и мощности. Юрский комплекс отложений, представленный терригенными образованиями как континентального, так и морского генезиса, отличается пестротой изменчивостью, как по разрезу, так и по площади распространения.

Метод исследования

Для проведения исследования использован метод Rock-Eval, принцип действия которого основан на последовательном пиролитическом и окислительном разложении горных пород с регистрацией продуктов разложения на пламенно-ионизационном и инфракрасных детекторах. Лабораторные исследования пород выполнялись на пиролизаторе горных пород HAWK RW (Wildcat Technologies, США). Материалом послужили результаты пиролитических исследований керна разных свит юрских-нижнемеловых отложений, выполненные в Центре исследований керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермьНИПИнефть» (г. Когалым).

Содержание, тип ОВ, степень его катагенетической зрелости могут быть охарактеризованы основными пиролитическими параметрами. Параметры, получаемые прямыми измерениями при пиролизе Rock-Eval, включают T_{max} (°C), S_0 , S_1 , S_2 и S_3 (мг УВ/г породы) и общее содержание органического углерода (ТОС, %). Расчетные параметры включают генерационный потенциал ($S_0+S_1+S_2$, мг УВ/г породы), водородный индекс ($HI = S_2/ТОС \times 100$, мг УВ/г породы), кислородный индекс ($OI = S_3/ТОС \times 100$, мг CO_2 /г породы), индекс нефтенасыщенности ($OSI = (S_0 + S_1)/ТОС \times 100$, мг УВ/г ТОС) и индекс продуктивности ($PI = S_1 / (S_1 + S_2)$).

По значениям водородного индекса и температуры максимального значения в пике S_2 , как остаточного генерационного потенциала ОВ, в органической геохимии выделяют пять типов керогена [3]. Значения HI и преимущественный состав генерируемых углеводородов для каждого типа керогена представлены в табл. 1. Для нефтематеринских толщ характерно содержание сразу нескольких

типов, так результаты метода Rock-Eval отражают совокупный эффект от присутствия нескольких типов, тем самым сглаживая отличительные особенности [2].

I тип ОВ чаще всего образуется в озерных обстановках, но не исключено образование из морских аналогов водорослей (Tasmanites) [3]. Характеризуется чрезвычайно богатым нефтегенерационным потенциалом и способен преобразовывать до 90 % исходного вещества в нефть [1]. Для II типа характерен высокий нефтегенерационный потенциал, содержание HI от 300 до 600 мг УВ/г ТОС. Исходное ОВ морского генезиса и образовано фито- и зоопланктоном, в том числе бактериями субаквальных восстановительных условий [1]. Смешанный II/III представляет собой смесь морского и терригенного ОВ, образованного в прибрежно-морских условиях осадконакопления [3]. Для III типа характерно наличие растительных остатков континентального генезиса. Содержание HI изменяется в пределах 50-200 мг УВ/г ТОС, что означает бедный нефтегенерационный потенциал пород, но нередко высокий газогенерационный потенциал. Данный тип ОВ распространяется в пределах мощных осадочных толщ континентальных окраин [1]. IV тип ОВ характеризуется как инертный тип, который не способен генерировать УВ. Его происхождение можно также объяснить значительно переработанным и окисленным ОВ других типов [3].

Параметр T_{max} является критерием оценки степени термического преобразования породы. Также одним из показателей стадии зрелости керогена является индекс PI. С ростом катагенеза количество свободных углеводородов в пике S_1 постепенно увеличивается, а количество УВ в пике S_2 , генерируемых керогеном, уменьшается, и индекс PI возрастает (табл. 2) [1,3].

Таблица 1

Характеристика типов ОВ и состав генерируемых углеводородов

Тип керогена	HI, мг УВ/г породы	$\frac{S_2}{S_3}$	Преимущественный состав генерируемых углеводородов
I	более 600	более 15	Нефть
II	300-600	10-15	Нефть
II/III	200-300	5-10	Нефть/газ
III	50-200	1-5	Газ
IV	менее 50	менее 1	Практически не генерирует углеводороды

Таблица 2

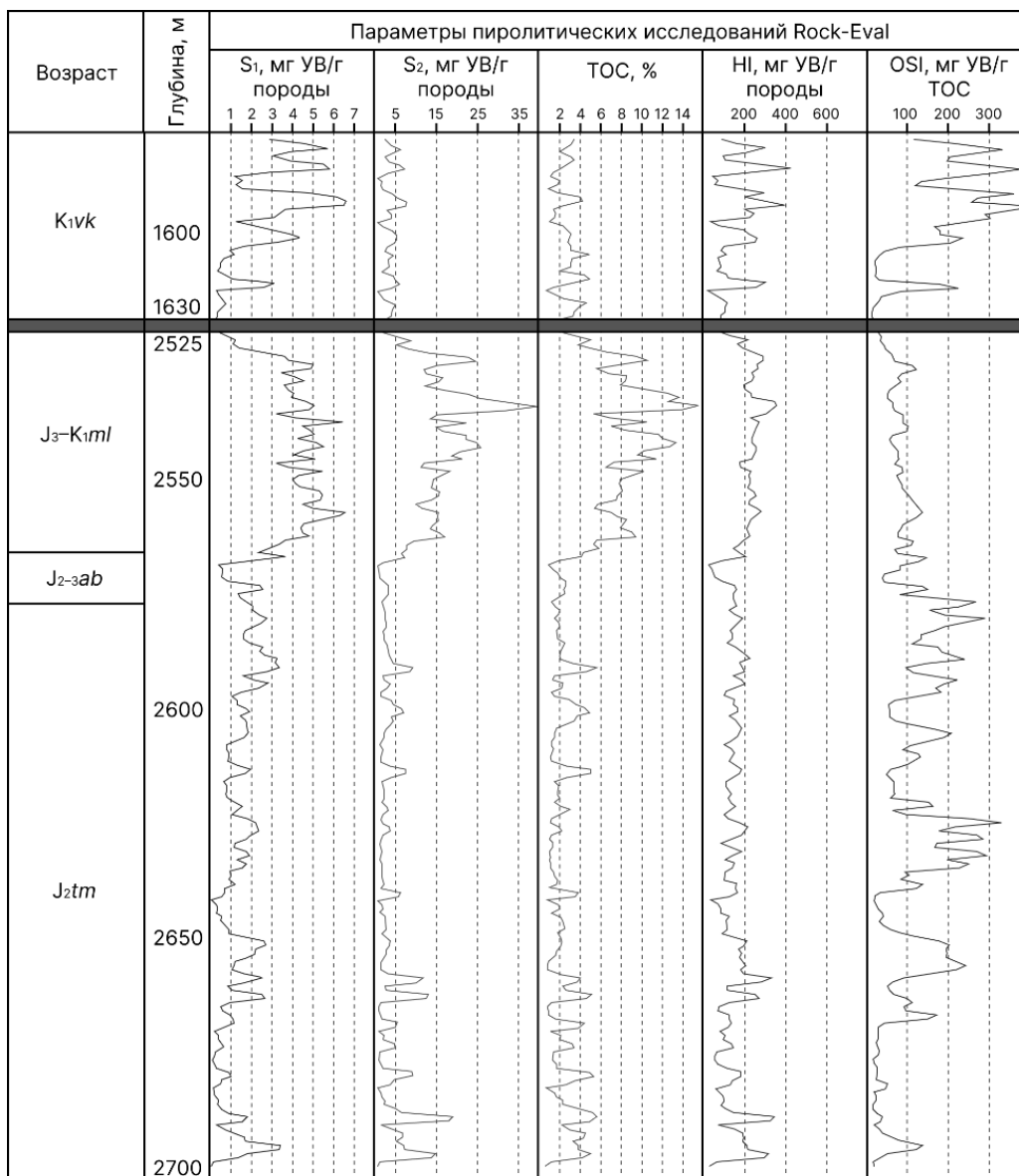
Стадии термической зрелости ОВ по пиролитическим параметрам

Стадии зрелости органического вещества	T_{max} , °C	PI	Характер продуктов генерации	
Незрелое	< 435	< 0,10	Жирные газы, тяжелые нефти	
Ранней зрелости	435-445	0,10-0,15	Нефти	
Зрелое	Пик генерации нефти	445-450	0,25-0,40	Нефти
	Поздней зрелости	450-470	> 0,40	Лёгкие нефти, конденсаты, жирные газы
Сверхзрелое	> 470	-	Газы	

Результаты исследования

Пиролитическим методом Rock-Eval исследовано 253 образца керна скважины Краснотенского свода, отобранных в интервале глубин 1578,58-2697,82 м, включающем викуловскую (пласты ВК₁, ВК₂, ВК₃), мулымбинскую (пласт ЮК₀), абалакскую (пласт ЮК₁), тюменскую (пласты ЮК₂, ЮК₃, ЮК₄, ЮК₅, ЮК₆, ЮК₇, ЮК₈₋₉) свиты.

Результаты исследования представлены в виде геохимического разреза (рис. 1), в котором отображено распределение основных пиролитических параметров.



■ - интервал без отбора керна

Рис. 1. Распределение основных пиролитических параметров по разрезу скважины

Охарактеризовать ОВ можно через пиролитические параметры Н₁ и Т_{max} (рис. 2). [3] Содержание ОВ в алеволитах викуловской свиты изменяется от 0,38 до 5,24%. Кероген представлен преимущественно II и III, а также II/III и IV типами. ОВ пород викуловской свиты термически незрелое, Т_{max} изменяется от 404 до 434 °С. Генерационный потенциал пород изменяется от бедного до очень хорошего, параметр S₀+S₁+S₂ изменяется от 0,14 до 17,65 мг УВ/г породы (рис. 3). Значения P_{10,12} до 0,91, значения OSI изменяются от 15,79 до 447,14 мг УВ/г ТОС, что свидетельствует о наличии продуктивных нефтенасыщенных интервалов.

В карбонатно-глинисто-кремнистых породах мулымьинской свиты содержание ОВ достигает 15,75 % и относится преимущественно к переходному II/III типу прибрежно-морской обстановки осадконакопления, параметр Н₁ изменяется от 204 до 293 мг УВ/г ТОС. В интервале также три образца относятся ко II типу, который характерен для нефтематеринских пород морского генезиса, и остальные образцы относятся к III типу – терригенного ОВ континентальных окраин (рис. 2). Стадия термической зрелости ОВ изменяется от ранней до зрелой в пике генерации нефти, Т_{max} составляет 439-465 °С. Интервал также характеризуется высоким содержанием свободных УВ S₁ – 0,09-6,95 мг УВ/г породы. Генерационный потенциал изменяется от низкого до превосходного, S₀+S₁+S₂ изменяется от 0,44 до 48,13 мг УВ/г породы (рис. 3). Значения P_{10,13} до 0,53, значения OSI изменяются от 24,02 до 148,63 мг УВ/г ТОС, что свидетельствует о наличии продуктивных нефтенасыщенных интервалов.

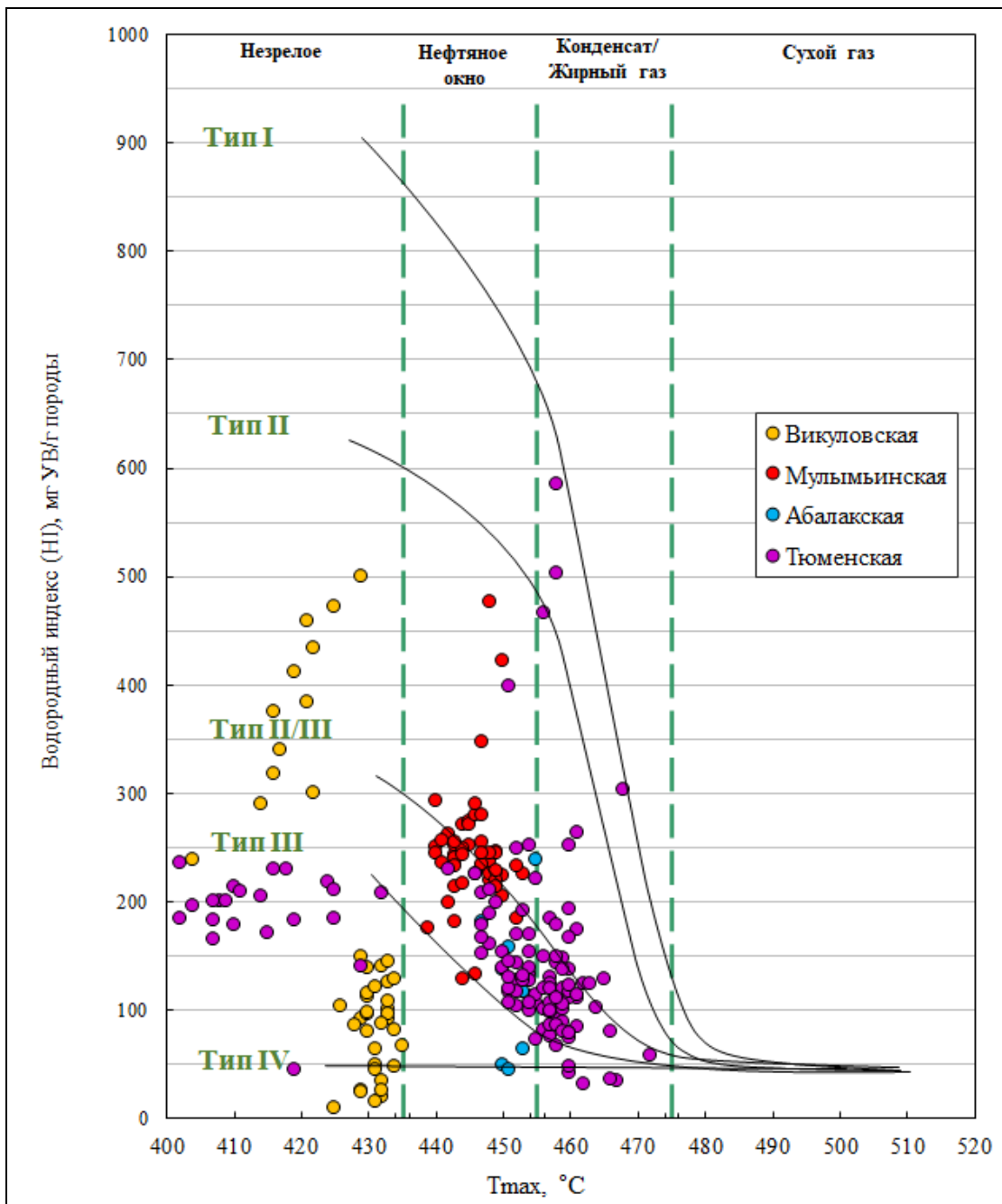


Рис. 2. Классификационная диаграмма степени катагенетической зрелости и типов ОВ пород

Интервал абалакской свиты сложен алевролитами и песчаниками, содержание в них ОВ достигает 4,04% и относится к III и IV типам керогена, практически не генерирующие УВ. Один образец приурочен ко II/III типу (рис. 2). ОВ пород абалакской свиты термически незрелое и поздней стадии зрелости, T_{max} изменяется от 301 до 455 °C. Генерационный потенциал изменяется от бедного до очень хорошего, $S_0+S_1+S_2$ изменяется от 0,55 до 13,39 мг УВ/г породы (рис. 3). Значения PI 0,28 до 0,78, значения OSI изменяются от 39,77 до 289,66 мг УВ/г ТОС, что свидетельствует о наличии УВ насыщения.

Содержание ОВ в песчано-алевритовых породах тюменской свиты достигает 6,34% и относится различным типам (в основном II, III и смешанный II/III типы), параметр НИ – 26-584 мг УВ/г ТОС (рис. 2). Интервал характеризуется аномально изменяющимися значениями по глубине T_{max} – 305-472 °C, высокими значениями S_1 – 0,05-5,55 мг УВ/г породы, высокими значениями PI – 0,09-0,72, высоким OSI – 12,50-381,01 мг УВ/г ТОС, что свидетельствует о наличии нефтенасыщенных коллекторов. Генерационный потенциал пород изменяется от бедного до очень хорошего, параметр $S_0+S_1+S_2$ изменяется от 0,16 до 37,80 мг УВ/г породы (рис. 3).

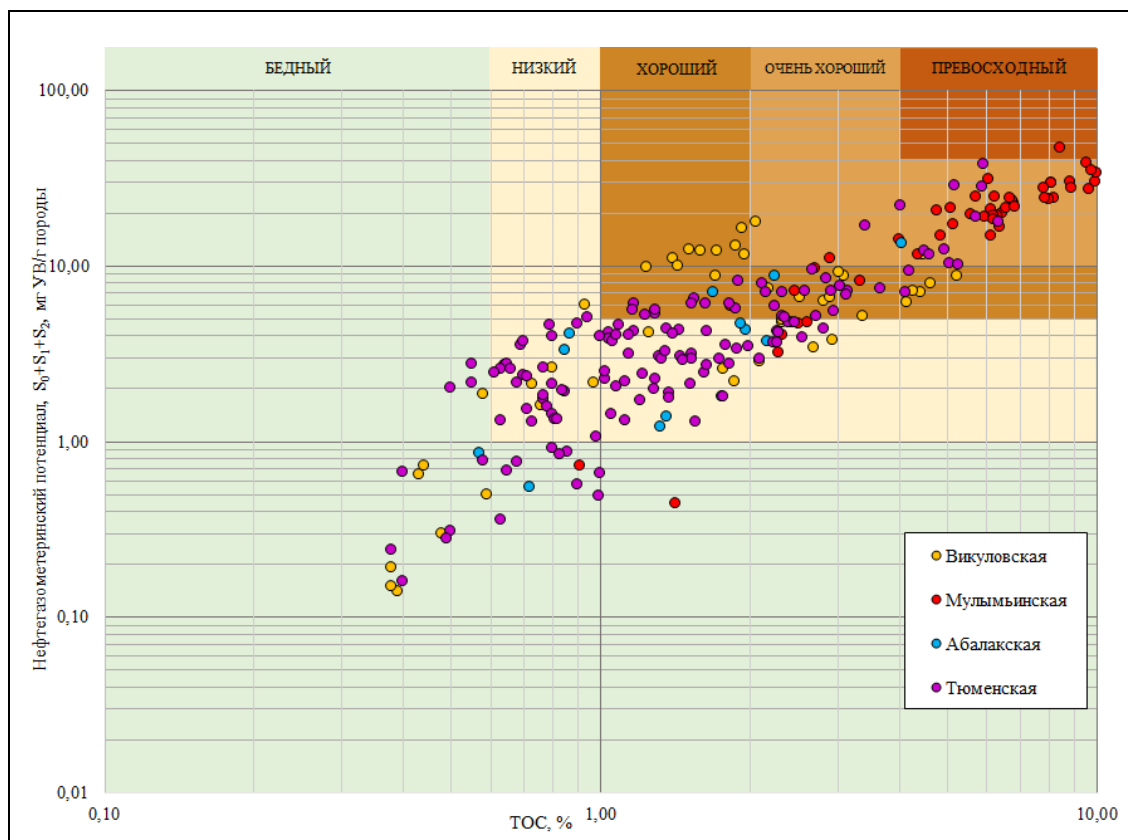


Рис. 3. Генерационный потенциал ОВ пород

Заключение

Представленные в данной статье результаты исследований керна скважины Красноленинского свода показывают, что тип ОВ представлен преимущественно смешанным II/III и III типом, максимальное значение HI составляет 584 мг УВ/г породы. Степень термической зрелости ОВ в пределах разреза изменяется от бедной до превосходной, большая часть находится в пределах «нефтяного окна». Таким образом, все представленные свиты характеризуются высокой продуктивностью и нефтенасыщенностью.

Литература

1. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. – М.: Небра, 1987. – 76 с.
2. Hazra B., Wood D.A., Mani D., Singh P.K., Singh A.K. Evaluation of Shale Source Rocks and Reservoirs. *Petroleum Engineering*, 2019, 142 p.
3. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The Biomarker Guide. Vol. I: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Human History.* – Cambridge: Cambridge University Press, 2005.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ ЧАПАЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мухаметшин Азат Ильгизович

*Казанский (Приволжский) федеральный университет,
студент 4 курса, г. Казань
e-mail: azat98.9898@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, Нурғалиева Нурия Гавазовна

Аннотация: Целью работы является изучение геологического строения, а также анализ разработки залежей на Чапаевском нефтяном месторождении, расположенного в Республике Татарстан. Для этого было изучено: история исследования месторождения, текущее состояние разработки, строение и основные характеристики залежей.

Ключевые слова: Чапаевское нефтяное месторождение, анализ разработки, добыча, залежь, нефть, скважина.

FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE AND DEVELOPMENT OF THE CHAPAEVSKY OIL FIELD

Mukhametshin Azat Ilgizovich

*Kazan (Volga Region) Federal University,
4th year studern, Kazan city
e-mail: azat98.9898@mail.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Nurgalieva Nuriya Gavazovna

Abstract: The purpose of the work is to study the geological structure, as well as to analyze the development of deposits at the Chapaevsky oil field located in the Republic of Tatarstan. For this purpose, the following were studied: the history of the field research, the current state of development, the structure and main characteristics of the deposits.

Keywords: Chapaevskoye oil field, development analysis, production, deposit, oil, borehole.

Чапаевское нефтяное месторождение находится на территории Черемшанского, Лениногорского районов Республики Татарстан и Шенталинского района Самарской области. Месторождение было выявлено в 1950г. в результате бурения разведочных скважин №1 и №2. В результате их опробования были получены малые притоки нефти из отложений турнейского яруса и пашийского горизонта. Более подробно данное месторождение стали исследовать в 60-е годы прошлого столетия. На Чапаевском месторождении с 1960 по 1967 годы были пробурены глубокие скважины, что позволило получить более детальные данные о геологическом строении месторождения, а также были выявлены новые залежи нефти в девонских и каменноугольных отложениях.

В географическом отношении данное месторождение расположено в краевой части западного склона Бугульминско-Белебеевской возвышенности, что также обуславливает большую высоту месторождения над уровнем моря. С точки зрения тектоники Чапаевское месторождение расположено на западном склоне Южно-Татарского свода, который, в свою очередь, расчленен системой субмеридиональных нарушений на ряд блоков (Акташско-Новоелховский, Черемшано-Ямашинский, Ульяновский и Черемуховско-Кадеевский) и сопряженных с ними грабенообразных прогибов. Чапаевское месторождение приурочено к Черемшано-Ямашинскому и Акташско-Новоелховскому блокам, отделенным друг от друга субмеридиональным Кузайкинским прогибом. Структурно на территории месторождения можно выделить несколько купольных поднятий, в которых и заключена большая часть нефтяных залежей: Чегодайское, Афонькинское, Утямышское, Капустинское, Дымное, Минсалихское и прочие малые поднятия с амплитудой менее 10 м.

Чапаевское месторождение является многопластовым и по последним исследованиям на нем выделяется 23 залежи нефти. Из общего числа, 3 являются залежами сверхвязких нефтей (СВН) приуроченных к терригенным отложениям шеминского горизонта уфимского яруса пермской системы, остальные 20 являются скоплениями традиционных нефтей и приурочены к карбонатным отложениям.

ям верейского горизонта и башкирского яруса среднего карбона, турнейского яруса нижнего карбона, заволжского надгоризонта и данково-лебединского горизонта верхнего отдела девонской системы, к терригенным отложениям бобриковского горизонта нижнего карбона и пашийского горизонта верхнего девона.

Месторождение обладает сложным геологическим строением виду сильной изменчивости толщины и фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов, а также наблюдаются литологические замещения насыщенных пород непроницаемыми плотными породами.

Самыми верхними по разрезу являются 3 залежи шешминского горизонта (P_{2ss}), приуроченные к Дымному, Минсалихскому и Утямышскому поднятиям соответственно. Продуктивным пластом во всех залежах является прикровельная часть песчаной пачки шешминского горизонта. В некоторых частях залежей наблюдается замещение нефтенасыщенных мелкозернистых песчаников уплотненными песчаниками с глинистым цементом. По всем залежам наблюдается только контакт нефть-порода. Продуктивные пласты горизонта вскрыты в общей сложности 65 скважинами. По данным исследования пластов с помощью керн и ГИС установлено, что в среднем пористость по пропластку колеблется в районе 27,2%, а нефтенасыщенность около 26,5%. Мощность насыщенных пластов изменяется от 0,3 до 26 м. Сверхвязкая нефть шешминского горизонта охарактеризована 4 поверхностными и тремя пробам, извлеченными из герметизированного нефтенасыщенного керн. По результатам анализов поверхностных проб установлено, что плотность в среднем составляет $0,944 \text{ г/см}^3$, средняя величина кинематической вязкости составляет $73 \text{ мм}^2/\text{с}$ при 50°C , в пластовых условиях динамическая вязкость – $3813,64 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, плотность – $0,955 \text{ г/см}^3$. На Государственном балансе по состоянию на 2018г. в шешминском горизонте числятся геологические запасы по категории B_1 – 5022 тыс. т; по категории B_2 – 770 тыс. т. Добыча СНВ на залежах не ведется.

Несколько ниже нефтенасыщенные породы выделяются в отложениях каширского горизонта. В нем выделяется лишь один пласт-коллектор представленный карбонатными породами с включениями гипса и ангидрита. Пласт вскрыт в 72 скважинах, однако нефтенасыщение отмечается только в 26, остальные скважины водонасыщены. Количество продуктивных пропластков варьируется от 1 до 3, их мощность изменяется от 0,7 до 3,8 м. Нефтеносность каширских отложений установлена по данным ГИС, опробование не было произведено. Запасы отнесены к категории B_1 и оцениваются в 433 тыс. т. Добыча нефти на залежи не ведется.

На территории Чапаевского месторождения в отложениях верейского горизонта выделяется шесть карбонатных пластов-коллекторов, индексируемых снизу-вверх как Свр-1, Свр-2, Свр-3, Свр-4, Свр-5 и Свр-6. Пласты коллекторы представлены известняками органогенно-обломочными, слабо глинистыми, в большинстве скважин пласты замещены плотными непроницаемыми глинистыми известняками. Продуктивные пласты разделены между собой глинистыми пропластками, но ввиду их малой толщины и трещиноватости пласты между собой имеют гидродинамическую связь. В следствие этого верейский горизонт рассматривается, как единый нефтемещающий резервуар. В верейском горизонте установлено 4 залежи нефти, приуроченные к Чегодайскому, Афонькинскому, Утямышскому и Капустинскому поднятиям. Отложения горизонта были опробованы в 30 скважинах. В результате этих исследований было установлено, что пористость верейских отложений на территории месторождения изменяется от 8 до 24 % и в среднем имеет значение 15,1 %, нефтенасыщенность продуктивных пластов варьируется от 50,7% до 94%. Балансовые запасы верейского горизонта оцениваются в 5198 тыс. т. В настоящее время на месторождении ведется добыча нефти с почти всех залежей за исключением нефтей Утямышского поднятия.

В башкирских отложениях на территории месторождения выделяется только один пласт-коллектор, индексируемый как Сбш. В составе пласта-коллектора выделяется от 2 до 8 продуктивных пропластков. Пласт Сбш представлен известняками перекристаллизованными, тонкозернистыми, трещиноватыми, слабо глинистыми, участками загипсованными. Единственная существующая здесь нефтяная залежь была вскрыта 33 скважинами на Чегодаевском поднятии, в 4 из которых было проведено опробование. Еще в 42 скважинах пласт-коллектор был водонасыщен. Залежь по типу относится к массивным. Нефтеносность башкирских отложений была подтверждена как по ГИС, так и по проведенным отборам. Согласно исследованиям, пористость пород коллектора варьируется от 8,4 до 21,4 % и в среднем составляет 15 %, нефтенасыщенность же составляет около 83,8 % с изменениями от 73,2 до 92,2 %. Толщина продуктивной части башкирских отложений может достигать 13,6 м. Балансовые запасы оцениваются в 1749 тыс. т. На залежи ведется добыча нефти, но только в 1 скважине.

В разрезе бобриковского горизонта по данным ГИС нефтенасыщение связано с пластом-коллектором Сбр, ранее обозначаемы как Сбр-3. Пласт-коллектор Сбр хорошо выдержан по

площади месторождения и в литологическом отношении представлен песчаниками кварцевыми, тонкозернистыми, прослоями алевритистыми. Проницаемые породы переслаиваются слабопроницаемыми, глинистыми алевролитами и непроницаемыми аргиллитами. В одной из скважин как самостоятельный был выделен второй пласт-коллектор Сбр-2, однако он является водонасыщенным и не представляет интереса. В отложениях установлено три залежи нефти на 3 поднятиях: Афонькинском, Чегодайском и Капустинском. Залежи I контролируется Чегодаевским поднятием и была вскрыта 33 скважинами, в 11 из которых ведется добыча. В 6 скважинах проницаемые породы замещаются уплотненными алевролитами и аргиллитами. Залежь структурно-литологического типа имеющая мощность до 5 м. Залежь II приурочена к Афонькинскому поднятию и была вскрыта 15 скважинами. Эксплуатационными являются четыре скважины. Тип залежи пластовый сводовый, продуктивная толщина которой в среднем составляет 2,4 м. Третья залежь находится на Капустинском поднятии. В эксплуатации находятся 17 скважин. Тип залежи так же пластовый сводовый. Во всех трех залежах ведется активная добыча нефти. Её плотность колеблется около 925 кг/м³. Пористость вмещающих отложений составляет в среднем 22 % и меняется в пределах 11,2-28,9 %. Нефтенасыщение оценивается в 86 %. В совокупности геологические запасы трех залежей определены в 5475 тыс. т и относятся к категории В1.

Наибольшими запасами на Чапаевском месторождении обладают отложения Турнейского яруса. В отложениях турнейского яруса на территории Чегодайского месторождения прослеживаются 3 пачки карбонатных пород, индексируемые сверху-вниз как Скз, Счр, Смл+уп и относящиеся, соответственно, к кизеловскому, черепетскому и малевско-упинскому горизонтам. Все 3 пачки представляют собой единую гидродинамическую систему, что позволяет рассматривать их как единый нефтемещающий резервуар, индексируемый как С₁₁. В литологическом плане пласт-коллектор представлен известняками органогенно-обломочными, перекристаллизованными, серыми, плотными, участками пористыми, с редкими тонкими прослойками аргиллитов, глинистых и песчаниковидных известняков. Коллекторы относятся к поровому типу, реже к трещиновато-поровому. Нефтенасыщенность турнейских отложений выявлена в 60 скважинах. В отложениях турнейского яруса установлено четыре залежи нефти на четырех поднятиях. Первая залежь приурочена к Чегодаевскому поднятию и была вскрыта 38 скважинами. Пористость на данной залежи установлена в 12 %, а нефтенасыщение в 76 %. Запасы залежи I отнесены к категориям А и В1. Залежь является массивной. Также ведется промышленная добыча нефти в 27 скважинах. Залежь II контролируется Афонькинским поднятием. В эксплуатации находятся 5 скважин, из 15 пробуренных в эту залежь. Запасы также отнесены к категориям А и В1. Пористость нефтенасыщенных пород составляет 11 %, насыщение нефтью около 70%. Залежь массивного типа, в которой ведется промышленная добыча нефти. Залежь III на Утямышском поднятии была вскрыта только одной скважиной. Форма и размер залежи были получены по результатам сейсморазведочных работ. Залежь является массивной, разработка которой не ведется. Последняя залежь IV на Капустинском поднятии была также вскрыта только одной скважиной, после испытания которой был получен промышленный приток нефти. После утверждения запасов в 2002 г. были пробурены еще 10 скважин. По результатам исследований, плотность пород-коллекторов составляет 12 %, а нефтенасыщенность 77 %. Добыча на этой залежи не ведется. В общей сложности геологические запасы на всех залежах оцениваются в 9319 тыс. т.

На Чапаевском месторождении в заволжском надгоризонте установлены 3 залежи нефти, приуроченные к трем пластам-коллекторам в пределах Чегодайского поднятия. Отложения заволжского надгоризонта были вскрыты 42 скважинами и опробованы в 14 скважинах. Всего в разрезе выделяется 6 пластов-коллекторов. Нефтенасыщенными являются пласты Дзв-5, Дзв-4, Дзв-3 в 22 скважинах, еще в 11 выделены водонасыщенные интервалы. В литологическом отношении пласты коллекторы представлены известняками кристаллически-зернистыми, прослоями слабо глинистыми. На севере и юге пласты замещаются плотными непроницаемыми участками. Коллекторы относятся к поровому и трещинно-поровому типам. Пористость пластов составляет 9 %. Нефтенасыщенность пластов характеризуется 69 %. Нефтенасыщенные толщины в пределах залежей имеют максимальные значения в сводовых и присводовых скважинах (9,7-15,9 м) и наименьшие – в скважинах, располагающихся на крыльях поднятия (0,7-3,9 м). По подсчетам в залежах заволжского надгоризонта содержится порядка 1182 тыс. т нефти, добыча которой ведется из 4 скважин.

Аналогично заволжскому надгоризонту в данково-лебедевских отложениях выделяются две залежи, расположенные друг над другом. Горизонт был вскрыт на территории Чапаевского месторождения 35 скважинами. В разрезе отличимы 4 пласта-коллектора Ддл-4, Ддл-3, Ддл-2 и Ддл-1, однако нефтенасыщенными являются только Ддл-4 и Ддл-3 на Чегодаевском поднятии. Коллекторы относятся к поровому и трещинно-поровому типам. На севере, юге и юго-западе карбонатный пласт-

коллектор замещается более плотными породами. Тип залежи литологически-ограниченный. Нефте-насыщенные толщины в пределах залежей варьируется от 1,2 до 7 м. Запасы данково-лебединского горизонта установлены в 610 тыс. т. Добыча нефти ведется только из первой залежи.

Отложения пашийского горизонта вскрыты на территории Чегодайского месторождения 11 скважинами, с помощью которых в разрезе выделяются до 11 пропластков-коллекторов. В литологическом отношении пласты-коллекторы представлены песчаниками мелкозернистыми. Нефте-насыщение отложений пашийского горизонта установлено в 2 скважинах. В первой скважине нефте-насыщенными являются верхние 2 пропластка, запасы которой отнесены к категории В2, остальные 3 коллектора характеризуются как водонасыщенные. Скважина сразу после бурения была списана по техническим причинам. Так как в результате опробования не были получены промышленные притоки нефти, запасы залежи I предлагаются к списанию. Залежь II вскрыта другой скважиной на Урманском поднятии. Геологические запасы данной залежи отнесены к категории В1 и составляют 55 тыс. т.

Запасы залежей нефти Чапаевского месторождения согласно действующей классификации запасов, отнесены к категориям А, В1, В2. В общей сложности, геологические запасы месторождения рассчитаны в количестве 25124 тыс. т. Накопленная добыча нефти на данный момент составила 950 тыс. т.

Литература

1. *Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геологи и разработка нефтяных месторождений / Казань: Изд-во «Фэн» Академия наук РТ, 2007. – 524.*
2. *Базаревская В.Г. и др. * Пересчет запасов нефти Чегодайского нефтяного месторождения. / Бугальма: институт «ТатНИПИнефть», 2018. – 432.*
3. *Муслимов Р.Х., Исхакова Н.С., Либерман В.Б., Войтанис В.В., Ибраева Ф.Г. Тектоническая схема Мелекесской впадины / «Геология нефти и газа», №11, 1990. – 27.*
4. *Аширов К.Б. Методика изучения карбонатных коллекторов и классификация карбонатных коллекторов и приуроченных к ним залежей нефти и газа. / Куйбышев: Куйбышевское издательство, 1971.*
5. *Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов: Приказ Мин-ва природных ресурсов и экологии РФ от 01.11.2013 № 477: введ в действие с 01.11.2013. М., 2013.*

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ФЛЮИДОВ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ДАГИНСКОГО ГОРИЗОНТА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮЖНОЕ ДАГИ» (О. САХАЛИН)

Очеретний Алексей Вячеславович

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова, студент 5 курса, Новочеркасск
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

Бутенков Александр Александрович

*Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова, доцент, Новочеркасск
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

Аннотация: в данной работе был проведён анализ изменчивости значений коллекторских свойств нефтеносных отложений и состава газа в вертикальном разрезе скважины на нефтегазовом месторождении «Южное Даги» (о. Сахалин) с геологической интерпретацией полученных результатов.

Ключевые слова: нефтегазовое месторождение, коллекторские свойства, изменчивость, корреляция.

FEATURES OF FLUID COMPOSITION AND RESERVOIR PROPERTIES OF THE DAGINSKY HORIZON OF THE YUZHNOYE DAGI OIL AND GAS FIELD (SAKHALIN ISLAND)

Aleksey Ocheretniy

*South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov,
5st year Student, Novochoerkassk
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

Alexander Butenkov

*South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov,
Reader, Novochoerkassk
e-mail: aleksbutenkov@mail.ru*

Abstract: in this work, the variability of the values of reservoir properties of oil-bearing deposits and gas composition in the vertical section of the well at the Yuzhnoye Dagi oil and gas field (Sakhalin Island) was analyzed with a geological interpretation of the results obtained.

Keywords: oil and gas field, reservoir properties, variability, correlation.

Нефтегазовое месторождение Южное Даги расположено в северо-восточной части о. Сахалин, в муниципальном образовании «Городской округ Ногликский» Сахалинской области.

Южно-Дагинский участок исследований, включающий месторождение Южное Даги, относится к Восточно-Дагинской зоне нефтегазонакопления, которая входит в состав Северо-Восточно-Сахалинского нефтегазоносного района (НГР), Сахалинской нефтегазоносной области, Охотоморской нефтегазоносной провинции. Продуктивными в границах зоны являются все неогеновые и частично палеогеновые (олигоценные) отложения. Промышленно нефтегазоносны три комплекса отложений: нижненутовско-окобыкайский, дагинско-уйнинский и даехуриинский, причем, на два первых приходится более 90 % начальных извлекаемых запасов углеводородов Северного НГР [1, 2].

Нефтегазовое месторождение Южное Даги открыто в 1979 году. Продуктивность месторождения связана с отложениями дагинского (пласты III, IV, XI, XII, XXIII, XXIV) и окобыкайского (пласт Л) горизонтов, представленными переслаиванием песчаных, алевроито-песчаных пластов и алевроитоглинистых разделов. Пласты коллектора представлены песчано-алевритовыми отложениями дагинского горизонта, покрывка – региональный глубоководный комплекс окобыкайского горизонта [1, 2].

В региональном тектоническом плане месторождение Южное Даги приурочено к одноименной антиклинальной структуре, расположенной на севере Катанглийской антиклинальной зоны в южной части Северосахалинского осадочного бассейна. Антиклинальная структура разбита многочисленными сбросами и сбросо-сдвигами северо-восточного простирания на ряд мелких блоков, находящихся на разном гипсометрическом уровне.

В геологическом строении недр месторождения Южное Даги, главным образом, принимают участие миоценовые образования – отложения дагинской свиты (N_{1dg}) которая является основной продуктивной толщей в районе. Она согласно залегает на уйнинской свите и несогласно перекрывается окобыкайской свитой миоцена. Свита разделяется на три подсвиты: нижнедагинскую, среднедагинскую и верхнедагинскую. Сложена песчаниками и алевритоглинистыми породами озерно-болотных, лагунно-баровых и прибрежно-морских фаций с небольшим участием конгломератов и гравелитов, главным образом в нижнедагинской подсвите, а также многочисленными пластами угля и углистого аргиллита в средне- и верхнедагинской подсвите. Наиболее хорошо отсортированные песчаники отмечаются в пластах верхнедагинской подсвиты. Вскрытая толщина свиты достаточно выдержана и изменяется от 1070 м до 1500 м [2, 3].

Целью исследований в данной работе является исследование особенностей состава флюидов и коллекторских свойств пород дагинского горизонта месторождения Южное Даги. Объектом исследования являются породы, вскрытые скважиной № 13, которая была пробурена на поисково-оценочном этапе работ.

Для реализации поставленной цели выполнялись такие задачи, как построение графиков изменчивости коллекторских свойств и содержаний флюидных компонентов, их проведен корреляционный анализ. Для этого были использованы данные ГИС и данные лабораторных исследований керн-коллекторов, полученные при бурении скважины №13 на месторождении.

Продуктивный пласт дагинского горизонта хорошо представлен керновым материалом. Для всех образцов в лабораторных условиях определены: коэффициент пористости, карбонатность, газопроницаемость, содержание фракций гранулометрического состава (табл. 1).

Таблица 1

Коллекторские свойства Дагинского горизонта по скважине № 13

Глубина отбора керна, м	Гранулометрический состав, %				Коэффициент пористости, %		Карбонатность, %	Газопроницаемость, мД
	0,25-0,5 мм	0,1-0,25 мм	0,01-0,1 мм	<0,01 мм	открытая	полная		
1100	2,64	40,92	40,04	16,32	12,05	13,21	4,00	0,10
1103	0,52	60,48	27,40	11,6	20,33	21,06	3,30	46,54
1106	0,39	57,17	30,17	12,26	21,00	22,27	3,30	93,17
1109	1,36	55,56	32,00	11,08	19,49	20,76	4,00	60,01
1112	0,92	55,36	30,72	13,00	19,99	21,51	4,00	69,30
1115	0,48	58,12	29,64	11,76	20,06	21,14	4,00	55,84
1118	0,36	55,36	32,48	11,80	19,61	20,78	4,00	50,79
1121	0,52	44,88	39,12	15,48	16,90	18,45	4,30	6,70
1124	0,64	42,52	41,76	15,08	14,60	15,12	4,00	10,18
1127	0,28	56,72	31,08	11,92	20,07	20,78	3,70	61,08
1130	0,24	52,72	32,36	14,68	19,78	21,14	4,00	75,96
1133	0,48	60,64	28,08	10,8	20,16	21,11	4,30	58,44
1136	0,20	53,56	32,36	13,88	19,94	20,78	3,70	61,28
1139	0,52	56,44	30,16	12,88	19,7	20,65	3,70	61,89
1142	0,48	55,92	30,60	13,00	20,24	21,11	3,70	69,65
1145	0,60	65,24	24,20	9,96	20,00	20,78	3,00	67,22
1148	0,32	57,36	28,28	14,04	20,19	21,06	3,30	58,20
1151	0,48	61,08	27,20	11,24	20,11	20,85	3,00	70,78
1154	0,48	60,68	28,64	10,20	19,93	20,38	3,30	68,01
1157	0,04	11,44	67,12	21,40	15,82	16,85	6,00	57,70
1160	0,20	30,60	51,40	17,80	14,77	15,47	11,30	61,56
1163	0,40	31,92	52,00	15,68	14,78	15,47	10,00	63,50
1166	0,76	34,12	47,24	17,88	16,37	17,29	6,70	59,86

Используя данные, представленные в таблице 1, построены графики изменчивости коллекторских свойств с глубиной (рис. 1-2).

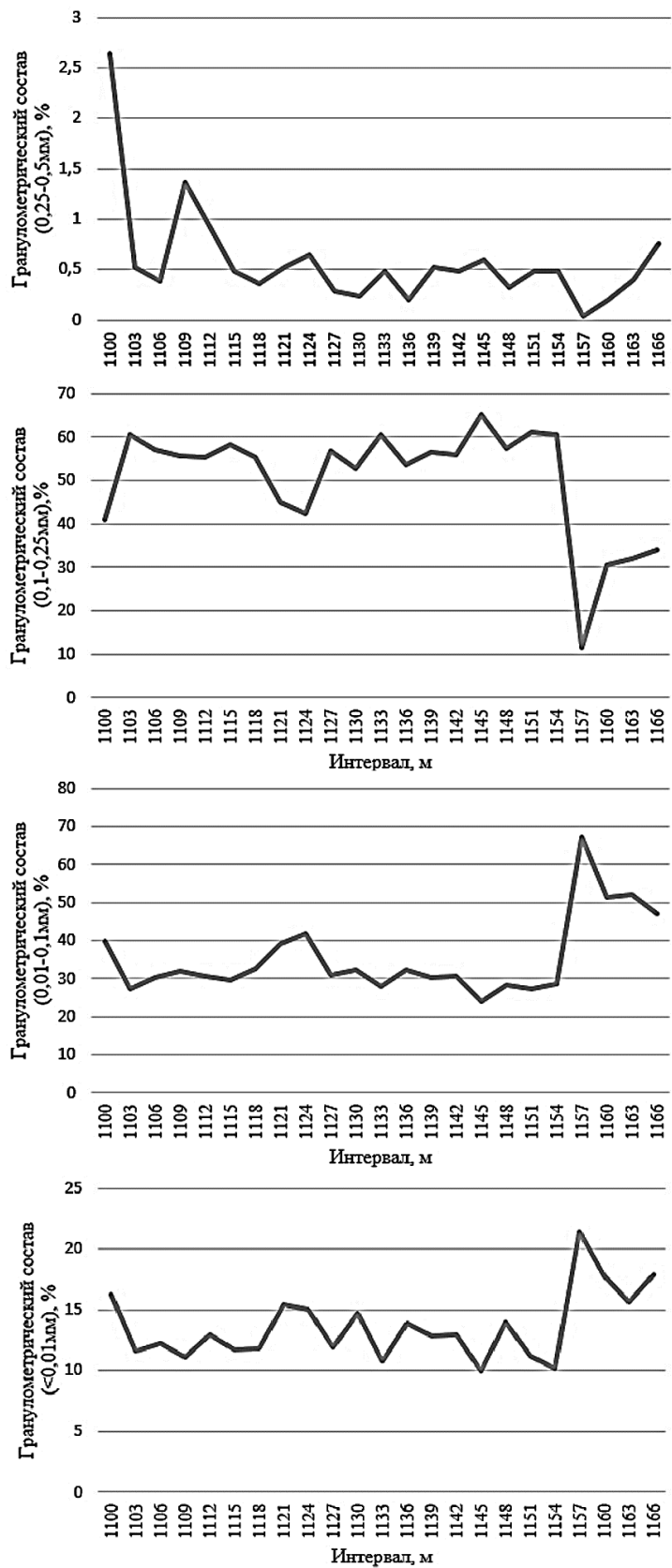


Рис. 1. Графики изменчивости содержаний гранулометрических фракций по скважине № 13

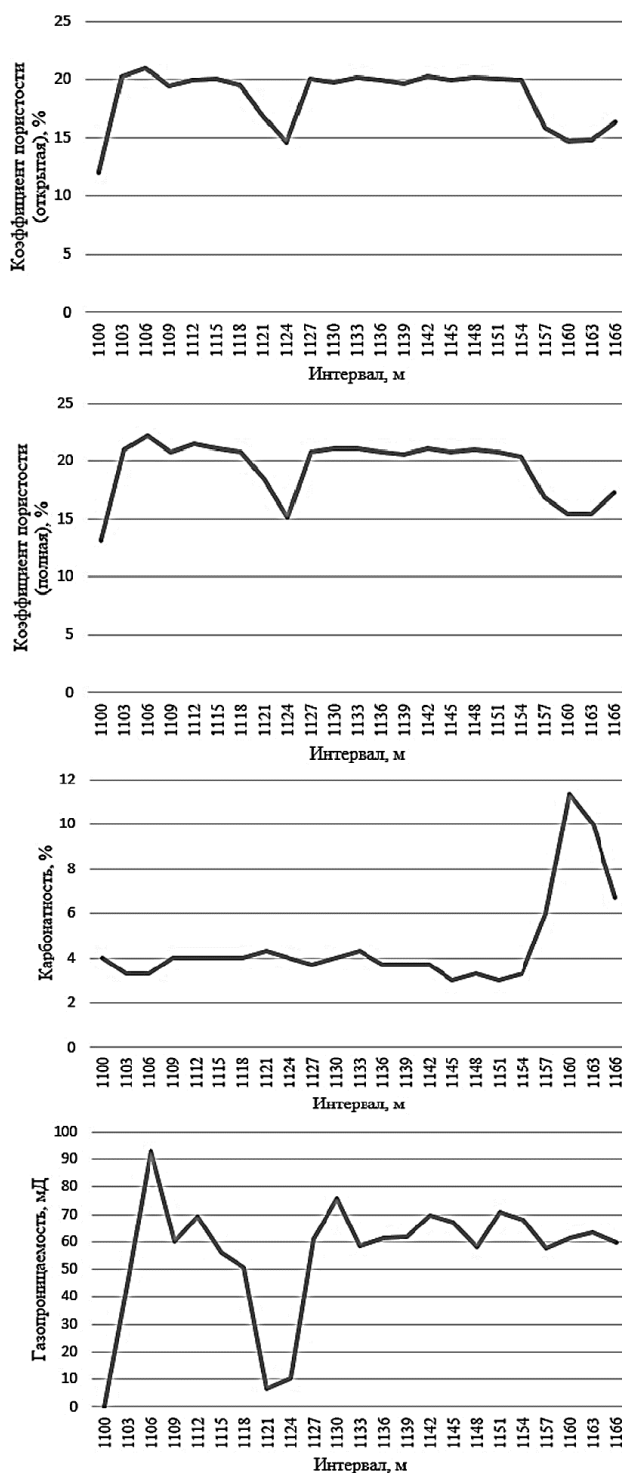


Рис. 2. Графики изменчивости коллекторских свойств по скважине № 13

Содержание фракции 0,25-0,5мм (рис. 1) изменяется скачкообразно, от 2,64 до 0,04 %. Минимальное значение отмечается на глубине 1157 м, а максимальное значение на глубине 1100 м. Также на графике в интервале от 1100 до 1103 м наблюдается резкое снижение содержания обломочного материала с 2,64 до 0,52 %. В среднем содержание этой фракции составляет 0,57 %.

Содержание фракции 0,1-0,25мм изменяется неравномерно, от 11,44 до 65,24 %. Максимальное значение отмечается на глубине 1145 м, а минимальное значение на глубине 1157 м. Также на графике в интервале от 1154 до 1157 м наблюдается резкий спад содержания обломков с 60,68 до 11,44 %. В среднем содержание этой фракции составляет 50,38 %.

Содержание фракции 0,01-0,1мм изменяется от 24,2 до 67,12 %. Максимальное значение отмечается на глубине 1157м, а минимальное значение на глубине 1145 м, также на графике в интервале

от 1154 до 1157 м наблюдается резкий скачок содержания обломков с 28,64 до 67,12 %. В среднем содержание этой фракции составляет 35,39 %.

Содержание фракции <0,01мм изменяется в пределах от 9,96 до 21,4 %. Максимальное значение отмечается на глубине 1157 м, а минимальное значение на глубине 1154 м. В среднем содержание этой фракции составляет 13,64 %.

На графике изменчивости коэффициента открытой пористости (рис. 2) наблюдается резкое повышение значений в интервале 1100-1103 м на 8,28 %. В целом, практически на всем интервале, значения достигают 20%. Исключение составляет интервалы 1118-1124 м и 1154-1163 м, где прослеживается снижение значений на 5 %. В среднем, значение коэффициента пористости составляет 18,51 %.

На графике изменчивости коэффициента полной пористости наблюдается резкий скачок в интервале 1100-1103 м на 7,85 %. Максимальное значение отмечается на глубине 1106 м и составляет 22,27 %, а минимальное значение на глубине 1100 м и составляет 13,21 %. В среднем, значение коэффициента пористости составляет 19,47 %.

На графике изменений карбонатности мы видим, что ее значения практически на всем интервале варьируют от 3 до 4,30 %. На интервале 1154 – 1160 м происходит резкий скачок значений с 3,3 % до 11,3 %. Максимальное значение наблюдается на глубине 1160 м, а минимальные значения отмечаются на глубине 1145 м и 1151 м соответственно. В среднем значения карбонатности составляют 4,54 %.

На графике значений газопроницаемости показатели изменяются скачкообразно. На интервале 1100-1106 м наблюдается резкий скачок значений на 93,07 %. На интервале 1118-1121 м прослеживается спад значений на 44,09 %. Далее с глубины 1124 м до 1130 м наблюдается еще один резкий скачок на 65,78 %. В среднем значения газопроницаемости составляют 55,98 %.

По результатам анализа графиков распределения показателей в скважине №13 нефтегазового месторождения Южное Даги можно сделать вывод, что пласт не однороден, встречаются песчаники с прослоями глин и другими емкостно-фильтрационными и геофизическими характеристиками.

Была рассчитана матрица корреляции по параметрам коллекторских свойств (таблица 2).

Таблица 2

Матрица корреляции по коллекторским свойствам

	Гранулометрический состав (0,25-0,5мм)	Гранулометрический состав (0,1-0,25мм)	Гранулометрический состав (0,01-0,1мм)	Гранулометрический состав (<0,01мм)	Коэффициент пористости % (открытая)	Коэффициент пористости % (полная)	Карбонатность %	Газопроницаемость
Гранулометрический состав (0,25-0,5мм)	1	-0,5	0,44	0,33	-0,73	-0,69	0,24	-0,52
Гранулометрический состав (0,1-0,25мм)		1	-0,98	-0,89	0,86	0,82	-0,6	0,78
Гранулометрический состав (0,01-0,1мм)			1	-0,80	-0,84	-0,80	0,63	-0,78
Гранулометрический состав (<0,01мм)				1	-0,69	-0,64	0,45	-0,61
Коэффициент пористости % (открытая)					1	0,99	-0,39	0,88
Коэффициент пористости % (полная)						1	-0,32	0,87
Карбонатность %							1	-0,47
Газопроницаемость мД								1

Анализ матрицы корреляции показывает, что наиболее сильные корреляционные связи проявлены для двух наиболее представительных гранулометрических фракций (1,0-0,25 мм и 0,01-0,1 мм) с

показателями пористости, проницаемости и карбонатности. Кроме того, все перечисленные параметры (каждый по отдельности) имеют очень сильные связи друг с другом.

Также в данной работе использованы сведения о компонентном составе природного газа месторождения Южное Даги – содержания углекислого газа, метана, этана, азота, а также относительного удельного веса газа.

Таблица 3

Сведения о составе природного газа по скважине №13

Интервал опробования, м	Относительный удельный вес газа, кг/м ³	Содержание, %			
		CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	N ₂
1100-1111	0,582	2,3	96,5	0,2	1
1111-1122	0,576	2,4	95,4	0,2	2
1122-1133	0,576	1,2	96,5	0,5	1,8
1133-1144	0,568	0,6	97,7	0,3	1,4
1144-1155	0,609	2,2	94,1	1,2	1
1155-1166	0,612	0,1	94,4	1,9	0,8

Используя данные, представленные в таблицы 3, построены графики изменения состава и свойств флюидов с глубиной (рис. 3).

Анализируя график изменчивости относительного удельного веса газа, можно отметить, что в интервале 1110–1111 м до интервала 1133-1444 м кривая идет на убывание. Далее наблюдается резкий скачок с дальнейшим повышением значений. Максимальное значение отмечается в интервале опробования 1155-1166 м и составляет 0,612 %, а минимальные значения отмечаются в интервале 1133-1144 м и составляют 0,568 %. В среднем значения относительного удельного веса составляют 0,587 %.

На данном графике изменчивости содержаний CO₂ можно отметить, что концентрация газа в интервале 1100–1111 м идет на повышение, где достигает своего пика в 2,4 %. С интервала 1111-1122 м и глубже наблюдается спад значений на 1,8 %. Далее происходит скачок значений на интервале 1133-1144 м до интервала 1144-1155 м на 1,6 %. На интервале 1144-1155м. до интервала 1155-1166 м происходит резкий спад содержания CO₂ с минимальным значением 0,1 %. В среднем содержание CO₂ составляет 1,46 %.

Содержание CH₄ по разрезу скважины изменяется скачкообразно. Значения изменяются от 97,7 до 94,1%. Минимальные значения отмечаются в интервале 1144-1155 м, а максимальное значение отмечается в интервале 1133-1144 м В среднем содержание CH₄ составляет 95,8 %.

Содержание этана с интервала 1133–1144 м. кривая идет на повышение. В интервале 1155-1166 м содержание C₂H₆ достигает максимального значения и составляет 1,9 %. В среднем содержание C₂H₆ составляют 0,7 %.

На графике изменчивости содержаний азота можно отметить, что концентрацияизменяется от 2 до 0,8 %. С интервала 1100-1111м. до интервала 1111-1122м. наблюдается скачок значений до 1 %. Далее кривая идет на спад, где достигает своего минимального значения 0,8 % на интервале 1155-1166 м. В среднем содержание N₂ составляет 1,3 %.

По результатам анализа графиков распределения показателей в скважине №13 нефтегазового месторождения Южное Даги можно сделать вывод, что в составе растворенного в воде газа преобладает метан (94,1-97,7 %) с небольшой примесью углекислого газа и азота. Во всех случаях в составе флюида наблюдается наличие этана – его содержание не превышает 1%.

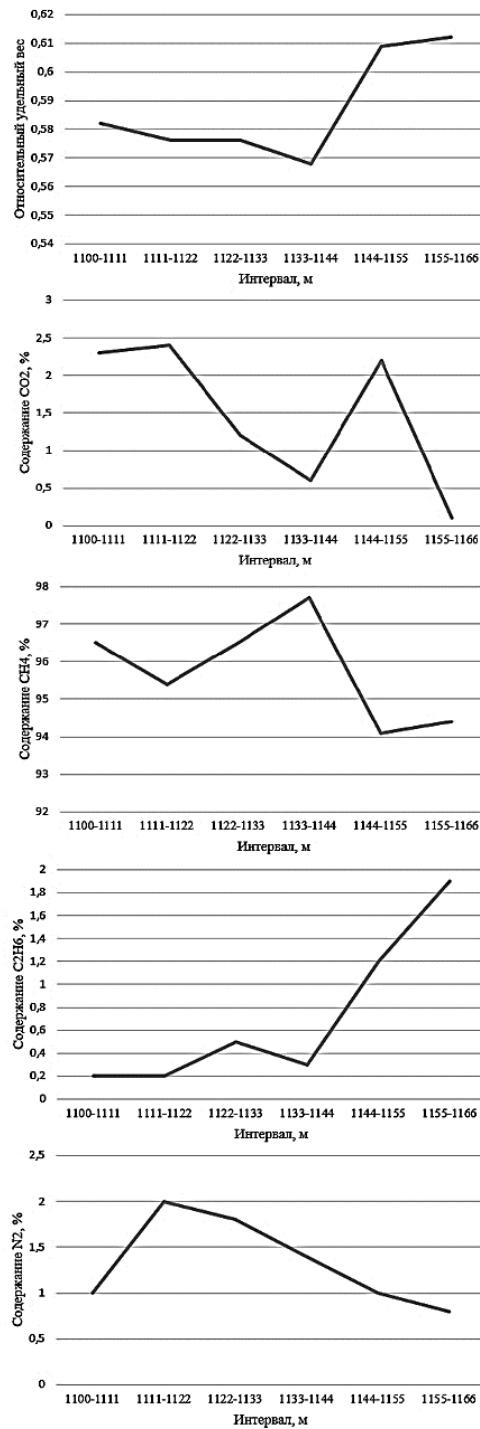


Рис. 3. Графики изменчивости состава газа по скважине № 13

Рассчитана матрица корреляции для газовых компонентов (табл. 4).

Таблица
Матрица корреляции газовых компонентов и свойств по скважине № 13

	Удельный вес	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	N ₂
Удельный вес	1	-0,14	-0,89	0,91	-0,72
CO ₂		1	-0,14	-0,51	0,27
CH ₄			1	-0,74	0,37
C ₂ H ₆				1	-0,65
N ₂					1

В целом анализ построенных графиков изменчивости исследованных показателей, а также матриц корреляции, позволяет выделить некоторые особенности.

Изменчивость коллекторских свойств по изученному разрезу определяется прежде всего количественными вариациями двух главных гранулометрических фракций – 0,1-0,25 мм (составляет в среднем 50 % от общей терригенной массы) и 0,01-0,1 мм (35 %). Среднее содержание фракции <0,01 мм составляет 13 %, и её влияние на коллекторские свойства не является столь определяющим. Соответственно, 2 % приходится на фракцию 0,25-0,5 мм, и её влияние на коллекторские свойства можно считать наименьшим.

Характер изменчивости графиков содержаний гранулометрических фракций таков, что указывает на неравномерное переслаивание породных разностей, отличающихся преобладающими размерами частиц. Это может быть обусловлено неравномерностью условий осадконакопления, которые характеризовались переменностью глубинности осадочного бассейна и динамики водной среды. В целом можно отметить, что верхняя часть разреза характеризуется более грубозернистыми мелководными осадками, а нижняя часть – более тонкозернистыми, глубоководными.

Корреляционные взаимоотношения между главными гранулометрическими фракциями (0,1-0,25 мм и 0,01-0,1 мм) сильно отрицательные, что связано с разными условиями глубинности осадконакопления – фракция 0,1-0,25 мм более мелководная, чем фракция 0,01-0,1 мм.

Обращает внимание тот факт, что фракция 0,1-0,25 мм (более мелководная) имеет очень сильные положительные связи с главными коллекторскими параметрами – коэффициентами пористости и газопроницаемостью. А глубоководная фракция 0,01-0,1 мм с этими же параметрами имеет столь же сильно проявленные отрицательные связи. То есть относительно мелководные условия осадконакопления порождают породу с наиболее высокими коллекторскими свойствами.

Исследование кривых изменчивости содержаний газовых компонентов по разрезу показало, что в составе газовой смеси доминирует метан CH_4 , в среднем составляя 96 % от общей массы. 1,8 % приходится суммарно на углекислый газ и азот, а среднее содержание этана C_2H_6 составляет 0,7 %. Содержание метана по разрезу имеет слабые колебания, оставаясь выдержанным в пределах 94,1-97,7 %. Следовательно, условия глубинности и давления на составе газовой смеси отражаются незначительно, и по разрезу он остается примерно постоянным.

Корреляционные взаимоотношения газовых компонентов сильнее всего проявлены для пары « CH_4 - C_2H_6 », связь сильная отрицательная. Прочие корреляционные связи наиболее ярко проявлены между каждым газовым компонентом с показателем удельного веса. Тут отмечается очень сильная положительная связь удельного веса с этаном, наиболее тяжёлым углеводородным компонентом. И, соответственно, очень сильная отрицательная связь удельного веса с метаном, который из углеводородов наиболее легкий. Примечательно закономерное нарастание с глубиной содержаний самого тяжёлого газового компонента – этана, и в этом же направлении нарастает значение относительного удельного веса газовой смеси.

Литература

1. Войков Г. Г., Унчур С.С., Еремеев А.В. *Поиски залежей нефти и газа геофизическими методами на Южно-Дагинском лицензионном участке, о. Сахалин. ЗАО АНК «Шельф», Южно-Сахалинск, 1998.*
2. Коблов Э.Г. *Закономерности размещения и условия формирования месторождений нефти и газа Сахалинской нефтегазоносной области. // В сб. Геология и разведка месторождений нефти и газа Сахалина и шельфа. М.: Научный мир, 1997, с. 3-25.*
3. *Отчет о результатах сейсморазведочных работ по технологии 3D на Южно-Дагинской площади в 2007-2008г. Степанова Е.В. и др., г. Южно-Сахалинск, 2010г.*

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОДЕРЖАНИЯ СЕРЫ И АЗОТА В НЕФТЯХ СРЕДНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Панышев Сергей Георгиевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса 2023, г. Пермь
e-mail: scorpion.2289@mail.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель Иван Сергеевич Хопта

Аннотация: в работе представлен анализ распределения серы, азота и плотности на территории Соликамской депрессии. Приводятся закономерности соотношений серы и азота. Дана характеристика химических свойств нефтей верхнедевонско-турнейского карбонатного нефтегазоносного комплекса.

Ключевые слова: Соликамская депрессия, нефть, сера, азот, верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс.

GEOCHEMICAL PECULIARITIES OF SULFUR AND NITROGEN CONTENTS IN OILS OF THE MIDDLE DEVONIAN-TOURNAISIAN OIL AND GAS BEARING CARBONATE COMPLEX OF THE SOLIKAMSK DEPRESSION

Panyshev Sergey

*Perm State University, 4st year Student, Perm,
e-mail: scorpion.2289@mail.ru*

Research Supervisor: Senior Lecturer Ivan Khopta

Abstract: The work presents an analysis of sulfur, nitrogen, and density distribution in the Solikamsk Depression area. Patterns of sulfur and nitrogen ratios are provided. The chemical properties of oils from the Upper Devonian – Tournaisian Carboniferous carbonate oil and gas-bearing complex are described.

Keywords: Solikamsk depression, oil, sulfur, nitrogen, Upper Devonian -Tournaisian carbonate oil and gas complex.

Соликамская депрессия, расположенная в северной части Пермского края на северо-востоке Восточно-Европейской платформы, представляет собой меридионально вытянутую структуру в пределах развития Предуральского краевого прогиба к западу от передовых складок Урала. Изучаемая территория ограничена Предтиманским прогибом, Камским сводом и Висимской впадиной на западе, Западно-Уральской складчато-надвиговой зоной на востоке, Колвинской на севере и Косьвинско-Чусовской седловинами на юге.

Саргаевско-турнейские отложения, входящие в состав среднедевонско-турнейского нефтегазоносного карбонатного комплекса, являются ключевым объектом исследования, поскольку на их долю приходится до 17% всех нефтяных залежей и около 20% нефтегазопроявлений в Пермском крае [6].

Комплекс представлен франским и фаменским ярусами, образующими карбонатную толщу, которая характеризуется рифовым и межрифовым типами разреза. В свою очередь, турнейский ярус состоит преимущественно из известняков, которые образуют структуру облекания на девонских органогенных постройках.

Классификация нефтей обычно основывается на качественных или полуколичественных методах, основанных на химическом составе, например, на соотношении органической серы и органического азота [4]. Так, например, сера наследуется непосредственно от керогена, что показано соотношением изотопов серы в корреляциях органическое вещество – нефть [1]. Обилие серы и богатых серой NSO-компонентов зависит от состава керогена (атомное отношение S/C), существующего во время генерации. В начале катагенеза исходная нефть имеет максимальное содержание смол, асфальтенов и серы. По мере продолжения эволюции (увеличения степени превращения) эти доли уменьшаются по отношению к углеводородам как за счет прогрессивного изменения состава остаточного

керогена, так и за счет разложения ранее образовавшихся смол и асфальтенов, поэтому данные о концентрации имеют отличный потенциал в качестве индикаторов зрелости. Однако ряд последующих процессов, происходящих во время миграции внутри коллектора, может значительно изменить состав нефти [3, 5] хотя изначально химический состав контролировал характер и зрелость органического вещества в материнской породе.

Распределение различных нефтяных групп в тектонически сложных бассейнах обычно трудно выделить из-за разного возраста потенциальных нефтематеринских пород, сложного комплекса фаций осадконакопления и различной степени преобразованности. Наличие перерывов в осадконакоплении, отмеченных несогласиями, указывающих на сложные сценарии образования, миграции, накопления, перераспределения и вторичных изменений нефти в районе исследования [3], что объясняет изменчивость физических свойств нефтей. Действительно соединения азота избирательно адсорбируются во время миграции, что было выявлено при изучении продуктивных пластов, и что адсорбционная энергия существенно различается в зависимости от молекулярной полярности. Однако пропорции смол и асфальтенов изменяются в зависимости от расстояния миграции. Оба класса соединений являются важными объектами проявления серы и азота. Однако исследования показывают относительно постоянные отношения S/N в генетически родственных нефтяных свитах, распределенных на больших площадях, что позволяет предположить, что серо- и азотсодержание изменяется в постоянных пропорциях [2].

На рис. 3 показано, что изучаемая нефть с плотностью по API > 20° и содержанием серы < 3 % не подвергалась биологическому разложению. На графике видно отношение, которое связывает содержание серы со значением API. Это связано с тем, что сера относительно тяжелее элементов C и H и имеет плотность 2,07 г/см³. Таким образом, очевидно, что ее присутствие в нефти вызывает увеличение плотности. Это также объясняет, почему нефть с низким содержанием серы имеет низкую плотность и наоборот.

Корреляция между плотностью в градусах API и содержанием асфальтенов показывает хороший коэффициент корреляции (рис. 2), и эта корреляция не связана с тем, что большая часть серы находится во фракции асфальтенов. Фактически асфальтены содержат только от 1/4 до 1/3 всей серы в этих нефтях. Относительно высокое содержание асфальтенов объясняется их сольубилизацией за счет взаимодействия с ароматическими и смолистыми компонентами с высоким содержанием серы. В соответствии с этим каждая нефть, образующаяся из керогена, способна выносить из материнской породы количество асфальтенов, пропорциональное имеющимся концентрациям смол и ароматических соединений. Эта система сольубилизации асфальтенов смолами и ароматическими соединениями, обеспечивает связь между полярными и неполярными компонентами, которая достаточно стабильна, так что потери асфальтенов во время миграции могут быть минимальными

Содержание серы и азота линейно коррелируется, при этом отношение сера/азот для нефтей Соликамской депрессии составляет 5,86, коэффициент вариации 55,96% (рис. 1А). Следовательно, данные предполагаются репрезентативными для изучаемой нефти, образованной из морских глинистых материнских пород. Наблюдаемое относительно постоянное высокое содержание серы (>1 %) говорит об отсутствии биоразложения. Разброс данных концентрации азота >0,01% показывает отсутствие термохимического восстановления сульфата. Содержание серы и азота линейно коррелирует, при этом отношение сера/азот в среднем составляет 6,01, что характерно для пелагических отложений карбонатов. Однако анализ гистограммы (рис. 1Б), представляющей частотное распределение соотношения серы и азота показывает наличие двух типов фаций нефтематеринских пород – «промежуточный» тип нефти S/N со значениями 3,0-5, характерны для морских карбонатов, и нефтяной тип высокого соотношения S/N со значениями от 5,0 до 15,0, что соответствует пелагическим отложениям карбонатов. Данное бимодальное распределение значений соотношения S/N может говорить о наличии двух нефтепроизводящих толщ внутри среднедевонско-турнейского нефтегазоносного карбонатного комплекса, либо о наличии миграции нефти из более древних нижележащих толщ.

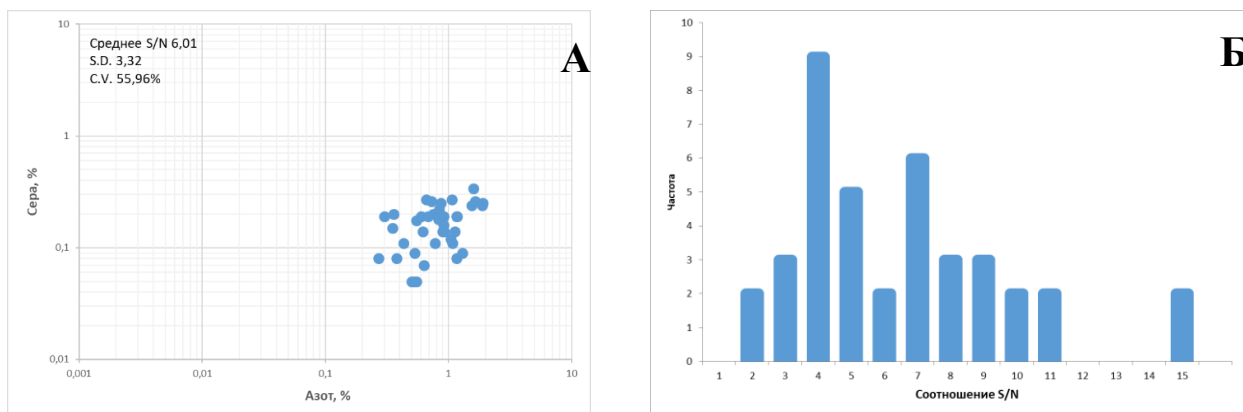


Рис. 1. А) соотношение серы и азота; Б) частотное распределение отношения серы и азота

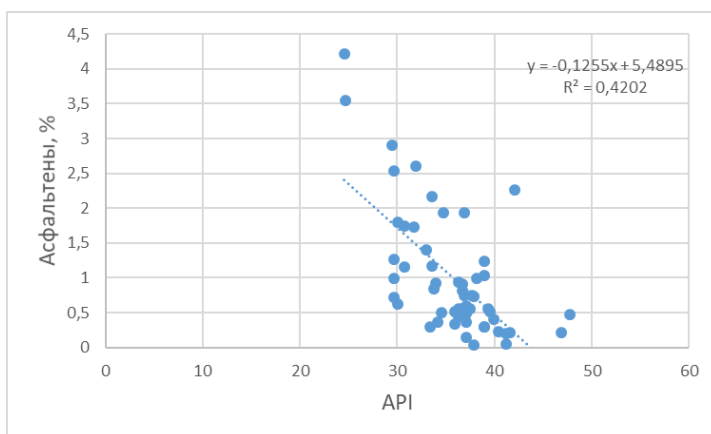


Рис. 2. Соотношение асфальтенов и плотности по API

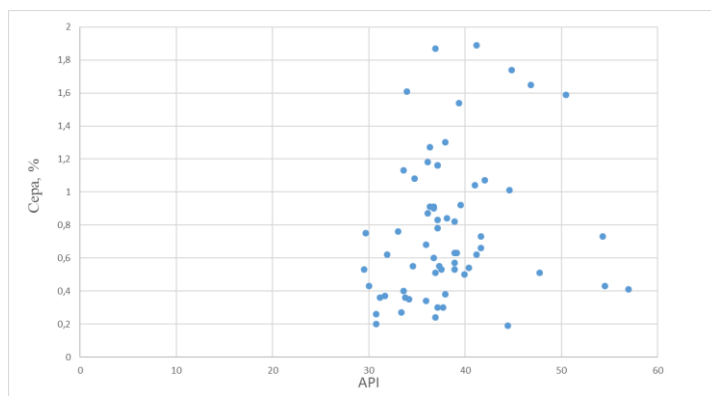


Рис. 3 Соотношение серы и плотности по API

Литература

1. Orr W. L. Changes in sulfur content and isotopic ratios of sulfur during petroleum maturation—study of Big Horn basin Paleozoic oils //AAPG bulletin. – 1974. – Т. 58. – №. 11. – P. 2295-2318.
2. Orr W. L. Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils //Organic geochemistry. – 1986. – Т. 10. – №. 1-3. – С. 499-516.
3. Peters K. E., Moldowan J. M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. – 1993. – 363pp.
4. Thompson K. F. M. A classification of petroleum on the basis of the ratio of sulfur to nitrogen //Organic geochemistry. – 1994. – Т. 21. – №. 8-9. – P. 877-890.
5. Thompson K. F. M. Fractionated aromatic petroleum and the generation of gas-condensates //Organic geochemistry. – 1987. – Т. 11. – №. 6. – P. 573-590.
6. Фрик М. Г., Титова Г. И. Геохимия нефтей и газов Пермской области. – М., 2003. – 58 с.

ОСНОВЫ КОРРЕЛЯЦИИ ПЕРМОКАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТПП

Полина Анастасия Вячеславовна
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
молодой ученый, г. Пермь
e-mail: Anastasiya.Polina@pnn.lukoil.com
Калинин Александр Николаевич
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми
молодой ученый, г. Пермь
e-mail: Alexandr.N.Kalinin@pnn.lukoil.com
Научный руководитель: Вилесова Любовь Анатольевна

Аннотация: в рамках работы авторами проведено детальное изучение пермо-карбонической залежи. На основе петрофизической, геолого-геофизической информации выполнена детальная корреляция по 1880 скважинам, определены закономерности распространения рифовых тел, создана цифровая трехмерная геологическая модель.

Ключевые слова: Усинское месторождение, межскважинная корреляция, реперные границы, пермкарбоническая залежь, рифовые постройки, геологическая модель.

BASES OF CORRELATION OF THE PERMO-CARBONIC RESERVE OF THE USINSKOYE FIELD TPP

Polina Anastasiya
«LUKOIL-Engineering» LLC «PermNIPIneft» Branch Office in Perm,
Young Researcher, Perm,
e-mail: Anastasiya.Polina@pnn.lukoil.com
Kalinin Alexandr
«LUKOIL-Engineering» LLC «PermNIPIneft» Branch Office in Perm,
Young Researcher, Perm,
e-mail: Alexandr.N.Kalinin@pnn.lukoil.com
Research Supervisor: Vilesova Ljubov

Abstract: as part of the work, the authors conducted a detailed study of the permo-carbon deposit. On the basis of petrophysical, geological and geophysical information, a detailed correlation was performed for 1880 wells, the patterns of the distribution of reef bodies were determined, and a digital three-dimensional geological model was created.

Keywords: Usinskoye field, inter-well correlation, reference boundaries, permocarbon deposit, reef structures, geological model.

Пермокарбонический резервуар Усинского месторождения имеет сложное строение, значительную неоднородность как по площади, так и по разрезу. Целью работы является обоснование границ внутри пермокарбонической залежи для создания геологической модели залежи высоковязкой нефти.

Детальная корреляция основана на принципе сопоставления разрезов в скважинах по комплексу ГИС и позволяет проследить распространение пластов, пачек, коллекторов и непроницаемых слоев по площади. На основании подробного стратиграфического расчленения геологического разреза создается 3D модель с учетом всей имеющейся геолого-геофизической информации. Результаты моделирования применены при планировании разбуривания и построения гидродинамической модели с целью повышения эффективности разработки пермокарбонической залежи.

Авторами проведено сравнение стратиграфических разбивок, выполненных в предыдущие периоды исследований. Анализ показал, что стратиграфические разбивки, выполненные в разные годы, значительно различаются. Основные проблемы связаны с проведением границы между нижнепермскими и верхнекаменноугольными отложениями, а также верхне- и среднекаменноугольными отложениями [4].

В ходе работ выполнялись задачи:

- сбор материалов по фонду 1880 скважин;
- обобщение имеющейся петрофизической информации для уточнения литологических, фильтрационно-емкостных характеристик пород, петрофизических зависимостей;
- комплексная детальная интерпретация геолого-геофизической информации по скважинам с полным и расширенным комплексом ГИС;
- построение 62 схем корреляции вдоль и поперек залежи с различными вариантами выравнивания (более 200 скважин);
- выделены 14 пачек для определения распространения рифовых тел и обоснования ФЕС.

Межскважинная корреляция основывалась на общих представлениях о модели формирования территории (рис. 1). Геологическими исследованиями выявлено, что в позднем карбоне – ранней перми на севере ТПП располагался мелководный бассейн с преобладанием карбонатного осадконакопления [3]. Палеоморфологическая ситуация и условия седиментации в пределах этого бассейна были неодинаковы. Вероятно, размещение пермокарбонатовых органогенных построек, как линейно группирующихся, так и одиночных, контролировалось не только бортовыми зонами палеобассейна, но и началом развития в этот период Колвинским и другими валами. Крылья валов представляли собой седиментационные уступы, а своды – возвышения в рельефе морского дна, благоприятные для роста органогенных построек.

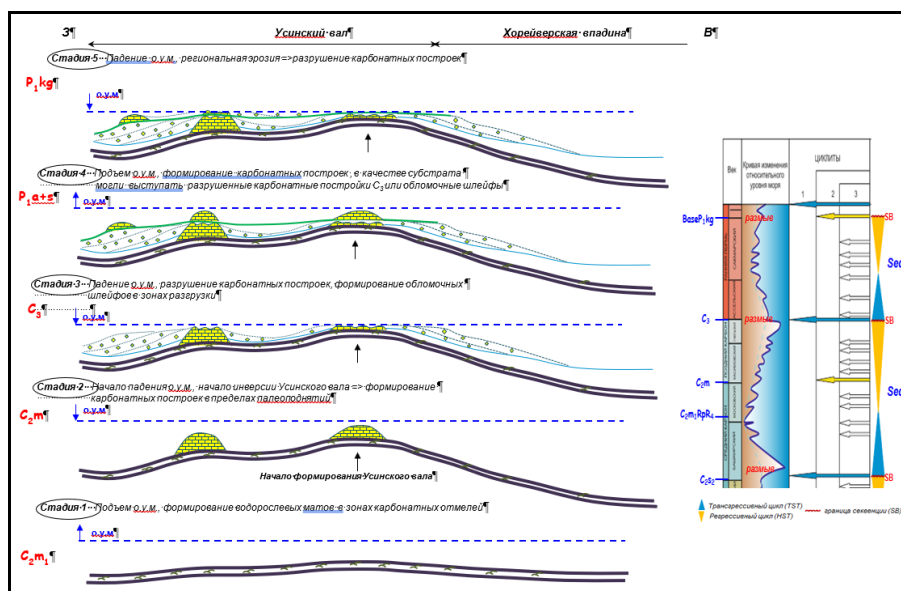


Рис. 1. Схема формирования отложений в среднекаменноугольно-раннепермское время

Корреляция отложений проведена согласно современным мировоззрениям, описанных в “Методических рекомендациях к корреляции разрезов” под редакцией И.С. Гутмана [2] и согласно принятой номенклатуре снизу-вверх в соответствии с седиментационными циклами и последовательностью отложения слоёв. Корреляция отложений выполнялась по кривым РК, кривым сопротивлений, в меньшей степени по кривым ИК и ПС. Опорными прослеживаемыми реперами являются – BaseP1kg (поверхность размыва карбонатов) и репер R4. Основные прослеживаемые отложения – P1, C3, C2. Выделение кровли и подошвы P-C объекта достаточно однозначно (рис. 2).

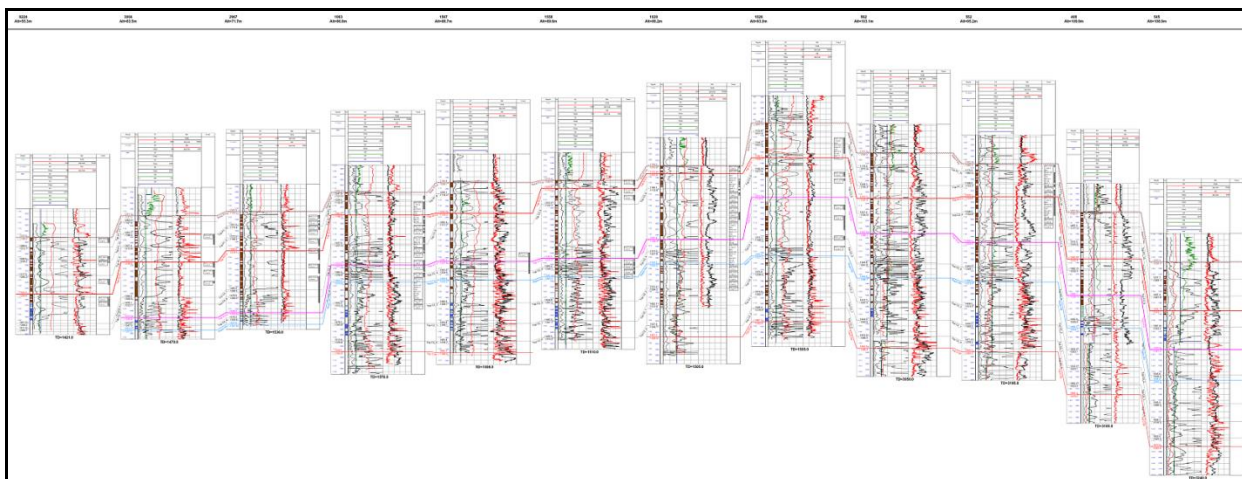


Рис. 2. Корреляционная схема по линии скважин с запада на восток

Проблемы корреляции:

1. высокая неоднородность разновозрастных отложений по площади;
2. большое количество малоамплитудных разрывных нарушений в Р-С толще;
3. фрагментарный отбор керна и низкий % выноса керна в скважинах;
4. во многих скважинах отсутствуют записи ПЗ – одного из основных методов ГИС.

В результате корреляции пермокарбонатовых отложений выделено 4 объекта в границах которых коррелируется 13 пачек.

Объект IV (пачки 9, 10, 11, 12, 13) – относится к нижнепермским отложениям кунгурского возраста (P1kg) и представлен биокластовыми, преимущественно мшанково-криноидными известняками (пакстоун, пак-грейнстоун, грейнстоун и рудстоун), серыми, часто рыхлыми и пористыми, неравномерно нефтенасыщенными.

Объект III (пачки 6, 7, 8) – относится к верхнекаменноугольным отложениям (C3) и представлен биокластовыми, и пелоидно-биокластовыми разностями (пак-грейнстоун, рудстоун), иногда брекчиевидного облика.

Объект II (пачки 4, 5) – приурочен к среднему отделу каменноугольной системы (C2) и представлен биокластовыми известняками (пак-грейнстоун, рудстоун), доломитистыми и доломитовыми часто пористыми, кавернозными и нефтенасыщенными.

Объект I (пачки 0, 1, 2, 3) – приурочен к московскому ярусу среднего отдела каменноугольной системы (C2m) и представлен биогермными, в основном зеленоводорослевыми и палеоаплизиново-зеленоводорослевыми известняками (баундстоун). Переслаивание 8-12 метровых пластов биогермных водорослевых известняков и 0.5-1.5 м аргиллитов. Известняки участками доломитизированы.

При выполнении детальной корреляции установлено плоскопараллельное залегание карбонатных пород в нижней части разреза. Выше разрез имеет более сложное строение. Наблюдается изменение толщин объектов. Кровлей карбонатных отложений является пачка глинистых пород с практически постоянной толщиной порядка 10 м.

Таким образом, нижележащие карбонаты (объект I) накапливались в относительно спокойных условиях, тогда как в верхней части разреза (объекты II, III, IV) резкие изменения толщин и наличие стратиграфических несогласий свидетельствует о наличии активных тектонических движений в процессе формирования отложений. Результаты инверсионных движений можно наблюдать на северо-востоке – отсутствие объекта IV перед формированием терригенной покрывки. Особенностью геологического строения разреза пермо-карбонатовой залежи является наличие биогерм с улучшенными ФЕС.

Наиболее уверенно по ГИС прослеживаются кровля карбонатов BaseP1kg и каротажный репер R4 (рис. 2).

BaseP1kg (объект IV) соответствует поверхности размыва карбонатных отложений. Выделяется по падению PS и GK (смена терригенных отложений на карбонатные). Отложения P1 размывы на северо-востоке структуры и локально в скважине 37 в центре залежи;

Наиболее сложные к выделению границы кровли C3 и C2, отделяющие разновозрастные рифогенные постройки в пределах структуры. Неоднократные падения уровня моря, и как следствие разрушение построек и перенос материала усложняет разновозрастную корреляцию. На рисунке

Показано, как с запада на восток в пределах одного направления значительно меняется мощность пластов на небольшом участке залежи.

Кровля верхнего карбона (объект III) наиболее четко коррелируется на западе структуры, а также на участках развития биогермных построек (р-н скв. 140ц). Граница позднего карбона – нижней перми идентифицируется по изменению показаний на кривой PZ и более спокойному виду GK и высоким показаниям NGK.

Подосва верхнего карбона (объект II) идентифицируется по переходу известняков во вторичные доломиты, наиболее выражена в восточной части структуры. В центральной части во многих скважинах отмечается прослой доломитов толщиной до 10 м, кровля которого условно принимается границей нижнего-среднего карбона. Наблюдается после скачка падение NGK.

Репер R4 прослеживается уверенно и разделяет отложения C2 на два подсчетных объекта I, II. Граница отбивается практически по всем каротажным кривым. NGK и GK в объекте I имеют более высокое положение и более дифференцированную картину, PS – падение, PZ – подъем. Породы залегают практически без изменения толщины.

Изменение общих толщин на схемах корреляции, в соседних скважинах, указывают на наличие тектонических нарушений, с которыми связаны зоны активной трещиноватости.

По данным сейсморазведки GGX 2016 г. в интервале пермокарбонатовых отложений выделенные нарушения образуют единую систему малоамплитудных разломов с относительно небольшой (от 3 м до 15 м) амплитудой, вызванных сдвигом на поздних стадиях развития территории работ [1]. Полигоны разломов имеют унаследованный характер по различным стратиграфическим уровням. На северо-востоке Усинская структура осложнена затухающим Восточно-Колвинским разломом, с амплитудой смещения от 20 м на юге до 80 м на севере.

Согласно корреляции верхний объект IV сложен 5 пачками, которые постепенно выклиниваются в восточном направлении. По картам общих толщин цепочки рифовых построек субмеридионального направления прослеживаются в объектах II и III в пачках 4, 5, 6, 8 (рис. 3). Промежуточная 7 пачка непродуктивна, расположена фрагментарно на западном крыле структуры и представлена глинистыми отложениями.

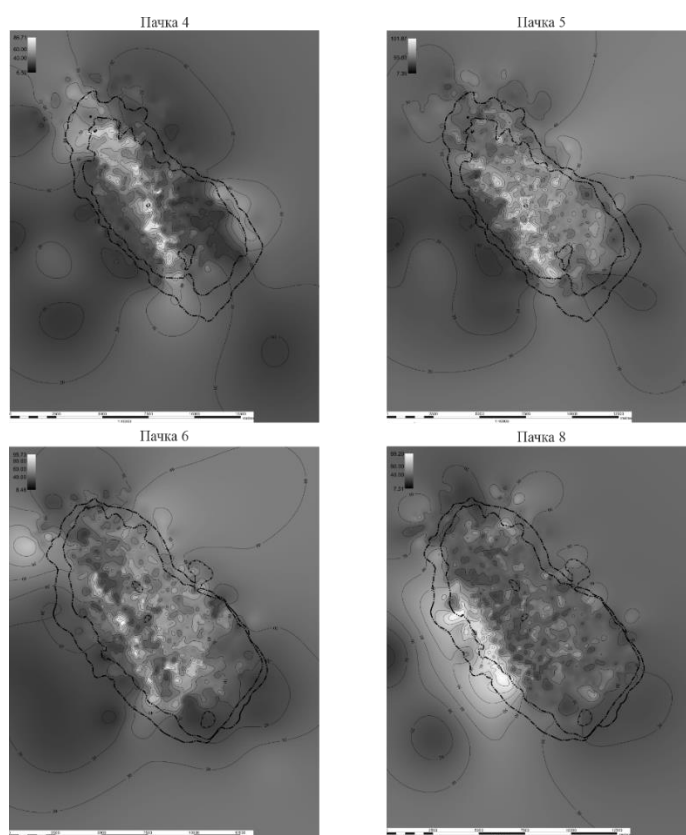


Рис. 3. Карты рифогенных зон

Согласно картам накопленных отборов зоны распространения рифовых построек связаны с наиболее продуктивными скважинами

ВЫВОДЫ:

1. Выработана единая концепция выделения границ внутри пермокарбоновой залежи, учитывающая распространение рифогенных зон и субширотную смену фациальных условий осадконакопления.
2. На основе всей имеющейся геолого-геофизической информации с учетом фациальных условий осадконакопления создана цифровая трехмерная геологическая модель.
3. Вновь созданная трехмерная геологическая модель рекомендуется для размещения эксплуатационного фонда, гидродинамических расчетов и в качестве основы для подсчета геологических запасов УВ.

Литература

1. Глебов А.А. и др. *Обработка и интерпретация материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D на Усинской площади с целью детального изучения геологического строения отложений осадочного чехла. Отчеты по договорам №15У0575 от 26.08.2015 г. и №16М0059 от 29.06.2016 «СЖЖ ВОСТОК». Москва, 2017.*
2. Гутман И.С. *Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин // М.: Недра, 2013. – 112 с.*
3. Лавренова Т.В. и др. *Обобщение геолого-геофизических материалов (с переработкой и переинтерпретацией) в северной части Колвинского мегавала и зоне его сочленения с Хорейверской впадиной (от Хыльчююского лицензионного участка на севере до южной границы Инзырейского лицензионного участка). Отчет по договору №1/6556/19П0293 от 06.12.2019 г. ООО «ГеоПрайм». Санкт-Петербург, 2021 г.*
4. Руднев С.А. и др. *Оказание методических услуг по корреляции разновозрастных отложений продуктивных пластов пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Отчет по договору № 19У2203 от 02.09.2019 г. ООО «ИПНЭ». Москва, 2019 г.*

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ЗАПАДНО-КОЛЬЧУМСКОЙ АНТИКЛИНАЛИ

Попов Павел Петрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: pashatamada@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель, Хопта Иван Сергеевич

Аннотация: Исследован состав и распределение углеводородных биомаркеров юрских отложений Западно-Кольчумской антиклинали. В составе битумоидов идентифицированы нормальные и изопреноидные алканы. Проанализированы особенности распределения и закономерности состава органического вещества в разрезе. Показано, что органическое вещество имеет терригенную природу. Дана детальная характеристика углеводородов-биомаркеров во фракции насыщенных углеводородов.

Ключевые слова: Западная Сибирь, Западно-Кольчумская антиклиналь, органическое вещество, битумоиды, углеводородные биомаркеры, юрские отложения.

GEOCHEMICAL FEATURES OF THE COMPOSITION OF DISPERSED ORGANIC MATTER IN THE ROCKS OF THE WEST KOLCHUM ANTICLINE

Popov Pavel Petrovich

*Perm State University, 4th year Student, Perm
e-mail: pashatamada@gmail.com*

Research Supervisor: Senior Lecturer, Khopta Ivan Sergeevich

Abstract: The composition and distribution of hydrocarbon biomarkers of the Jurassic deposits of the West Kolchum anticline was studied. Normal and isoprenoid alkanes have been identified in bitumoids. The features of the distribution and regularities of the composition of organic matter in the section are analyzed. It is shown that organic matter has a terrigenous nature. A detailed description of biomarker hydrocarbons in the fraction of saturated hydrocarbons is given.

Keywords: Western Siberia, West Kulchum anticline, organic matter, bitumoids, hydrocarbon biomarkers, Jurassic deposits.

Введение

Геохимические исследования являются необходимой частью процесса поиска нефтегазовых месторождений. Их основная цель – выявить толщи осадочных пород, которые имеют благоприятные условия для формирования нефти и газа. Оценка перспективности региона проводится на основе объема и состава органического вещества, а также на основе условий его трансформации и катагенеза. Считается, что наиболее подходящими для нефтегенерации являются отложения с повышенным содержанием органического углерода и типом ОВ, образовавшимся в восстановительных или слабовосстановительных обстановках. Для диагностики нефтегенерационных толщ используются изучение исходных ОВ и сходство состава, рассеянного ОВ и нефти. В данной работе проводилось изучение закономерностей распределения органического углерода, битумоидов и углеводородов-биомаркеров в осадочных породах. Для этого были использованы геохимические данные по керновому материалу скважин, пробуренных в регионе. Исследование состава рассеянного органического вещества позволило определить тип исходного ОВ и условия его трансформации. На основе полученных результатов были оценены значения геохимических критериев для определенной антиклинали, что показало наличие благоприятных условий для генерации нефти и газа в этом бассейне.

Анализ рассеянного органического вещества пород включает определение концентрации органического углерода в породе, а также выхода битумоидов и их группового состава. Было проведено изучение насыщенной фракции битумоидов с использованием методов газо-жидкостной хроматографии. Так как условия образования осадков влияют на тип, количество и состояние органического вещества в породах, что является ключевым для нефтегенерации, был проведен комплексный анализ геохимических параметров юрских отложений. В работе было изучено 40 образцов юрских НМП, полученных из скважины на Западно-Кульчумской антиклинали (Красноярском крае, Енисейском районе).

Результаты исследования

Породы юрских отложений характеризуются чаще всего низким содержанием ОВ (от 0,02 до 10,90 %, органического углерода – Сорг, в основном около 0,71 %), низкими концентрациями нейтральных хлороформенных битумоидов – Бхл маслянисто-смолистого типа (среднее 0,02 %), низкими и средними – кислых спирто-бензольных – Бсб (среднее 0,03 %) при отсутствии или незначительном содержании (до 0,01 %) лёгких петролейноэфирных – Бпэ, низкими значениями коэффициентов нейтральности (среднее значение $K_n = 0,39$) и битумоидного ($\beta_{хл}$ до 8,3 %).

Во фракционном составе битумоидов преобладают смолы (до 53,94 %), а среди них – тяжёлые (величина отношения лёгкие смолы/тяжёлые в среднем 0,32); на углеводороды приходится около 25,93 %, отношение метаново-нафтеновых к ароматическим составляет порядка 3,43.

В составе насыщенных высокомолекулярных УВ хлороформенных битумоидов концентрации н-алканов n-C12-34 (в среднем 3,24% на фракцию или 0,79% на битумоид) и изопреноидных углеводородов i-C16-20 невелики (0,11 или 0,02 %, соответственно); относительное содержание изопреноидов понижено: $\Sigma i-C14-20/\Sigma n-C12-34$ от 0,01 до 0,12; $K_i=i-C19-20/n-C17-18$ в среднем 0,63. Доля нафтеновых углеводородов значительна: n-C18/нафт.фон – 4,34; n-C24/нафт.фон – 4,80; n-C24/нафт.фон около 2,37. Среди изопреноидных УВ преобладает пристан: величина пристан/фитан составляет в среднем 1,23. Во всех образцах н-алканы представлены рядом относительно распространенных компонентов в диапазоне от C12 до C34. Короткоцепочечные н-алканы концентрируются в диапазоне от C12 до C25 с максимумом при C16 или C22. Длинноцепочечные н-алканы имеют диапазон от C25 до C34, причем максимальное значение приходилось на C26, в некоторых группах появлялись пики на C22 и C27: $\Sigma НЧ/\Sigma Ч$ n-C15-34 около 1,06; $R(НЧ/Ч)$ n-C23-31 в среднем 1,21. Такое распределение н-алканов и изопреноидов соответствует высокой доле гумусового материала в составе исходного вещества [2].

Алевриты, песчаники и известняки максимоярской свиты с невысоким содержанием органических компонентов мало различаются по распределению ОВ и битумоидов (в основном около 0,04% Сорг и менее 0,0025% Бхл маслянистого ряда; K_n менее 0,5; степень битуминозности в среднем менее 3%), хотя максимальные концентрации Сорг (3,43 %) установлены в известняках.

Во фракционном составе битумоида смолисто-асфальтеновые компоненты преобладают (41,26% смол и 12,04% асфальтенов), углеводороды составляют 46,71%. В метаново-нафтеновой фракции установлено низкое количество н-алканов (3% на фракцию или 0,87% на битумоид), в составе которых при равномерном распределении ($\Sigma НЧ/\Sigma Ч$ n-C15-34=1,01; $R(НЧ/Ч)$ n-C23-31=1,19); в целом преобладают длинноцепочечные (максимум на кривой н-алканов при n-C25; $\Sigma n-C15-18/\Sigma n-C19-22=0,58$; $\Sigma n-C17-23/\Sigma n-C24-30=0,59$; $\Sigma n-C \leq 20/\Sigma n-C \geq 21=0,180$), и изопреноидов (0,06 % на фракцию; $\Sigma i-C14-20/\Sigma n-C12-34=0,02$), среди которых преобладает фитан (пристан/фитан=0,46).

Песчаники, алевриты и аргиллиты тяжинской свиты характеризуются концентрацией Сорг 0,12% и Бхл в основном около 0,01 %, битумоид смолистого и маслянисто-смолистого типов при следовых количествах Бпэ, низкими значениями коэффициента нейтральности (K_n около 0,43) и низкой битуминозностью ОВ ($\beta_{хл}$ до 5,56 %). Индивидуальный углеводородный состав метаново-нафтеновой фракции битумоида схож с максимоярской свитой.

Алевриты тюменской свиты отличаются низким содержанием ОВ (Сорг в среднем 1,14 %), очень низкими и низкими значениями Бхл (до 0,01 % маслянисто-смолистого типа), количествами битумоидов кислого ряда (K_n не более 0,34) и несколько меньшей битуминозностью ($\beta_{хл}$ составляет в основном около 0,77 %). В углях (Сорг до 68,08 %) выявлены очень высокие концентрации битумоидов кислого ряда (Бхл до 0,235 % смолистого типа) и гуминовых кислот (до 5 %) при очень низкой степени битуминозности ОВ ($\beta_{хл}$ менее 0,5 %).

В составе Бхл углеводороды суммарно составляют 38 %, смолы – 48,5 %, асфальтены – 13 %. Битумоид угля отличается пониженной концентрацией углеводородов (22,0 %), а в их составе – высокой долей ароматических (29,46 %) соединений.

По данным газожидкостной хроматографии распределение насыщенных углеводородов в битумоидах показывает невысокое содержание n -алканов (около 3,19 % Σn -C15-34 на фракцию) и изопреноидов (Σi -C18-20 0,15% на фракцию), Σi -C14-20/ Σn -C12-34 0,05; K_i 0,66. Тем не менее, среди n -алканов доля высокомолекулярных нечётных гомологов несколько выше (Σn -C15-18/ Σn -C19-22 = 0,88; Σn -C17-23/ Σn -C24-30 = 0,48); максимумы концентраций среди n -алканов приходятся на n -C22,26,27; коэффициенты нечётности больше 1 за счёт высокомолекулярных нечетных n -алканов; выше доля пристана (пристан/фитан=0,47-0,83). Особенности индивидуального углеводородного состава Бхл характерны для битумоидов пород, связанных со смешанным ОВ, при преобладании гумусового.

Пешковская свита представлена песчаниками с прослоями аргиллитов при низком и среднем содержании ОВ (около 0,8% Сорг) отличаются чаще всего очень низким содержанием битумоидов (менее 0,005 % Бхл преимущественно маслянисто-смолистого типа), K_n не более 0,5, $\beta_{хл}$ менее 10%). В метаново-нафтенной фракции установлено пониженное количество n -алканов (1,77% на фракцию), в составе которых при равномерном распределении ($\Sigma НЧ/СЧ$ n -C15-34=0,94; $R(НЧ/СЧ)$ n -C23-31=1,01); в целом преобладают среднемолекулярные (максимум на кривой n -алканов при n -C26; Σn -C15-18/ Σn -C19-22=0,87; Σn -C17-23/ Σn -C24-30=0,34; Σn -C \leq 20/ Σn -C \geq 21=0,16), и изопреноидов (0,07 % на фракцию; Σi -C14-20/ Σn -C12-34=0,03).

Алевриты тогурской свиты отличаются низким содержанием ОВ (Сорг менее 0,80 %), как правило, очень низкими и низкими (до 0,01 % Бхл маслянисто-смолистого и смолистого типа) количествами битумоидов кислого ряда (K_n не более 0,5) и несколько меньшей битуминозностью ($\beta_{хл}$ составляет в основном до 7 %).

Индивидуальный углеводородный состав метаново-нафтенной фракции битумоида имеет высокое абсолютное и относительное содержание n -алканов (13% на фракцию; Σi -C14-20/ Σn -C12-34 = 0,01); среди n -алканов повышена доля высокомолекулярных, в том числе нечётных гомологов: Σn -C15-18/ Σn -C19-22 = 0,59; Σn -C17-23/ Σn -C24-30 = 0,18; Σn -C \leq 20/ Σn -C \geq 21 = 0,05; максимумы на кривой распределения n -алканов приходятся на n -C26,27; при этом не высокие коэффициенты нечётности ($\Sigma НЧ/СЧ$ n -C15-34 = 0,92; $R(НЧ/СЧ)$ n -C23-31 = 0,94), среди изопреноидов доля пристана равна фитану (пристан/фитан = 1). Состав фракции характерен для сингенетичных битумоидов пород, генетически связанных с ОВ гумусового типа.

Песчаники урманской свиты характеризуются не большим диапазоном концентраций ОВ (в области низких значений до 0,4% Сорг) и битумоидов кислого ряда (от очень низких не выше 0,0025%, Бхл смолистого и маслянисто-смолистого типов при низких количествах Бпэ 0,0006-0,005%), низкими значениями коэффициента нейтральности (K_n до 0,76) и невысокой битуминозностью ОВ ($\beta_{хл}$ до 8 %)

В составе насыщенных высокомолекулярных УВ хлороформенных битумоидов концентрации n -алканов n -C12-34 (1,37-2,05 % на фракцию или 0,33-0,73 % на битумоид) и изопреноидных углеводородов i -C16-20 невелики (0,13-0,15 или 0,03-0,05 %, соответственно); относительное содержание изопреноидов понижено: Σi -C18-20/ Σn -C15-35=0,06-0,11; K_i =0,37-0,57. Доля нафтенных углеводородов значительна. Среди изопреноидных УВ преобладает фитан: величина пристан/фитан составляет 0,51÷0,52 [3].

Вывод

По результатам исследований выявлены бедные нефтематеринские породы, включающие либо малоблагоприятное для нефтеобразования ОВ преимущественно гумусового типа, либо гумусово-сапропелевое ОВ в низких концентрациях, а также преимущественно паравтохтонные и сингенетичные битумоиды (в концентрациях от очень низких до повышенных концентраций). Геохимическое изучение показало присутствие органического вещества и связанного с ним сингенетичного битумоида практически во всем диапазоне исследованных глубин. Породы с повышенным содержанием органического вещества встречены в пешковской и тюменской свитах. Полимодалный характер молекулярно-массового распределения n -алканов, присущий битумоидам из всех свит, определяется, вероятно, наложением двух факторов: смешанным (гумусово-сапропелевым) типом исходного органического вещества и процессами перемещения наиболее подвижных, легких углеводородов – паравтохтонной составляющей битумоидов. Значение битуминозного коэффициента очень низкие и практически повсеместно битумоиды сильно окислены ($K_n \ll 1$), концентрации не значительны. Органическое вещество часто углефицировано и вряд ли способно к генерации углеводородов нефтяного ряда. Скорее, породы являются потенциально газоматеринскими. Битумоиды носят сингенетично-остаточный характер. Признаки миграции битумоидов выявлены во всех изученных интервалах. Зоны аккумуляции нефтяных углеводородов не установлены. Источник УВ и эпитумоидов терриген-

но-карбонатных отложений палеозоя (как и части миграционных составляющих битумоидов) не установлен.

Литература

1. Филиппов Ю. Ф. Перспективы нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна // *Геология нефти и газа*. – 2016. – №. 6. – С. 34-44.
2. Конторович А. Э. и др. Литология и органическая геохимия венда Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скважины Восток-3) // *Геология и геофизика*. – 2011. – Т. 52. – №. 9. – С. 1213-1221.
3. Конторович А. Э. и др. Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) // *Геология и геофизика*. – 2011. – Т. 52. – №. 6. – С. 737-750

КОМПОЗИЦИОННОЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАКАЧКИ CO₂ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

Проконова Елизавета Андреевна

*Инженер 1-й категории отдела создания и мониторинга
геолого-технологических моделей
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми
Elizaveta.Prokopova@pnn.lukoil.com*

Рябчевских Михаил Юрьевич

*Ведущий инженер отдела создания и мониторинга
геолого-технологических моделей
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми
Mikhail.Rjabchevskikh@pnn.lukoil.com*

Научный руководитель: д. г.-м.н. Некрасов Александр Сергеевич

Аннотация: Работа посвящена проблеме выбросов углекислого газа в атмосферу, а также необходимости увеличения нефтеотдачи объектов месторождения №1. В процессе работы были поставлены и решены задачи по технологической оценке закачки CO₂ на месторождении №1. Для этого создана композиционная гидродинамическая модель объекта, проведен расчет закачки углекислого газа и оценены достоинства использования выбранного типа модели для нефтегазоконденсатных залежей.

Ключевые слова: углекислый газ (CO₂), гидродинамическое моделирование, композиционная модель, увеличение нефтеотдачи, моделирование закачки CO₂.

COMPOSITIONAL RESERVOIR SIMULATION MODEL OF CO₂ INJECTION TO ENHANCE HYDROCARBON RECOVERY UNDER DECARBONISATION CONDITIONS

Prokopova Elizaveta Andreevna

*Engineer of Hydrodynamic Model Development
and Monitoring Department
LUKOIL–Engineering Limited PermNIPIneft
Branch Office in Perm
Elizaveta.Prokopova@pnn.lukoil.com*

Ryabchevsky Mikhail Yurievich

*Engineer of Hydrodynamic Model Development
and Monitoring Department
LUKOIL–Engineering Limited PermNIPIneft
Branch Office in Perm
Mikhail.Rjabchevskikh@pnn.lukoil.com*

Academic adviser: PhD Nekrasov Alexander Sergeevich

Abstract: The work is devoted to the problem of carbon dioxide emissions into the atmosphere, as well as the need to increase oil recovery from reservoir formations of field No. 1. Objectives for the technological assessment of CO₂ injection at field No. 1 have been set and solved during the work process. To accomplish that a compositional hydrodynamic model of the reservoir was created, carbon dioxide injection was estimated and the advantages of using the selected model type for oil gas and condensate formations were evaluated.

Keywords: carbon dioxide (CO₂), hydrodynamic modeling, compositional model, enhanced oil recovery, CO₂ injection modeling.

Основной вклад в увеличение выбросов углекислого газа в атмосферу вносит нефтегазодобывающая промышленность. Пермский край является промышленным центром страны и количество образующегося CO_2 здесь достигает 3.647 млн. т в год. В Пермском крае Доступным источником CO_2 в крае является ООО "ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез" (ПНОС). Углекислый газ входит в состав отдувочного газа и является побочным продуктом процесса получения водорода из углеводородных газов на блоках установки короткоциклового адсорбции (КЦА). Ежегодно на установке КЦА образуется отдувочный газ, 80% которого составляет углекислый газ (CO_2). Этот газ и будет рассматриваться как агент повышения нефтеотдачи.

Известно, что углекислый газ относится к одному из наиболее эффективных способов методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), так как при смешивании CO_2 с нефтью происходит увеличение объема нефти, снижения ее вязкости, снижение межфазного натяжения на границе «нефть-вода», улучшение смачиваемости породы водой, а также изменение проницаемости вследствие растворения карбонатных пород пласта [1,5].

Первоочередными объектами для реализации закачки отдувочных газов являются залежи месторождения №1, так как оно находится в непосредственной близости от ПНОС, а также залежи отвечают критериям выбора хранилищ природных газов. Для оценки выбран нефтегазоконденсатный объект C_1bb месторождения №1. Ловушка объектов является структурной изолированной объемом более 20 млн.м³ с выдержанной крышкой более 5м, объект находится на глубине более 500м и не имеет тектонических нарушений. Геолого-физическая характеристика объекта C_1bb приведена в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика объекта C_1bb месторождения №1

Параметр	Пласт		
	C_1bb (Бб3)	C_1bb (Бб2)	C_1bb (Бб1)
Средняя глубина залегания кровли, м	1653.4	1641.9	1633.8
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2.5	3.5	1.4
Нефтенасыщенность, д.ед	0.88	0.87	0.84
Пористость, д.ед	0.17	0.16	0.15
Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	47047	95965	25644
Проницаемость, мкм ²	0.103	0.101	0.021

В настоящее время гидродинамическое моделирование является основным инструментом принятия проектных технологических решений при разработке месторождений нефти и газа. Для решения этих задач используется два инструмента – модель «черной нефти» Black Oil (BO) и композиционная модель Equation of state (EoS). Основное отличие данных моделей – разный подход к моделированию PVT-свойств флюида.

BO модель описывает двух- и трехфазную фильтрацию несмешивающихся жидкостей, газ и нефть в этом случае представлены как отдельный псевдокомпонент, химический состав которого не изменяется. В качестве исходных данных используются зависимости сжимаемости, плотности и вязкости нефти газа, воды от давления и газосодержания нефти от давления.

Композиционная EoS модель учитывает компонентный состав флюида и описывает его фазовое поведение, смешивание и растворение компонент при разработке. Ячейка композиционной модели насыщена компонентами. В данной модели учитываются все физико-химические свойства смеси: мольные доли, молекулярный вес, критическая температура и давление, ацентрический фактор Питцера, коэффициент, используемый для корреляции вязкости Лоренца-Брея-Кларка, параметр корреляции мольного объема, коэффициенты бинарного взаимодействия, параметры уравнения состояния, условия на ступенях сепарации для пересчета компонентов в добычу нефти, газа и воды.

BO модель используется, когда компонентный состав пластового флюида изменяется незначительно и фазовая траектория флюида удалена от критической точки (рис.1). Модель этого типа широко применяется при моделировании месторождений, так как проста в создании и адаптации и требует относительно небольших вычислительных ресурсов. BO модель применима для оценки реализации закачки газа, если использовать специальные функции смешивания Тоддал Лонгстафа.

Модели флюида : ■ - Black oil; ■ - Compositional

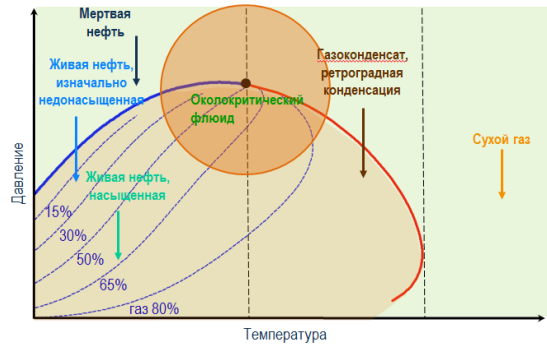


Рис. 1. Фазовая диаграмма углеводородных флюидов

Композиционная модель сложна в адаптации и требует значительные вычислительные мощности, т.к. закон сохранения массы, используемый симулятором для расчета фильтрации, применяется к каждой компоненте. Её целесообразно использовать для флюидов, при добыче которых наблюдается интенсивный фазовый переход, при закачке разных составов газа, при эксплуатации залежей в различных термобарических условиях (газогидраты) и в научно-исследовательских задачах [3-4].

В данной работе оценка закачки отдувочных газов (в составе которого $\approx 80\%$ CO_2) проводилась на композиционной модели.

Создание композиционной модели объектов

1) Создание PVT-модели

В качестве исходных данных для создания композиционной модели необходима PVT-модель пластового флюида. PVT-модель пластового флюида объекта C_1bb построена на основе результатов анализа качественных глубинных проб. Составы флюидов определялись хроматографическим методом до C_7+ . Состав пластового флюида рассчитывался по составам сепарированной нефти и газа с учётом газосодержания.

В ПО PVTsimNOVA пластовый флюид залежей C_1bb математически донасыщался газом до давления насыщения, равного пластовому давлению и проводилась адаптация параметров PVT-моделей. Расхождение между расчетными и экспериментальными данными составляет не более 10% для давления насыщения, объемного коэффициента, динамической вязкости и не более 12% для газосодержания. На рисунке 2 приведены показатели точности настройки вязкости объекта C_1bb .

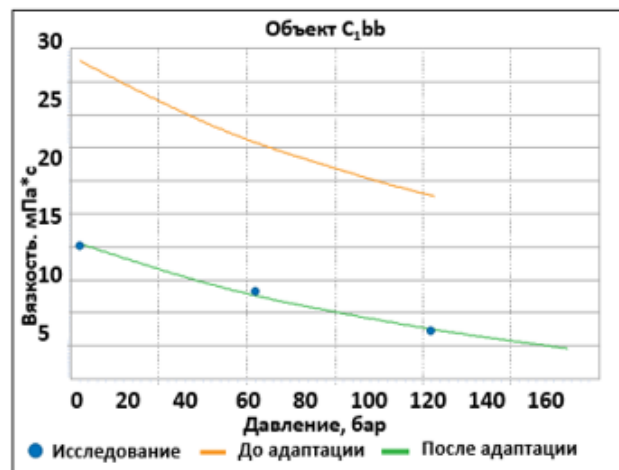


Рис. 2. Показатели точности настройки вязкости PVT-модели объекта C_1bb месторождения №1

2) Инициализация композиционной модели

Гидродинамическое моделирование выбранного объекта проведено с использованием программного продукта Tempest MORE 2021.3.1.

Для расчета начального состояния залежей использована равновесная инициализация: заданы отметки флюидных контактов, принятые для проектирования разработки в ЦКР Роснедр. Начальные пластовые давления в модели приняты на основании результатов анализа гидродинамических исследований. В таблице 2 приведены параметры, описывающие начальные условия залежей.

Параметры, описывающие начальные условия объекта С₁bb
Кокуйского поднятия основной залежи месторождения №1

Пласт	Параметр				
	ВНК, м	ГНК, м	Давление пластовое, МПа	Давление насыщения, МПа	Температура, °С
Бб3	-1426.2	-1370.0	17.2	14.95	27.8
Бб2	-1425.0	-1370.0	17.2	14.95	27.8
Бб1	-1425.0	-1370.0	17.2	14.95	27.8

Для исключения изменения давления и возникновения перетоков модели без скважин итерационно рассчитывались на 10 лет. В модели введены данные PVT-модели флюида и относительные фазовые проницаемости (ОФП), полученные в результате лабораторных исследований керна.

Насыщение фаз в переходной зоне является функцией капиллярного давления и плотности фаз, поэтому для проведения равновесной инициализации необходимо знать плотности и, следовательно, составы нефтяной и газовой фаз отдельно. Состав нефтяной фазы флюида представлен в таблице 3. Состав газовой фазы определен с помощью функции изменения композиционного состава флюида относительно глубины в ПО Tempest MORE (кл. слова XMFVD, GOCX).

Таблица 3

Состав нефтяной фазы флюида объекта С₁bbосновной залежи Кокуйского поднятия месторождения №1

Компонент	Мольные доли
	Объект С ₁ bb. Кокуйское поднятие. Основная залежь
He	0.000156
H ₂ S	0.000165
N ₂	0.031366
CO ₂	0.005634
C ₁	0.355188
C ₂	0.092770
C ₃	0.068994
iC ₄	0.011633
C ₄	0.030508
iC ₅	0.015121
C ₅	0.017236
C ₆	0.025465
C ₇₊	0.345764

3) Адаптация композиционной модели по истории разработки

При адаптации моделей производилось согласование расчетных дебитов нефти и воды с фактическими, а также воспроизведение динамики забойного и пластового давлений по скважинам. Настройка моделей проводилась за счет корректировки варьируемых параметров: размер и продуктивность законтурной области, абсолютная проницаемости пластов, функции ОФП, коэффициенты продуктивности отдельных скважин. Качество адаптации отражено на рисунках 3 – 4.

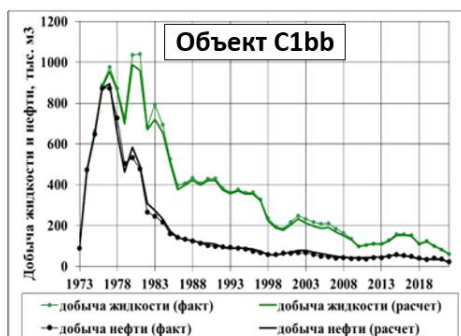


Рис. 3. Сопоставление фактической и накопленной добычи нефти и жидкости объекта C₁bb основной залежи Кокуйского поднятия месторождения №1

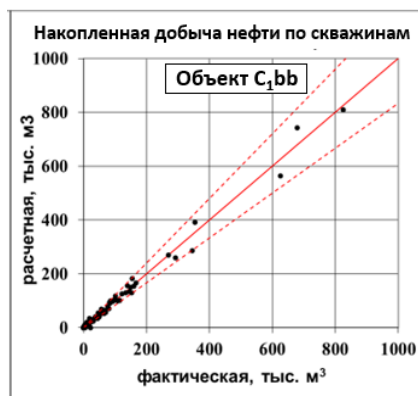


Рис. 4. Коридор допустимых отклонений по накопленной добыче нефти объекта C₁bb основной залежи Кокуйского поднятия месторождения №1

5) Расчет закачки отдувочных газов

На садаптированной композиционной модели проведены расчеты закачки отдувочного газа. Для оценки дополнительной добычи просчитаны:

- базовый вариант 1, который представляет собой прогноз по текущему состоянию на 09.2022 г;
- вариант 2, включающий закачку отдувочных газов с 2029 г.

Прогнозный период составлял 30 лет. Для оценки потенциально возможной добычи варианты просчитаны с учетом ограничений забойного давления и снятия ограничений по дебиту жидкости и приемистости. Газонагнетательные скважины соответствуют критериям выбора скважин-кандидатов: качественное сцепление цемента с колонной и породой, отсутствие дефектов обсадной колонны (коррозия, смятие), отсутствие негерметичностей и заколонных перетоков. Прогноз приемистости ограничен значением забойного давлений авто-ГРП – 28.5 МПа.

На рисунке 5 представлен внешний вид гидродинамической модели объекта C₁bb на примере поля распределения начальной нефтенасыщенности с выделенными газонагнетательными скважинами.

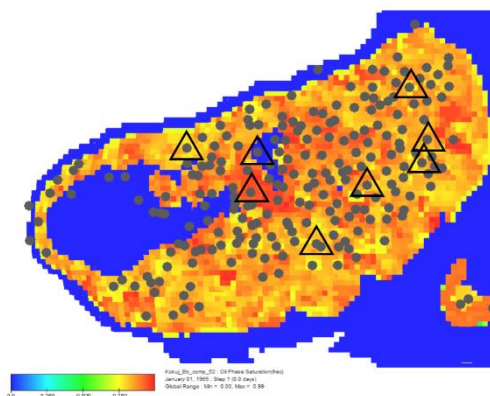


Рис. 5. Внешний вид гидродинамической модели объекта C₁bb

На рисунке 6 представлена динамика технологических показателей для базового варианта 1 и варианта 2 с закачкой отдувочного газа.

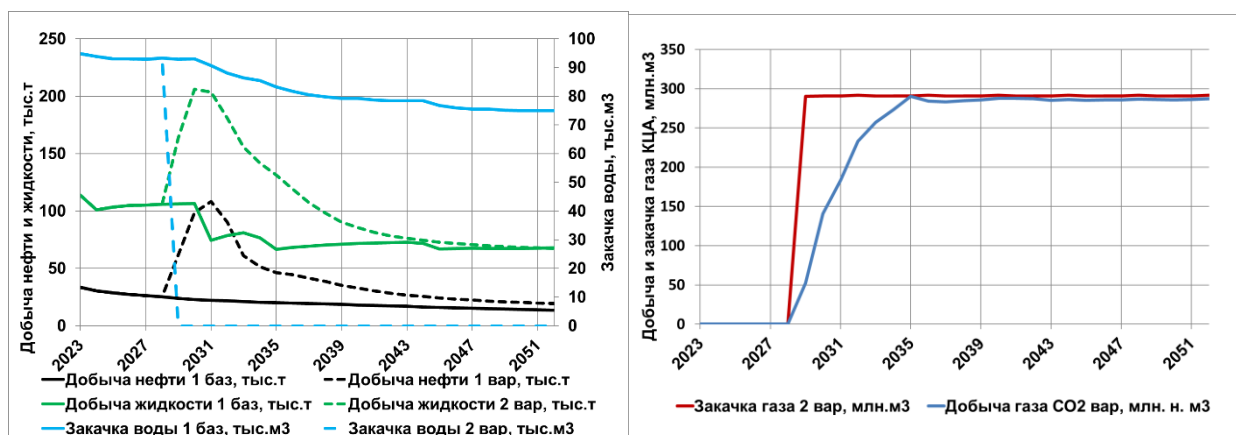


Рис. 6. Технологические показатели для базового варианта 1 и варианта 2 с закачкой отдувочного газа. Объект С₁bb

Дополнительная добыча нефти за 30 прогнозных лет относительно базового варианта 1 составила 560 тыс.т. На рисунке 7 представлено распределение CO₂ во времени.

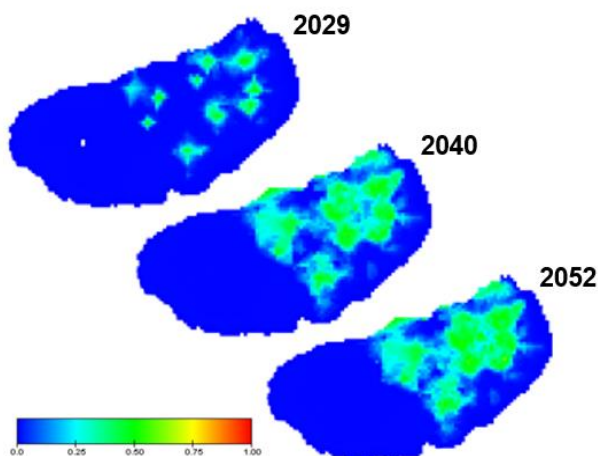


Рис. 7. Распределение CO₂ во времени. Объект С₁bb

Пластовое давление залежи до 2036 года находится выше минимального давления смесимости, но после 2036 года начинает снижаться на 0.5 МПа, что препятствует смесимости и способствует увеличению добычи закачиваемого газа (рис.8).

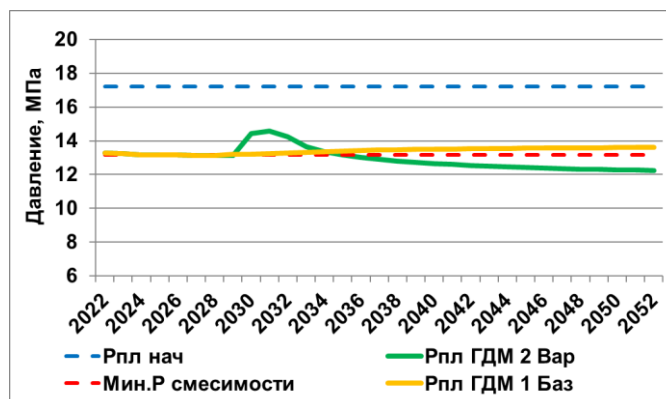


Рис.8. Динамика пластового давления прогнозного периода. Объект С₁bb

Ограничения применимости композиционной модели

Использование композиционной модели сопровождается рядом трудностей. Во-первых, для создания PVT-модели, которая является основной для композиционной ГДМ, необходимо наличие достаточного количества кондиционных исследований проб пластовой нефти, в противном случае модель не будет отражать реальную величину запасов углеводородов и начальное состояние пласта. Во-вторых, PVT-модель должна быть садаптирована на фактические исследования, что является значительной сложностью в виду отсутствия регламентирующих документов. В-третьих, данная модель требует значительных вычислительных мощностей. \

Выводы

Моделирование закачки отдувочного газа на объекте C₁bb месторождения №1 осуществлялось с помощью композиционной гидродинамической модели. Дополнительная добыча нефти для объекта составила 560 тыс.т.

Закачка CO₂ на исследуемом объекте является эффективным методом повышения нефтеотдачи. Сформирован план дальнейших работ по повышению эффективности проекта.

Рекомендации по повышению эффективности закачки отдувочного газа на месторождении №1:

- 1) рассмотреть возможность проведения других технологий с CO₂, например водогазовое воздействие;
- 2) пересмотреть скважины-кандидаты для нагнетания газа;
- 3) подобрать оптимальный режим работы добывающих скважин;
- 4) определить причину высокого выноса CO₂ (низкая/высокая смесимость, гравитационная сегрегация);
- 5) поднять вопрос о регуляции системы ППД на объекте C₁bb месторождения №1;
- 6) рассмотреть возможность проведения лабораторных исследований поверхностного натяжения и смесимости нефти с CO₂.

Литература

1. Влияние CO₂-воздействия на трансформацию пластового флюида / Е.В. Лозин, А.И. Волошин, М.Г. Волков, М.С. Антонов, Е.А. Максимов¹, Р.Е. Ирмашев, К.И. Эрикссен // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20, № 3. С. 97–106.
2. A review of recent developments on CO₂ mobility control in enhanced oil recovery / Osama Mas-sarweh, Ahmed S. Abushaikha // Petroleum. 2022 № 8. С. 291-317.
3. Методические вопросы гидродинамического моделирования водогазового воздействия и закачки газа / К.В. Казаков // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 3. С. 42-47.
4. Использование композиционной модели для решения задач разработки при эксплуатации скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения / Нечаева Е.В./ Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина. – №3/256. – 2009. – С. 48 – 56.
5. Guidelines for Choosing Compositional and Black-Oil Models for Volatile Oil and Gas-Condensate Reservoirs / Ovind Fevang, SPE, PERA, Kameshwar Singh, SPE, NTNU, Curtis H. Whitson SPE, NTNU/PERA // SPE 63087.
6. ГОСТ Р 53239 2008. Хранилищ природных газов подземные. Правила мониторинга при создании и эксплуатации. – Введ. 25.12.2008. – 4-5 с.

ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА ЯРАКТИНСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА (ЮГО-ВОСТОК СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

Расов Роман Дмитриевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г.Пермь,
e-mail: rasov.roma@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Алексеева Ольга Леонидовна

Аннотация: объектом изучения в данной работе являются осадочные отложения нижнего венда южной части Непско-Ботуобинской антеклизы юго-востока Сибирской платформы. Конкретно была исследована Ярактинская площадь. В процессе исследования данной территории был получен керновый материал. В результате его изучения были получены данные о вещественном, гранулометрическом и цементном составе осадочных пород. Изучение территории происходило посредством бурения опорных скважин, в частности, были пробурены 4 подобные скважины. Это дает нам возможность проанализировать данные разных участков площади, а также провести сравнительный анализ вещественного, гранулометрического и цементного состава пород.

Ключевые слова: ярактинский горизонт, Ярактинская площадь, нижний венд, Сибирская платформа, состав осадочных пород, сравнительный анализ.

CHARACTERISTICS OF THE MATERIAL COMPOSITION OF THE YARAKTA PRODUCTIVE HORIZON (SOUTH-EAST OF THE SIBERIAN PLATFORM)

Rasov Roman

*Perm State National Research University,
2nd year Master's Degree Student, Perm,
e-mail: rasov.roma@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Alekseeva Olga

Abstract: the object of study in this work is the sedimentary deposits of the Lower Vendian of the southern part of the Nepsko-Botuobinskaya antecline of the southeastern Siberian platform. Yaraktsinskaya Square was specifically investigated. In the process of exploring this area, core material was obtained. As a result of its study, data on the material, granulometric and cement composition of sedimentary rocks were obtained. The study of the territory was carried out by drilling support wells, in particular, 4 similar wells were drilled. This gives us the opportunity to analyze data from different areas of the area, as well as to conduct a comparative analysis of the material, granulometric and cement composition of rocks.

Keywords: Yaraktsinsky horizon, Yaraktsinskaya square, lower Vendian, Siberian platform, composition of sedimentary rocks, comparative analysis.

В связи с сильным истощением действующих месторождений углеводородов, наша страна вынуждена искать новые перспективные залежи на территориях с суровым климатом. Одним из таких мест является Восточная Сибирь.

Базальные терригенные отложения венда, в том числе и исследуемый ярактинский продуктивный горизонт, на территории Непско-Ботуобинской антеклизы юго-востока Сибирской платформы, является одним из основных объектов разработки в данном регионе. Основой рационального подхода к освоению залежей углеводородов является комплексные геологические, геофизические и геохимические исследования. Они позволяют установить вещественный и гранулометрический состав, который необходимо знать для дальнейших исследований [3].

В связи с этим, целью данной работы является характеристика и сравнение вещественного, гранулометрического и цементного состава осадочных горных пород ярактинского горизонта не-

пской свиты непского горизонта нижнего отдела вендской системы на территории ярактинской площади (рис.1).



Рис. 1. Фрагмент карты Ярактинской площади с обозначением пробуренных скважин [2]

1. Общая протяженность керна ярактинского горизонта по скважине Я-1 составила 9,25 м, где:

- 4 м – аргиллит гидрослюдистый. Вещественный состав: Q – 28%; ПШ – 2%; Обломки – 2%; Слюда – 3%. Гранулометрический состав: 0,10-0,05 = 12%; 0,25-0,10 = 5%. Цемент глинисто-хлоритовый.

- 5,25 м – песчаник средне-крупнозернистый полевошпат-кварцевый. Вещественный состав: Q – 82%; ПШ – 7%; Обломки – 9%; Слюда – 2%. Гранулометрический состав: 0,25-0,10 = 15%; 0,50-0,25 = 54%; 1-0,50 = 38%. Цемент: сульфатно-гипс-ангидритовый.

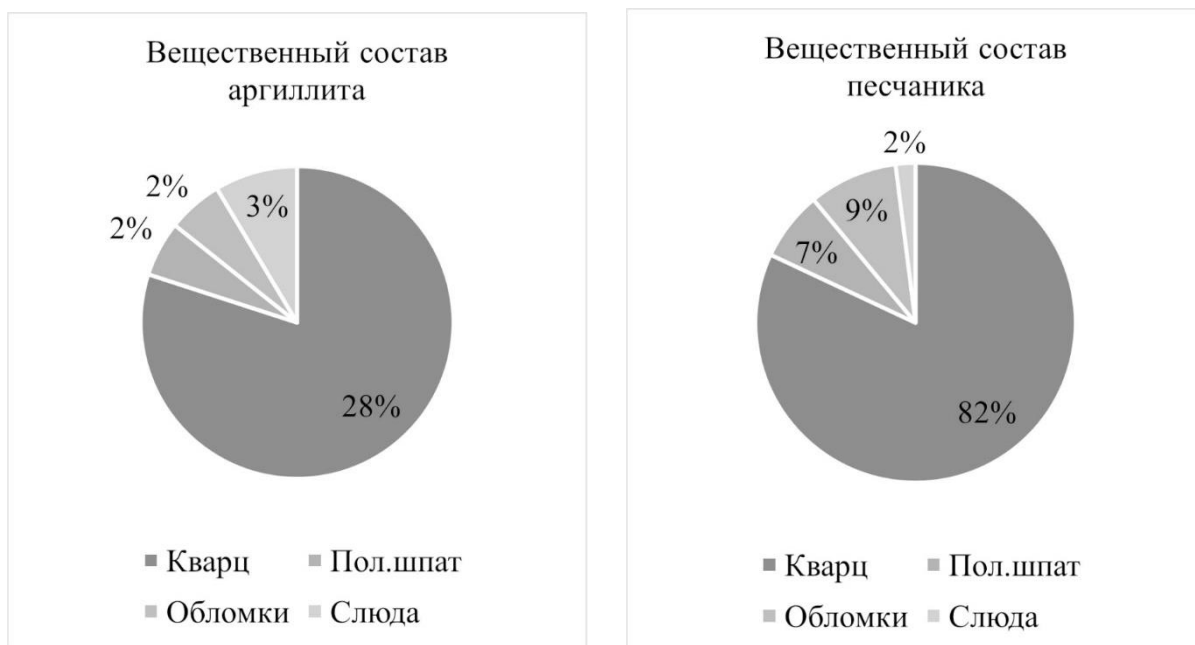


Рис.2. Диаграмма вещественного состава по керну Ярактинского горизонта скважины Я-1

2. Общая протяженность керна ярактинского горизонта по скважине Я-2 составила 60 м, где:

- 10 м – аргиллит алевритистый гидрослюдистый. Вещественный состав: Q – 15%; ПШ – 3%; Обломки – 3%; Слюда – 3%. Гранулометрический состав: 0,10-0,05 = 16%; 0,25-0,10 = 8%. Цемент глинисто-хлоритовый.

- 50 м – песчаник средне-крупнозернистый гравелитистый полевошпат-кварцевый. Вещественный состав: Q – 79%; ПШ – 20%; Обломки – 15%; Слюда – 2%. Гранулометрический состав: 0,25-0,10 = 19%; 0,50-0,25 = 59%; 1-0,50 = 22%. Цемент: кварцевый.

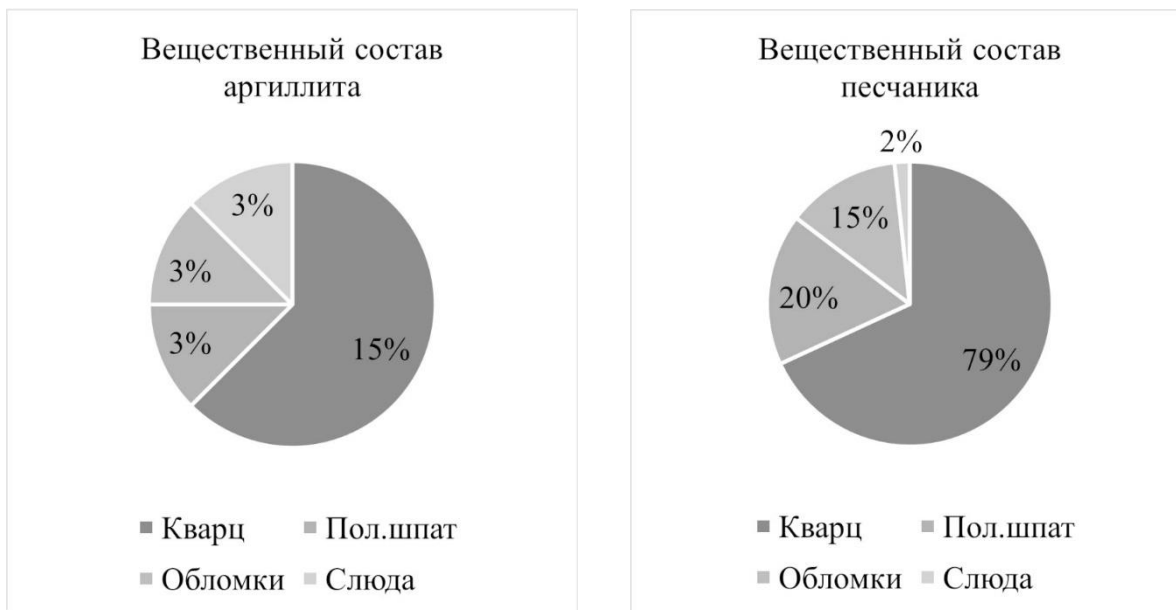


Рис.3. Диаграмма вещественного состава по керну Ярактинского горизонта скважины Я-2

3. Общая протяженность керна ярактинского горизонта по скважине Я-3 составила 36,25 м, где:

- 5,78 м – аргиллит гидрослюдистый. Вещественный состав: Q – 6%; ПШ – 1%; Обломки – 1%; Слюда – 1%. Гранулометрический состав: 0,10-0,05 = 8%; 0,25-0,10 = 2%. Цемент глинисто-хлоритовый.

- 3047 м – песчаник разнозернистый (мелко, средне, крупнозернистый) мезомиктово-кварцевый. Вещественный состав: Q – 74%; ПШ – 14%; Обломки – 13%; Слюда – 1%. Гранулометрический состав: 0,25-0,10 = 31%; 0,50-0,25 = 41%; 1-0,50 = 28%. Цемент: глинисто-гидрослюдистый.

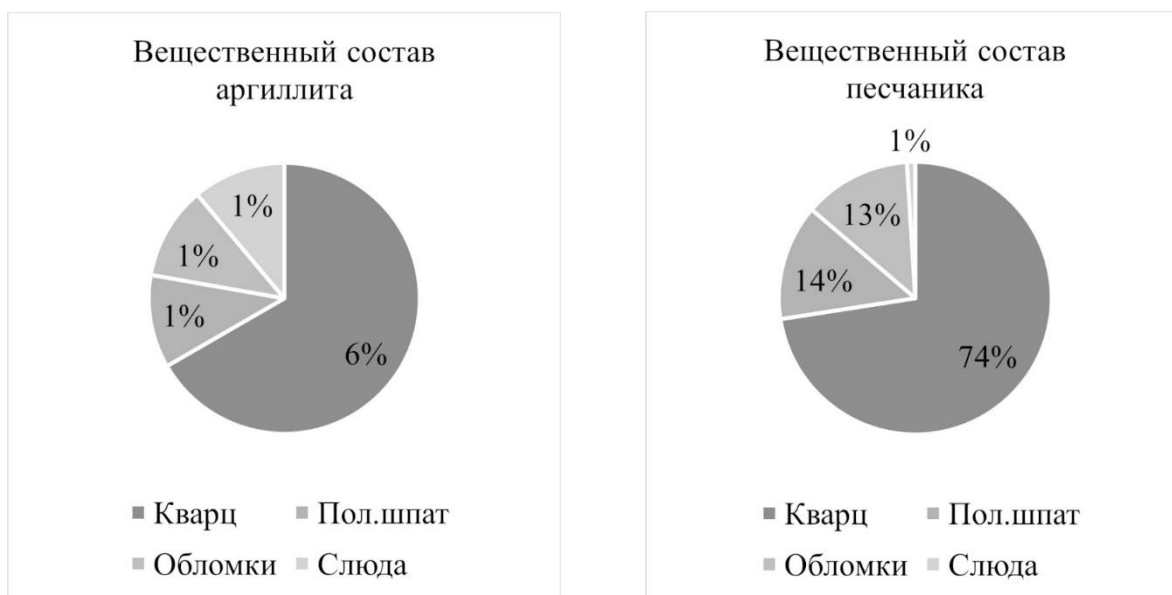


Рис.4. Диаграмма вещественного состава по керну Ярактинского горизонта скважины Я-3

4. Общая протяженность керна ярактинского горизонта по скважине Я-4 составила 36,32 м, где:

- 7,21 – аргиллит алевро-песчанистый гидрослюдистый. Вещественный состав: Q – 20%; ПШ – 4%; Обломки – 7%; Слюда – 3%. Гранулометрический состав: 0,10-0,05 = 10%; 0,25-0,10 = 15%. Цемент глинисто-гидрослюдистый.

- 29,11 м – песчаник разнозернистый (мелко, средне, крупнозернистый) мезомиктово-кварцевый. Вещественный состав: Q – 86%; ПШ – 12%; Обломки – 10%; Слюда – 3%. Гранулометрический состав: 0,25-0,10 = 34%; 0,50-0,25 = 31%; 1-0,50 = 35%. Цемент: доломитовый.

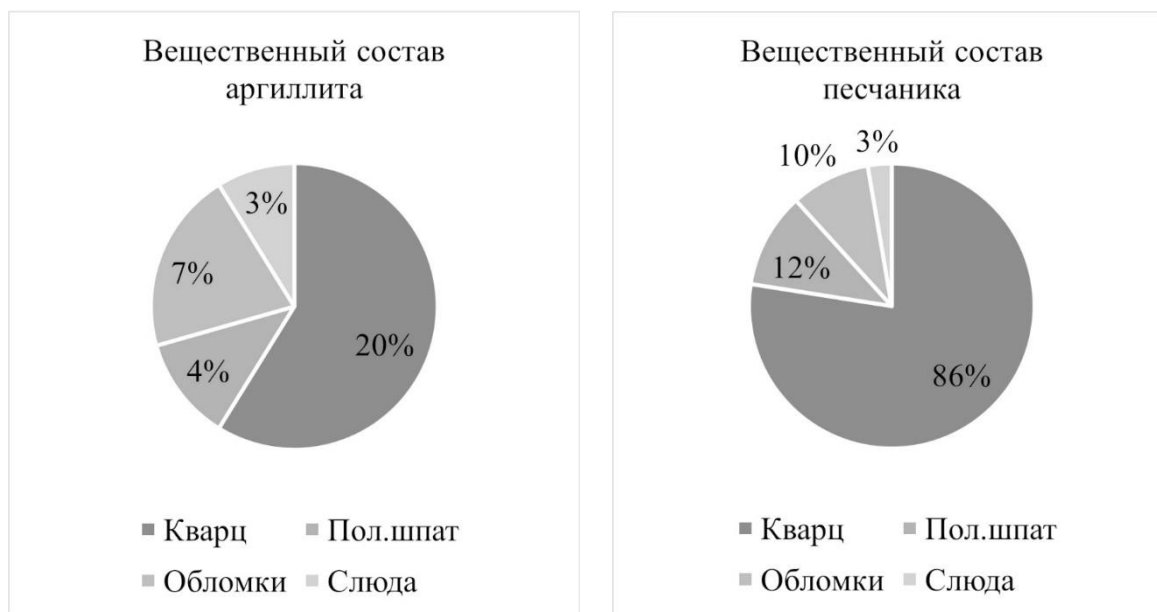


Рис.5. Диаграмма вещественного состава по керну Ярактинского горизонта скважины Я-4

Специалисты высказали предположение [1], что высокая концентрация кремнистого материала в породе при малой доле других компонентов может стимулировать процесс генерации нефти и газа. Увеличение карбонатного материала в породах замедляет процесс формирования нефти и газа, в продуктах присутствует меньше легких компонентов, отсутствует ряд гопанов. Так как кремнистый материал (SiO_2) содержится в кварце, полево шпате и слюде, то получаем, что наибольшая генерация углеводородов будет именно в породах с высоким содержанием этих компонентов. Сравнивая керн разных скважин, наиболее подходящим является песчаник из скважины Я-4: наиболее высокое из всех представленных содержание кварца, полевого шпата и слюды, а также малое количество обломочного материала. Также в этих песчаниках преобладает содержание крупных частиц, что улучшает пористость и проницаемость породы. Это, в свою очередь, положительно влияет на коллекторские свойства пород. Поэтому можно утверждать, что на территории данной скважины процесс генерации нефти и газа происходил куда интенсивнее. Это дает определенный приоритет для исследования этой местности.

В результате проведенных исследований помощью изучения кернового материала проанализирован вещественный, гранулометрический и цементный состав ярактинского продуктивного горизонта вендской системы на юго-востоке Сибирской платформы. Данное исследование позволило выделить наиболее перспективное место с точки зрения генерации нефти и газа, вследствие чего данная область имеет приоритетное право на дополнительные исследования, по сравнению с остальными участками. Однако следует заметить, что подобные исследования не являются гарантом, поэтому необходимы дополнительные исследования, которые могут дополнить или опровергнуть проведенный анализ.

Литература

1. Калмыков А.Г., Гафурова Д.Р., Тихонова М.С., Видищева О.Н. Влияние состава пород высокоуглеродистых формаций на процесс генерации нефти и газа (результаты лабораторного моделирования) //Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, 2021, – С. 85-98.
2. Коновальцева Е.С. Условия формирования и закономерности распространения пород-коллекторов нижневендских нефтегазоносных отложений центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы //Вестник Московского университета. – 2014, – С. 22.
3. Плюснин А.В., Куршев М.С., Гекче М.И. Применение рентгенофазного анализа при петрофизической типизации пород ярактинского продуктивного горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы юго-востока Сибирской платформы //РИНЦ, Геология/Литология, 2022, – №5 (42). – С. 42-43.

ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЯРАКТИНСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА НА ОСНОВАНИИ ИЗУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСА СКВАЖИН

Расов Роман Дмитриевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь,
e-mail: rasov.roma@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Алексеева Ольга Леонидовна

Аннотация: объектами изучения данной работы являются фациальные обстановки на территории Ярактинской площади, которая приурочена к отложениям нижнего отдела вендской системы юго-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы на юге Сибирской платформы. В результате проведения разведочных работ и последующего бурения был получен керновый материал, далее скоррелированный с полученными результатами геофизических работ. Перекрестный анализ позволил выделить фациальные обстановки на изучаемых территориях. Исследование проводилось в четырех скважинах, расположенных в разных частях Ярактинской площади. Это позволяет нам проанализировать данные разных участков площади, а также провести сравнительный анализ фациальных обстановок осадконакопления.

Ключевые слова: фации, фациальная обстановка, сравнительный анализ, Ярактинская площадь, венд.

FACIES CHARACTERISTICS OF THE YARAKTA PRODUCTIVE HORIZON BASED ON THE STUDY OF A COMPLEX OF WELLS

Rasov Roman

*Perm State National Research University,
2nd year Master's Degree Student, Perm,
e-mail: rasov.roma@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Alekseeva Olga

Abstract: the objects of study of this work are facies conditions on the territory of Yaraktinskaya Square, which is confined to the deposits of the lower section of the Vendian system of the southeastern part of the Nepsko-Botuobinskaya anticline in the south of the Siberian platform. As a result of exploration and subsequent drilling, core material was obtained, further correlated with the results of geophysical work. Cross-analysis made it possible to identify facies situations in the studied territories. The study was conducted in four wells located in different parts of the Yaraktinskaya Square. This allows us to analyze data from different areas of the area, as well as to conduct a comparative analysis of the facies conditions of sedimentation.

Keywords: facies, facies situation, comparative analysis, Yaraktinskaya square, vend.

С целью поиска новых месторождений нефти и газа исследователи обращают свое внимание на ранее неизученные или слабо разведанные территории. Как правило, такие территории находятся в условиях сурового северного климата. Одним из таких перспективных мест стала Ярактинская площадь в Восточной Сибири.

На данном участке ярактинский горизонт имеет сложное строение. Причиной является переменное формирование сначала глинистых, затем песчаных, а затем снова песчаных отложений. Поэтому мощность горизонта весьма неравномерна в разных частях исследуемой площади. Причинами такого строения данной территории могут быть: нестабильные обстановки седиментации или трансгрессия с различными колебаниями уровня моря, в результате которых происходил снос материала с последующим переотложением. Для понимания разреза и необходима фациальная характеристика территории. Выделение фаций является важным шагом при поиске месторождений углеводородов в ловушках литологического, стратиграфического и рифогенного типов. В частности, выявление в разрезе определенных фаций позволяет определить благоприятные или неблагоприятные условия для

образования нефтегазоматеринских отложений. Также выделение комплекса фаций – формаций, позволяет определить возможное простирание коллекторов: так карбонаты выдержаны по простиранию, а песчано-глинистые отложения нет [1].

В связи с этим, целью данной работы является характеристика и сравнение фациальных обстановок ярактинского горизонта непской свиты непского горизонта нижнего отдела вендской системы на территории Ярактинской площади на основании данных из четырех скважин (рис).

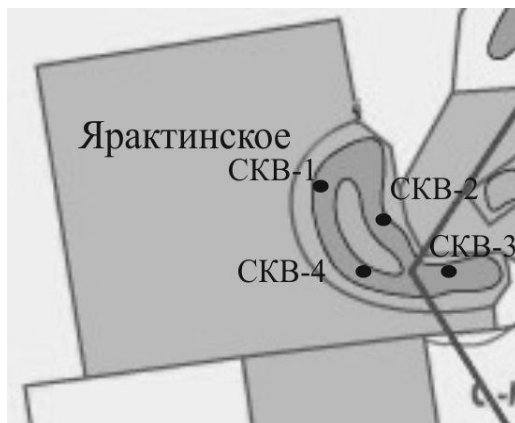


Рис. Фрагмент карты Ярактинской площади с местоположением скважин [2]

1. Суммарная мощность исследуемого керна по скважине СКВ-1 составила 10,09 м. По результатам исследования были выделены две фациальные обстановки, а именно:

- Морская, приливно-отливного побережья. Представляет из себя приливно-отливную терригенную себху, которая сложена сульфатно-иловыми отложениями. Данные отложения залегают выше по разрезу скважины, общая мощность исследуемого керна составила 6,97 м.

- Прибрежно-морская, приливно-отличного побережья. Представляет из себя приливно-отливную равнину, которая сложена алевро-глинистыми, частично илистыми, отложениями. Данные отложения залегают ниже по разрезу скважины, общая мощность исследуемого керна составила 3,12 м. Далее идет фундамент.

Исходя из этих данных получаем, что в скважине СКВ-1 Ярактинской площади преобладала морская обстановка с сульфатно-иловыми отложениями [3].

2. Суммарная мощность исследуемого керна по скважине СКВ-2 составила 47,80 м. По результатам исследования были выделены две фациальные обстановки, а именно:

- Морская, приливно-отливного побережья. Представляет из себя приливно-отливную терригенную себху, которая сложена как песчаниками, так и сульфатно-иловыми отложениями. Данные отложения залегают выше по разрезу скважины, общая мощность исследуемого керна составляет 7,01 м.

- Прибрежно-морская, приливно-отливного побережья. Представляет из себя частично дельтовый комплекс, частично приливно-отливную равнину.

- ❖ В данном случае, дельтовый комплекс является своеобразной буферной зоной между морским и прибрежно-морским комплексом. Дельты представляют из себя подводные линейные гряды (другое название – субаквальные каналы), которые сложены песчаником. Мощность исследуемого керна составляет 25,99 м.

- ❖ В свою очередь равнина является нижнелатеральной зоной алевро-глинистого или чисто глинистого состава. Мощность исследуемого керна составляет 14,80 м. Далее следует фундамент.

Исходя из этих данных получаем, что в скважине СКВ-2 Ярактинской площади преобладала прибрежно-морская обстановка, а именно, переходный дельтовый комплекс песчаных субаквальных каналов.

3. Суммарная мощность исследуемого керна по скважине СКВ-3 составила 35,86 м. По результатам исследования была выделена одна фациальная обстановка:

- Прибрежно-морская, приливно-отливного побережья. Она, в свою очередь, подразделяется на три комплекса: мелководный, дельтовый и равнинный.

- ❖ Мелководный комплекс представляет из себя сульфатно-карбонатную себху. Мощность исследуемого керна составляет 1,70 м. Залегают выше по разрезу.

❖ Дельтовый комплекс представляет из себя частично подводные песчаные линейные гряды (субаквальные каналы, мощность исследуемого керна составляет 17,51 м), а частично алевро-глинистую, местами иловую прудельту с мощностью исследуемого керна в 3,39 м. Является буфером между условно морским и равнинным комплексом.

❖ Равнинный комплекс представлен алевро-глинистой, местами иловой, верхнелиторальной зоной, с мощностью исследуемого керна в 16,65 м. Ниже данного комплекса залегает фундамент.

Исходя из этих данных получаем, что в скважине СКВ-3 Ярактинской площади преобладал прибрежно-морской приливно-отливный дельтовый комплекс.

4. Суммарная мощность исследуемого керна по скважине СКВ-4 составила 35,56 м. По результатам исследования была выделена одна фациальная обстановка:

• Прибрежно-морская, приливно-отливного побережья. Она, в свою очередь, подразделяется на два комплекса: дельтовый и равнинный.

❖ Дельтовый комплекс представляет из себя частично подводные песчаные линейные гряды (субаквальные каналы, мощность исследуемого керна составляет 8,29 м), а частично устьевые песчаные бары, переработанные волновой деятельностью, с исследуемой мощностью 5,3 м. Залегает выше по разрезу.

❖ Равнинный комплекс представлен алевро-глинистой, местами иловой, верхнелиторальной зоной, с мощностью исследуемого керна в 16,66 м, а также мелкими алевро-песчаными барами с исследуемой мощностью керна в 5,31 м. Ниже данного комплекса залегает фундамент.

Исходя из этих данных получаем, что в скважине СКВ-4 Ярактинской площади преобладал прибрежно-морской приливно-отливный равнинный комплекс (песчано-алевро-глинистые отложения).

По результатам сравнения получаем, что на большей части территории Ярактинской площади преобладают прибрежно-морские приливно-отливные дельтовые обстановки (СКВ-2 и СКВ-3).

Установлено [1], что коллекторские свойства дельтовых отложений изменяются по площади и разрезу. Это усложняет их изучение. В надводной части дельты наиболее благоприятны для формирования коллекторов русловых потоков. В подводной части благоприятными для образования коллекторов являются придельтовые бары и косы. Фациальная изменчивость отложений помогает в формировании как литологически ограниченных, так и экранированных ловушек в дельтах. В качестве экранирующих пород выступают глины. Также известно, что дельтовые фации являются весьма благоприятным местом для накопления нефтегазоматеринских отложений. Этому, во-первых, способствует совокупность вод с разной соленостью и температурами. Во-вторых, в данных местах происходит массовая гибель органики (в большей степени планктон). В-третьих, высокая скорость накопления осадков способствует захоронению больших масс органического вещества.

Таким образом, данные участки на Ярактинской площади имеют приоритетное значение при дальнейших исследованиях. Это позволит быстрее выделить новые, ранее не обнаруженные залежи углеводородов.

Литература

1. Бакиров А.А., А.К. Мальцева. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа // Москва, Недра, 1985, – С. 64-66.

2. Коновальцева Е.С. Условия формирования и закономерности распространения пород-коллекторов нижневендских нефтегазоносных отложений центральной части Непско-Ботубинской антеклизы // Вестник Московского университета, 2014, – С. 45.

3. Плюснин А.В., Гёкче М.И. Состав и строение непского и тирского горизонтов Приленско-Непской литолого-фациальной зоны Непско-Ботубинской антеклизы по результатам изучения керна нового материала. // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2021, №1, – С. 75-89.

ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА НА ПРИМЕРЕ МЕЛОВОЙ НЕФТЯНОЙ СИСТЕМЫ ТАМАМА-ВАЗИА

Тябина Анастасия Рудольфовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студентка 1 курса магистратуры, г. Пермь
e-mail: tyabina.nastya@mail.ru*

Красильников Виталий Павлович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
старший преподаватель г. Пермь
e-mail: trait969@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Кожевникова Елена Евгеньевна

Аннотация: Статья посвящена новой парадигме поисковых нефтегазовых работ. Последние тенденции в нефтепромысловой геологии основаны на выделении нефтяных систем для изучения нефтегазоносности. В данной работе рассмотрены элементы нефтяной меловой системы Тамама-Вазиа, которая находится в бассейне Персидского залива. А также доказана актуальность и рациональность применения нефтяных систем на примере месторождения Верхний Закум.

Ключевые слова: Нефтяная система, нефтематеринская порода, порода-коллектор, порода-флюидоупор, миграция, генерационный потенциал, Персидский залив.

THE GENERATION POTENTIAL OF THE PERSIAN GULF ON THE EXAMPLE OF THE TAMAMA-WAZIA WORLD OIL SYSTEM

Tyabina Anastasya Rudolfovna,

*Perm State National Research University,
1th year student, magistracy Perm
e-mail: tyabina.nastya@mail.ru*

Krasilnikov Vitaly Pavlovich,

*Perm State National Research University, Senior Lecturer, Perm
e-mail: trait969@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader Kozhevnikova Elena Evgenievna

Abstract: The article is devoted to a new paradigm of prospecting oil and gas works. Recent trends in oilfield geology are based on the introduction of oil systems for the study of not yet explored hydrocarbon deposits. In this paper, the elements and occurrence of the Tamama-Wazia oil Cretaceous system, which is located in the Persian Gulf basin, were examined. And also proved the relevance and rationality of the use of oil systems on the example of the Verkhny Zakum field.

Keywords: Oil system, oil source rock, reservoir rock, covering rock, migration, generation potential, Persian Gulf.

Введение

Главным нефтегазоносным бассейном мира является Персидский залив. Тринадцать из 25 крупнейших месторождений мира приурочены к данному региону. Всего их насчитывается более 300, 52 из которых уникальны по запасам. На территории данного нефтегазоносного бассейна выделяется несколько нефтяных систем. Одна из главных – это меловая, или неоком-сеноманская, нефтяная система Тамама-Вазиа, она контролирует 48 крупнейших месторождений.

В данной работе элементы и залегание нефтяной системы рассматриваются на примере меловой системы Тамама-Вазиа, которая приурочена к нефтеносной провинции бассейн Руб-эль-Хали.

Понятие «нефтяной системы» впервые предложил Дау в 1972 г. для обозначения системы, состоящей из нефтематеринской породы и коллектора. Далее, взяв за основу и расширив проделанную ранее работу, Магун (1987, 1988, 1989) попытался формализовать критерии выделения УВ системы. Так, к 1994 году была принята знакомая нам формулировка понятия. Нефтяная система – это сово-

купность зрелых нефтегазоматеринских (НГМП) пород, ловушки (пород-коллекторов и пород-покрышек), путей миграции и непосредственно углеводородов.

Образовавшиеся углеводороды (УВ), из пород богатых органическим веществом (ОВ), накапливаются в виде залежей нефти или газа. На объёмы генерации УВ влияют три основных фактора: количество ОВ, температура и геологическая время. Миграция происходит по доступным путям миграции (поры, трещины и т.д.) из зон генерации в зоны скопления. В зонах аккумуляции располагаются ловушки, состоящие из пород, способных вмещать УВ – породы-коллекторы, и пород, способных удерживать УВ – породы-покрышки или породы-флюидоупоры. Совокупность всех этих элементов и процессов обобщает нефтяная система, при этом нефтяная система не может лишиться ни одного из перечисленных элементов.

Нефтяные системы стали основной концепцией современной нефтяной геологии. Изучение нефтяной системы, с помощью методов палеонтологии, геохимии, петрографии и пр., помогает геологам-нефтяникам понять природу нефтяного региона. Данное понятие стало неотъемлемой частью в работе современных специалистов данной отрасли [1].

Поиск новых месторождений рациональней всего производить на основе положения о нефтяных системах, это позволяет избежать ненужного «точечного» разбуривания пустых ловушек, а значит и излишних затрат на разведку. Если использовать знания об уже разведанных месторождениях, можно выделить нефтяную систему нефтеносного района, на основе которой достаточно легко определить, где ещё находятся неразведанные залежи углеводородов. Для этого важно выделить генерирующую нефтематеринскую свиту на исследуемой территории, и проследить её простирание. С помощью геофизических методов выделить места с потенциальными ловушками в радиусе 20-25 км в радиусе этого простирания, если такие имеются, то можно переходить к геологоразведочным работам.

Практическое применение изучения нефтяных систем необходимо для подробного исследования и оценки перспектив геологического района. Изученные нефтяные системы помогают геологам-нефтяникам установить наличие не выявленных залежей нефти и газа.

Меловая система Тамама-Вазиа

В меловых отложениях выделяется группа Тамама, неоком-аптского времени формирования, и группа Вазиа, формировавшаяся с альбского времени по конец мелового периода. Система Тамама-Вазиа распространилась на территории десяти стран: Турция, Сирия, Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия, Бахрейн, ОАЭ, Оман, Катар и захватила часть нейтральной зоны. Наибольший реализованный потенциал системы находится в пределах бассейна Руб-эль-Хали, приуроченного к одноимённой впадине-пустыне (рис.1).

Группу Тамама слагают известняки, в верхней части прослой песчаников и глин. Мощность варьируется от 150 до 600 метров, увеличивается на северо-восток, в этом направлении содержание глин и песчаников уменьшается. Группу Вазиа складывают песчаники, глины, известняки, мощностью от 50 до 500 метров, она увеличивается на северо-восток, а песчано-глинистый разрез сменяется глинисто-известняковым.

В основном, все месторождения Аравийского полуострова приурочены к антиклинальным структурам. Но, по публикуемым данным, можно сделать вывод, что из-за постоянного чередования карбонатных пород, песков и глин, месторождения системы Тамама-Вазиа являются более сложными. Поскольку, залежи обладают единым ВНК (водо-нефтяным контактом), образуется единый гигантский резервуар, представляющий собой массивную залежь в структурном выступе. [3]

Породы-коллекторы. Обширное затопление Аравийского полуострова и частая смена уровня воды в меловой период привели к образованию песчаных и карбонатных толщ. Эти толщи формируют группу пород Тамама-Вазиа, мощностью от 670 до 1000 метров. Группа Тамама-Вазиа характеризуется чередованием карбонатов пористых (трещиноватых) и высокопористых и высокопроницаемых песчаников. К концу мела закрылся океан Неотетис, что повлекло формирование над Тамамской группой обширного офиолита Оман-Объединённые Арабские Эмираты, который «запечатал» эти толщи пород. Месторождения на суше и в море приурочены к зоне «The Arabian Platform of Unstable Shelf» – зона Арабского нестабильного шельфа.

Нефтематеринские толщи. Основные нефтематеринские толщи представляют глинистые сланцы (до 14% ОВ), мергели и битуминозные известняки апт-неокомских формаций и альб-сеноманских свит, которые принадлежат к доманиковым отложениям. Данные породы являются накопителем ОВ. При погружении толщ богатых органическим углеродом в зону с благоприятными условиями для генерации, начинают выделяться УВ. Генерирующиеся флюиды поднимаются по трещинам, и попа-

дают в пористые, трещиноватые известняки (неокомского времени) и высокопористые песчаники (альб-сеноманского времени). НГМП имеют морское происхождение.

Породы-флюидоупоры. Нижним флюидоупором является мощная соленосная толща юрских отложений, а также глинистые сланцы. Верхним флюидоупором выступает глина формации Ахмади. Локально эту функцию выполняют доломитизированные известняки.

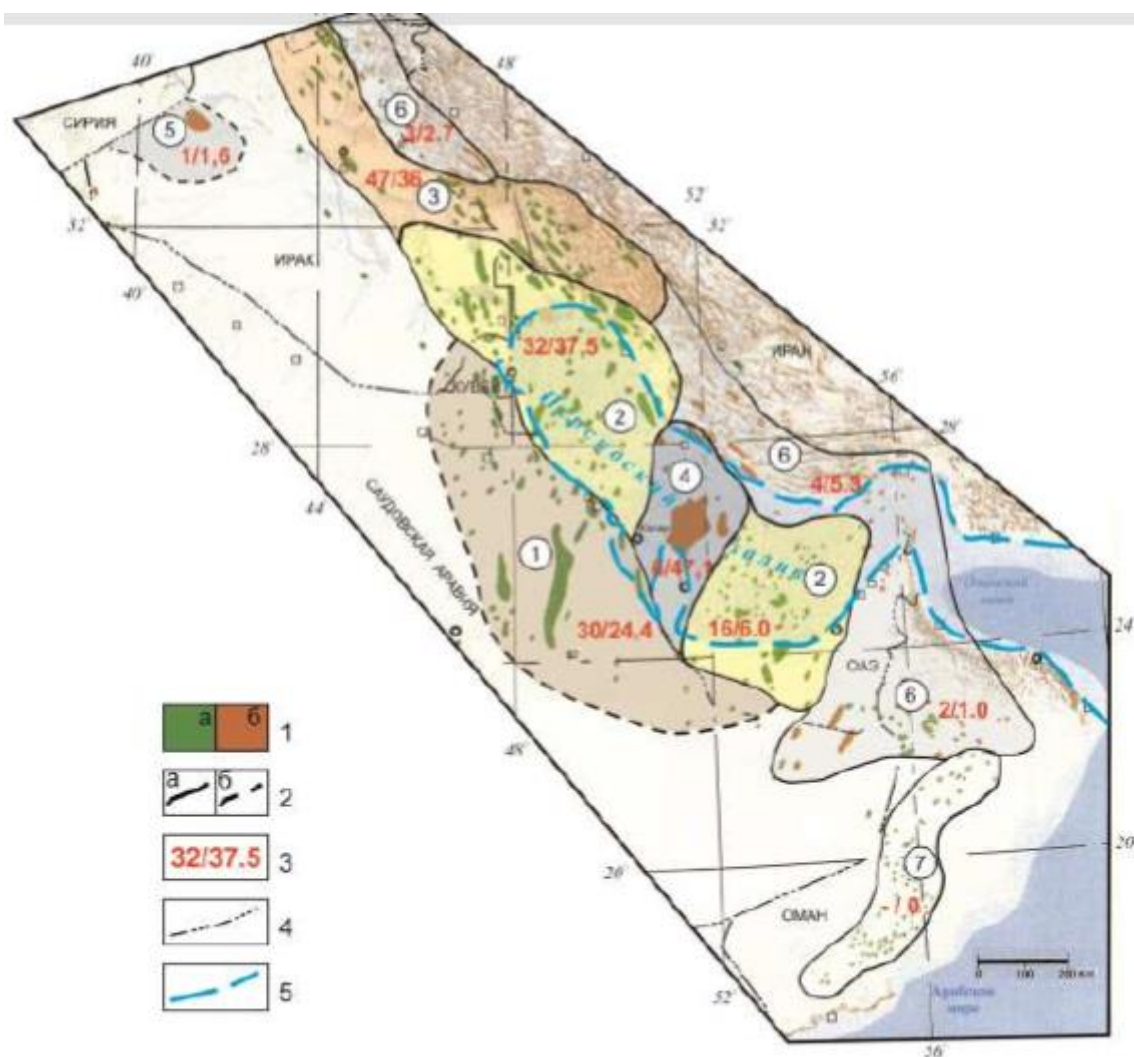


Рис.1. Углеводородные системы Персидского залива и сопредельных регионов.

Условные обозначения: 1 – месторождения; а – нефтяные, б – газовые; 2 – границы УВС; а – установленные, б – предполагаемые; 3 – числитель – количество выявленных крупнейших месторождений, знаменатель – их суммарные начальные запасы (млрд.т. или трлн.м3); 4 – административные границы; 5 – береговая линия Персидского залива. УВС Персидского залива:

- 1 – позднюрская нефтяная; 2 – меловая (неоком-сеноманская или Тамама – Вазиа) нефтяная;
- 3 – мелпалеогеновая нефтяная; 4 – позднепалеозойская конденсатногазовая;
- 5 – позднемеловая-миоценовая газовая; 6 - нижнепалеозойская газовая;
- 7 – протерозойско-палеозойская нефтяная

Пути миграции. Миграция, в основном, идёт по трещинам в известняках и по порам в песчаниках. Считается, что системы трещин образовались во время двух крупных тектонических событий, связанных с тектонической активностью в Оманских и Загросских горах, из-за этого появились не только трещины, но и антиклинальные структуры, ставшие в дальнейшем ловушками для углеводородов. Учёным удалось выяснить, что трещиноватость пород связана с большим количеством растворения, которое, вероятнее всего, связано с изменениями температуры в сторону её повышения [2].

Месторождение Верхний Закум

Месторождения данной нефтяной системы активно разрабатываются, но при этом неокомские пласты остаются неразведанными по сей день. Эти отложения сложены высокопористыми оолито-

выми известняками, что позволяет им вмещать огромные объёмы углеводородов. При опробовании неокомских пластов был получен приток свыше 1,7 тыс т/сут.

Верхний Закум расположен в Персидском заливе и является четвертым по величине нефтяным месторождением мира. Оно открыто в 1963 году, добыча началась в 1982 году, запасы нефти оцениваются в 50 миллиардов баррелей нефти (на 2017 год).

Месторождение приурочено к антиклинальной ловушке и образовано пластово-сводовыми залежами. Коллекторами выступают нижнемеловые карбонатные отложения группы Тамама. Известняки имеют высокую проницаемость и пористость в диапазоне 7-32%, характеристики снижаются в западной части месторождения [4].

Флюидоупорами служат плотные глинистые аргиллиты и доломитовые известняки. Породы флюидоупоры, аналогично породам-коллекторам, уплотняются в западном направлении. По известнякам идёт доломитизация.

Нефтематеринские толщи находятся в отложениях поздней юры (формация Дияб) и в нижнемеловых отложениях Тамама. Формация Дияб представляет собой толщу глинистых известняковых аргиллитов, которые в восточном направлении замещаются оолитовыми известняками [2].

Нефти характеризуются как лёгкие – плотность 840-855 кг/м³; малосернистые – содержание серы до 2%.

Залежи данного месторождения является одним из результатов деятельности нефтяной системы Тамама-Вазиа [4].

Заключение

Понятие нефтяной системы объединяет нефтегазоматеринские породы, миграцию, ловушки и углеводороды, что помогает подходить к поиску и разведке новых месторождений комплексно и оценивать компоненты системы в совокупности, а не по отдельности.

Месторождение Верхний Закум рассмотрено как типичный элемент нефтяной меловой системы Тамама-Вазиа. Данная система, не смотря на уже существенно разведанные запасы, обладает внушительным потенциалом. На сегодняшний день пласт неокомских отложений не разрабатывается, но содержит уникальные запасы углеводородов, на что указывают точечные опробования. Приток нефти из данного пласта составил 1,7 тыс. т/сут, что позволяет судить об уникальности неокомских залежей.

По результатам проведённой работы, можно сделать вывод, о том, что нефтяная меловая система Тамама-Вазиа имеет значительный генерационный потенциал, заключённый в не открытых и неразведанных на сегодняшний день залежах углеводородов, приуроченных к неокомским пластам.

Литература

1. Кожевникова Е.Е. Геология и геохимия нефти и газа. – Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2020 г. – 90с.
2. Оленин В.Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. – Издательство «Недра». – Москва, 1977. – 224с.
3. Соболев В.С., Григоренко Ю.Н. Углеводородные системы Персидского залива. – ФГУП «ВНИГРИ». – Санкт-Петербург, 2014 г. – 23с.
4. Muhammad Hassaan Chaudhry. – *Comparative Studies of 3 Mature Giant Oil Fields across the World; Ekofisk, Prudhoe Bay, and Upper Zakum, University of Dhaka. – International Petroleum Technology Conference. – Beijing. – URL: <https://www.researchgate.net/publication/344865832> (Датаобращения: 01.03.2023г)*

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ, ОСЛОЖНЕННЫХ ВЕРЕЙСКИМ ВРЕЗОМ

Фахрутдинов Ильмир Рафаилович

научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
e-mail: ilmirfahrutdinoff@yandex.ru

Анисимова Лилия Закувановна

научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
e-mail: anislz@mail.ru

Колузаева Ксения Юрьевна

младший научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
e-mail: ksy130793@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., заведующий лабораторией геологического моделирования,
Успенский Борис Вадимович

Аннотация: В статье рассмотрены особенности строения залежи среднего карбона, осложненного верейским эрозионным врезом. В ходе работы проведена оценка глубины вреза и приведены вероятные последствия его влияния на строение залежей. Необходимо отметить, что наличие эрозионного вреза заметно усложняют строение залежей верейского горизонта и, в отдельных случаях, башкирского яруса, что в последствии отражается на запасы нефти из вышеописанных объектов эксплуатации. Вовремя не выявленная или некорректно проведенная граница вреза может привести к отрицательным результатам бурения и к некорректной оценке запасов.

Ключевые слова: верейский врез, эрозионная поверхность, средний карбон, корреляция пластов, геофизические исследования скважин.

FEATURES OF THE STRUCTURE OIL FIELDS, COMPLICATED BY THE VEREYAN-AGE CUT-IN

Fakhrudinov Ilmir Rafailevich

researcher at the laboratory geological and environmental modeling IPEM TAS, Kazan
e-mail: ilmirfahrutdinoff@yandex.ru

Anisimova Lilia Zakuvanovna

researcher at the laboratory geological and environmental modeling IPEM TAS, Kazan
e-mail: anislz@mail.ru

Koluzayeva Ksenia Yurievna

junior researcher at the laboratory geological and environmental modeling IPEM TAS, Kazan
e-mail: ksy130793@mail.ru

Scientific supervisor: Doctor of geological science, head of the laboratory geological modeling,
Uspensky Boris Vadimovich

Abstract: The article considers the structural features of a medium carboniferous sediments complicated by the vereyan-age erosion cut-in. In the course of the work, an assessment of the depth of the incision was carried out and the probable consequences of its influence on the development of deposits were given. It should be noted that the presence of an erosion incision significantly complicates the structure of the deposits of the vereyan-age horizon and, in some cases, the bashkirian tier, which subsequently affects the production of oil from the above-described objects of operation. An incision boundary that is not detected in time or incorrectly drawn may lead to negative drilling results and an incorrect assessment of reserves.

Keywords: vereyan-age cut-in, erosion surface, middle carboniferous sediments, correlation of layers, geophysical studies of wells.

Верейские отложения являются одним из основных объектов, содержащих залежи нефти не только в Республике Татарстан, но и на всей территории Волго-Уральского региона. В большинстве случаев, залежи имеют изометричное строение. При этом, залежи имеют достаточно большую амплитуду и высокий уровень расчлененности. Учитывая стабильно низкие дебиты и нахождение на верхних этажах нефтеносности, верейский объект зачастую обделен вниманием и рассматривается как возвратный. Вследствие чего, для более подробного изучения, информации об опробовании, керна и разработке представляются в очень скудном объеме.

Строение верейских отложений на территории Республики Татарстан делится на две части. Верхняя-терригенная часть, сложена глинистыми породами и имеет мощность 18-20 метров (см. таблица). Нижняя часть представлена переслаиванием глин с карбонатными породами. Карбонатные пласты индексируются сверху-вниз Свр-6, Свр-5, Свр-4, Свр-3, Свр-2, Свр-1, которые в разных комбинациях являются нефтеносными. Наиболее выдержанными являются пласты в нижней части разреза (Свр-3 и Свр-2). Однако согласованное залегание пластов, в некоторых случаях, осложняется появлением иного разреза, заполненного исключительно терригенными породами. Данный вид исполнения верейских отложений связан с эрозионными врезами. Подобные врезы обнаружены на территории Республики Татарстан и зачастую хорошо картируются по данным сейсморазведочных работ.

Сами врезы на территории Татарстан имеют достаточно большую протяженность. Суммарная длина выявленных эрозионных врез достигают 446 км. Необходимо отметить, что подобные врезы имеют достаточно прямолинейное строение, и не имеют признаков «меандрирования». При наличии коллекторов в теле вреза выделяется пласт Свр-0, который может быть как нефтеносным, так и водоносным. Эффективная толщина пласта составляет от 2 до 20 м, что делает его достаточно интересным объектом для разработки. Флюидоупором для залежей пласта Свр-0, являются глинистые отложения верхней части верейского горизонта [1]. Все врезы, вскрывшие коллектора, в поперечном сечении имеют линзовидную форму с выпуклым основанием. В центральной части вреза песчаники более отсортированные и крупнозернистые, в бортах замещаются плохо отсортированными песчано-алевролитовыми и глинистыми образованиями [2].

В строении исследуемого поднятия, врез выявлен скважиной №1, разрез которого ниже уровня пласта Свр-6, выполнен глинистыми отложениями. Размытыми оказались не только отложения верейского возраста, но и породы башкирского яруса, вплоть до серпуховских отложений. Коллекторов в скважине не обнаружено.

Дальнейшее разбуривание поднятия, привело к уточнению границ вреза. Ряд скважин вскрыли неполный разрез верейских пластов, некоторые вскрыли частично размытую поверхность башкира.

Выдержанная толщина от кровли верейских отложений до кровли башкирского яруса, на скважинах исследуемого поднятия варьирует от 40 до 73 м (см. таблица).

Таблица

Абсолютные отметки кровли и толщины пластов среднего карбона

№скв	Абсолютные отметки кровли горизонтов (м)			Толщины между кровлями горизонтов (м)		
	C2vr	C2b	C1s	C2vr-C2b	C2b-C1s	C2vr-C1s
1	-600.5	-673.7	-688.0	73.2	14.3	87.5
2	-606.3	-648.2	-678.0	41.9	29.8	71.7
3	-606.8	-646.7	-677.7	40	31	70.9
4	-604.0	-664.2	-678.6	60.2	14.4	74.6
5	-608.6	-651.8	-684.5	43.2	32.7	76
6	-605.6	-649.6	-679.0	43.9	29.5	73.4
7	-610.2	-651.2	-680.1	41	28.9	69.9
8	-606.2	-650.0	-678.7	43.8	28.7	72.5
9	-607.4	-650.0	-680.9	42.6	31	73.6

Ниже приведена схема корреляции скважин, вскрывших тело вреза и скважин из вне эрозионной части (рис.1). Построенная корреляция позволяет определить возраст вреза.

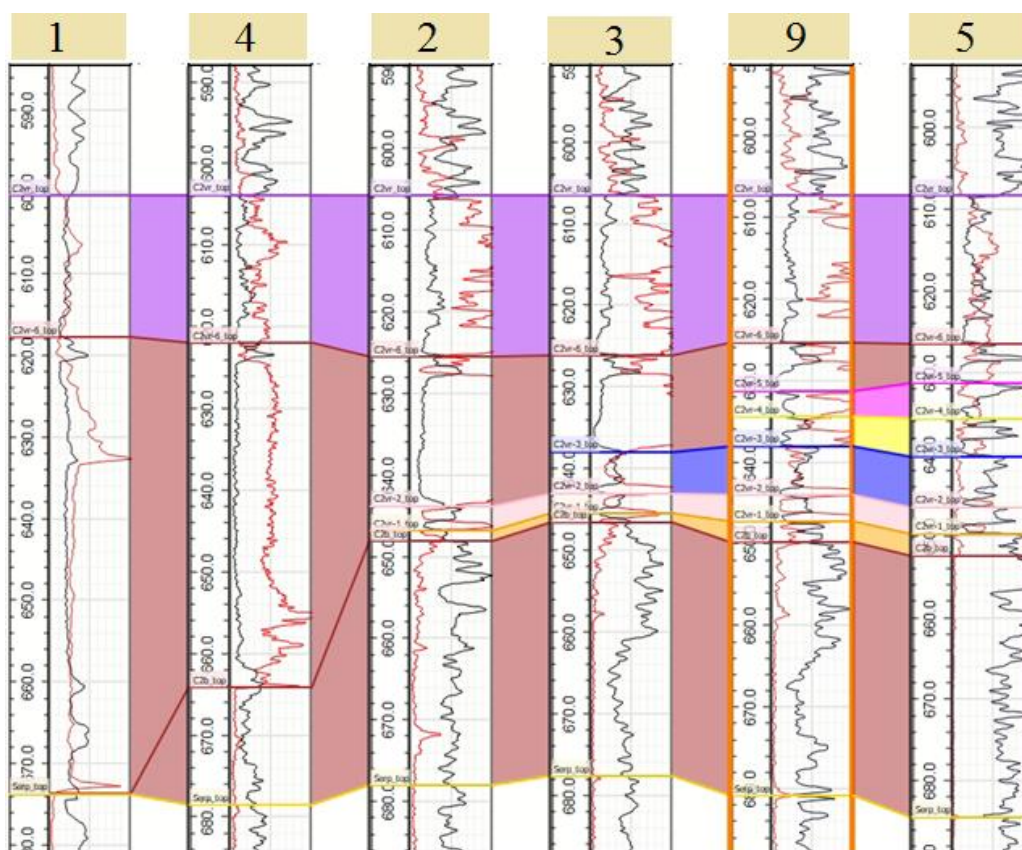


Рис. 1. Схема корреляции пластов среднего карбона.

Появление несогласно залегающей эрозионной поверхности, приводит к сложностям в процессе моделирования. В связи с этим был выработан следующий алгоритм действий, позволяющий провести построение 3D сетки с минимальными потерями времени.

После проведения корреляции в скважинах с нарушенным разрезом были условно скоррелированы палеоповерхности размытых пластов. Для этого были отобраны эталонные скважины, при помощи которых, с учетом мощности и глубины залегания, восстановлены границы стратиграфических единиц. Построение 2D карт стратиграфических границ пластов и эрозионной поверхности велось по восстановленным отбивкам скважин и с учетом сейсмических поверхностей, где влияние вреза уже скомпенсировано. Структурным каркасом при построении сетки послужили палеоповерхности. Использована равномерная нарезка. При распределении параметров в трехмерной модели тело вреза выделено в отдельный регион, ограниченный эрозионной поверхностью. Таким образом, удалось избежать сложного строения сетки, была исключена возможность появления «схлопывающихся» ячеек.

Однако необходимо отметить и минусы данного метода. В пределах рассматриваемого поднятия пласта Свр-0 и коллекторов во врезе не выявлено, что дает свободу при выборе нарезки сетки в теле вреза. В случае наличия проницаемых прослоев, необходимо более тщательно подходить к выбору вида трехмерной сетки, что не позволяет использовать вышеупомянутый метод.

Вероятное время развития вреза, период отложения пласта Свр-4. Такой вывод основывается на следующих аргументах. Пласт Свр-4 размыт во всех врезных скважинах. В свою очередь, пласт Свр-6 выявлен на всех скважинах поднятия и к этому моменту поверхность успела восстановиться. Если предположить, что эрозия поверхности происходила в период отложения пласта Свр-5, получается, что компенсация вреза, толщиной в районе 60 метров, произошла за период отложения одного пласта, что достаточно маловероятно.

При интерпретации данных ГИС, в скважинах на границе вреза в отложениях башкирского яруса были выявлены зоны с аномально завышенными сопротивлениями. Для определения причин данного явления, были построены графики зависимости пористости по акустическому и радиоактивному каротажу. Далее, они были совмещены с палеткой оценки литологии (рис.2). В результате выявлено, что интервалы с аномальными значениями являются доломитизированными. Вероятной причиной чему, являются вторичные процессы, которые могли быть спровоцированы врезом.

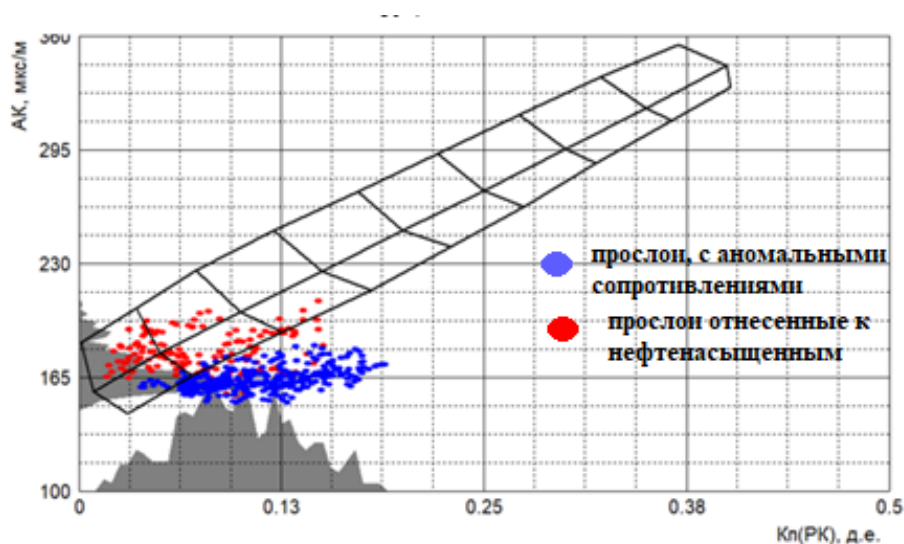


Рис. 2. Палетки литологии

В заключении, необходимо отметить, что верейские врезы заметно усложняют строение залежей верейского горизонта и башкирского яруса. Вовремя не выявленная или некорректно проведенная граница вреза может привести к отрицательным результатам бурения и к некорректной оценке запасов. Необходимо отметить, что верейские врезы сами могут быть ловушками для залежей нефти [3], однако на данный момент системных подходов для выявления таких залежей не выявлено.

Литература

1. Бачков А.П., Базаревская В.Г и др. Вовлечение врезных объектов верейского горизонта в разработку /Сборник научных трудов Татнипнефть Том LXXXVIII.: Москва 2020. – С 28-37 с.
2. Геологические предпосылки поисков рукавообразных углеводородных залежей в Среднем Поволжье / Э.З. Бадамин, Р.А. Батырбаева, Н.П. Лебедев [и др.] // Геология нефти и газа. – 1997. – № 8. – С. 20–25.
3. Смирнов В.Г. Визейские и верейские эрозионные врезы – перспективные объекты на поиски залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1994. – № 7. – С. 21–29.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ САКМАРСКОГО ЯРУСА В ПРЕДЕЛАХ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Хазиев Радмир Римович

научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
e-mail: radmir361@mail.ru

Андреева Евгения Евгеньевна

старший научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
e-mail: aee8277@rambler.ru

Баранова Анна Геннадьевна

старший научный сотрудник лаборатории геологического
и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, г. Казань
e-mail: anna.genn@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., заведующий лабораторией геологического моделирования,
Успенский Борис Вадимович

Аннотация: в настоящей работе рассмотрены особенности литологического строения сакмарского яруса в пределах западного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) и, частично, восточного борта Мелекесской впадины (МВ) по данным геологических журналов с описанием керна. По данным описания журналов построена карта смены литотипов сакмарских отложений в пределах изучаемого района; установлено что район западного склона ЮТС представлен кавернозными и трещиноватыми известняками со сплошной и пятнисто-полосчатой пропиткой битумной нефтью, что дает основания авторам судить об определенных перспективах изучаемой территории на углеводородное сырье.

Ключевые слова: природные битумы, сакмарский ярус, карбонатный коллектор, Южно-Татарский свод, литологическая карта.

PROSPECTS OF OIL-BEARING CAPACITY OF THE SAKMARIAN STAGE WITHIN THE WESTERN SLOPE OF THE SOUTH TATAR ARCH

Khaziev Radmir Rimovich

researcher at the laboratory geological and environmental modeling
IPEM TAS, Kazan
e-mail: radmir361@mail.ru

Andreeva Evgeniya Evgenievna

senior researcher at the laboratory geological and environmental modeling
IPEM TAS, Kazan
e-mail: aee8277@rambler.ru

Baranova Anna Gennadievna

senior researcher at the laboratory geological and environmental modeling
IPEM TAS, Kazan
e-mail: anna.genn@mail.ru

Research supervisor: Doctor of geology and mineralogy, Head of the laboratory geological Modeling,
Boris Uspensky

Abstract: In this paper, the features of the lithological structure of the Sakmarian tier within the western slope of the South Tatar Arch (STA) and, partially, the eastern side of the Melekess depression (MD) are considered according to geological journals with a description of the core material. According to the description of the journals, a map of the change of lithotypes of the sakmarian sedimentists within the studied area is constructed; it has been established that the area of the western slope of the STA is represented by cavernous and fractured limestones with continuous and spotted-striped impregnation with bitumen oil,

which gives the authors grounds to judge certain prospects of the studied territory for hydrocarbon raw materials.

Keywords: natural bitumen, Sakmar tier, carbonate reservoir, South Tatar arch, lithological map.

Приращение запасов углеводородного сырья за счет открытия новых месторождений или ввода в эксплуатацию месторождений природных битумов (ПБ) – наиболее приоритетная задача для старых нефтедобывающих регионов, в частности для Республики Татарстан (РТ).

Поисковые и разведочные работы на ПБ на территории РТ проводились с 70-х гг XX в и охватывали большую часть исследуемого региона; в частности, западный склон Южно-Татарского свода (ЮТС) и восточный борт Мелекесской впадины (МВ) [2,3]. Для картирования местности в исследуемом районе работ проводились сейсморазведочные работы, структурное и поисковое бурение до целевого горизонта – ассельского яруса, представленного трещиноватыми и пористыми известняками с различной степенью пропитки битумной нефтью (от интенсивной сплошной до пятнисто-полосчатой средней степени) [1].

Однако, в ходе этих работ в учет не принимались отложения вышележащего – сакмарского яруса, сложенного, аналогично отложениям асселя, карбонатными породами, трещиноватыми и квернозными. По данным геологических журналов структурных скважин, рассмотренных авторами, породы этих отложений так же характеризуются различной степенью пропитки битумной нефтью. По вышеописанным данным отложения сакмара также можно отнести к потенциально перспективным.

Для построения карты смены литотипов использованы данные описания керн по геологическим журналам 183 скважин, большая часть которых пробурены в пределах западного склона ЮТС. Карта с облаком распределения скважин показана на рисунке 1.

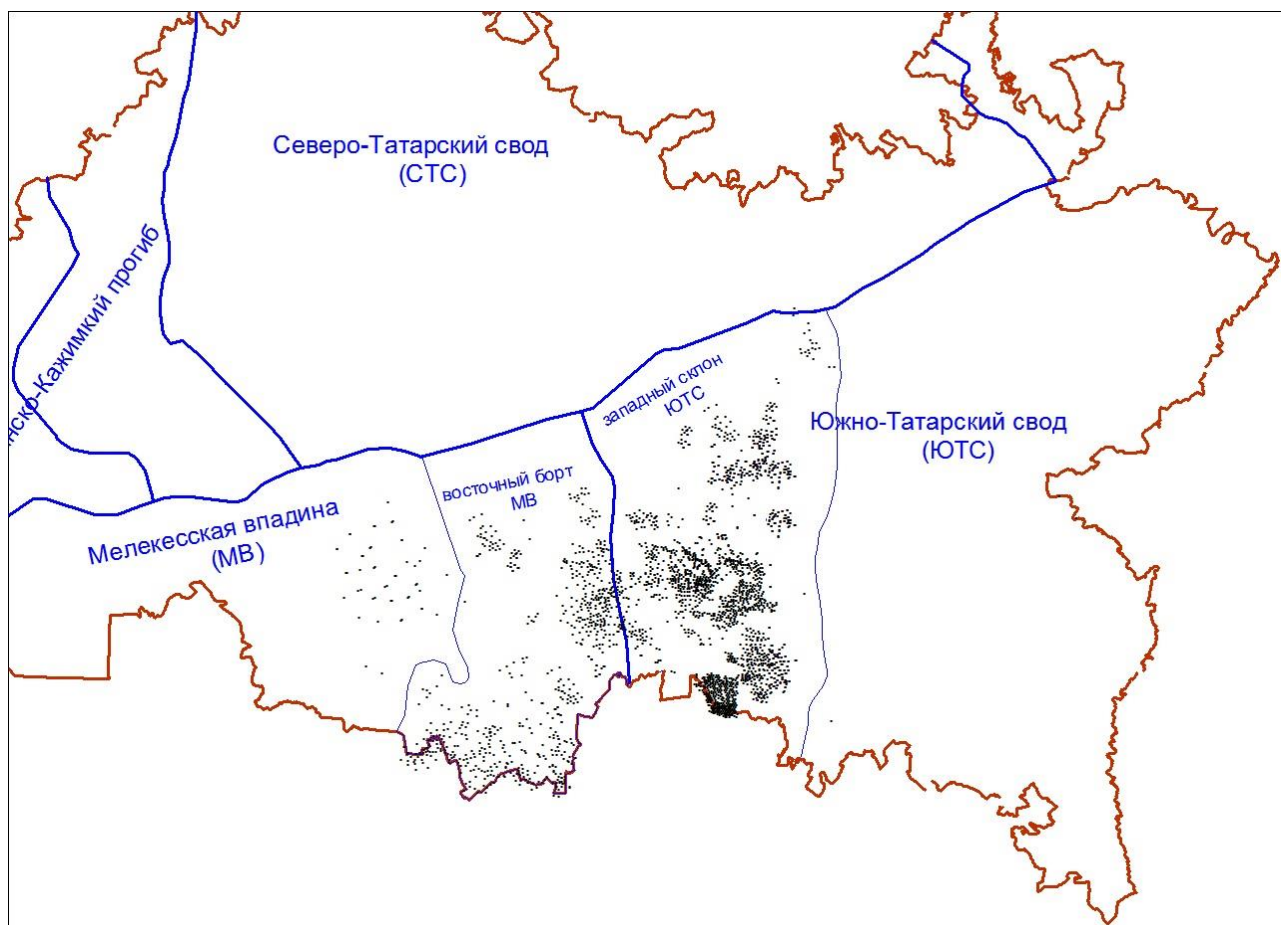


Рис. 1. Тектоническая схема РТ с облаком распределения изученных структурных скважин в пределах западного склона ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины. Масштаб 1:2 000 000

По построенной литологической карте (рис. 2) установлено, что в пределах западного склона ЮТС выделяются 3 литологические зоны, представленные карбонатными породами с различной текстурой пустотного пространства. В пределах восточного борта МВ также выделены литологические

зоны, однако ввиду гораздо меньшего количества скважин, пробуренных в данном районе, коллективом авторов эта область не рассматривалась по причине малой достоверности и точности построения карты.

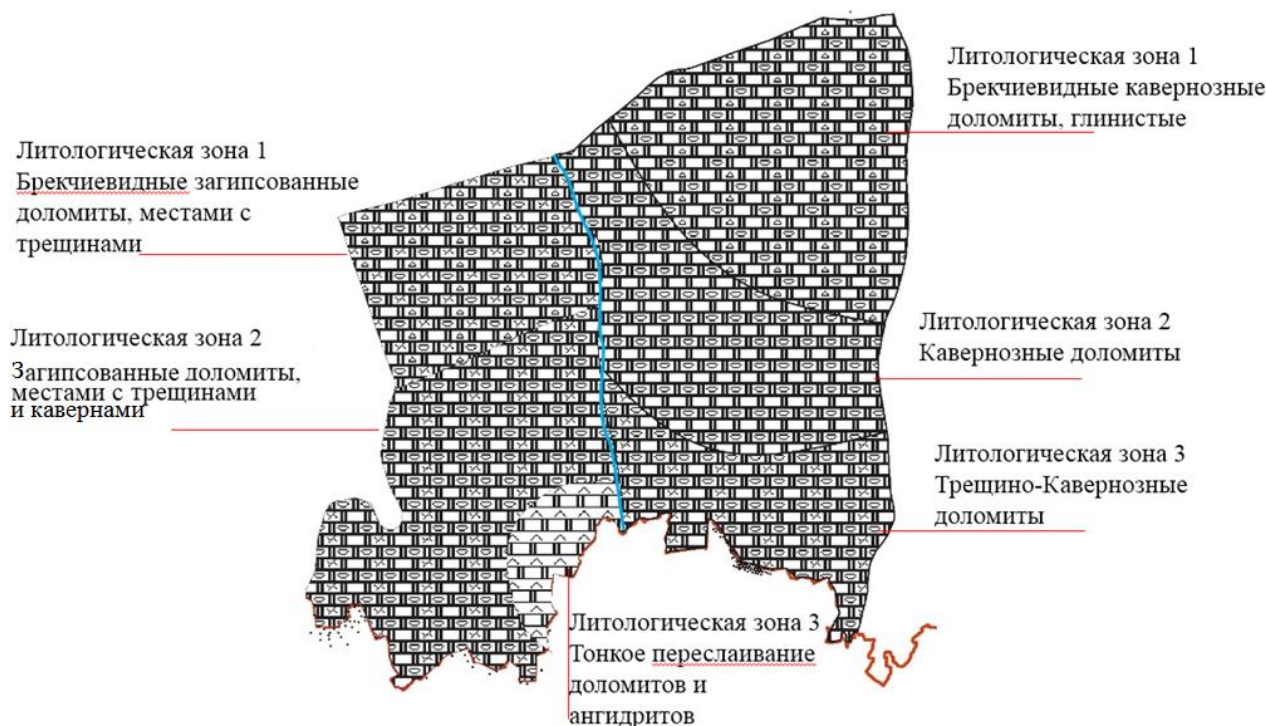


Рис. 2. Литологическая карта сакмарских отложений в пределах восточного борта Мелекесской впадины и западного склона ЮТС. Масштаб 1:750 000

Основной район где породы интенсивно пропитаны битумной нефтью – центральная область западного склона ЮТС (район литологической зоны 2 (рис.2)). Вышележащие отложения с уфимского яруса с размывом залегают на эродированной поверхности сакмара и представлены тонким переслаиванием глинистых и, частично, эвапоритовых прослоев; данные отложения коллектив авторов оценивают как потенциальную покрывку для сакмарского природного резервуара.

Исходя из вышеизложенного, есть определенные перспективы открытия битумных месторождений в пределах изучаемой территории при детальном геологоразведочных работах. Не исключено также наличие малоамплитудных поднятий в изучаемом районе, как потенциальных структурных ловушек для углеводородов.

Литература

1. Буров Б.В. Геология Татарстана. Стратиграфия и тектоника / М.: ГЕОС, 2003. – 402 с.
2. Ибатуллин, Р. Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождения. Теория. Методы. Практика / Р. Р. Ибатуллин, Н. Г. Ибрагимов, Ш. Ф. Тахаутдинов. – М.: Недра. – 2004. -295 с.
3. Муслимов, Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения / Р. Х. Муслимов. – Казань: Изд-во Казанского Университета, 2003. – 596 с.

РАСЧЕТ МИНИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ СМЕСИМОСТИ ГАЗА И ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Халтурина Александра Александровна

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, магистрант 1 курса, г. Казань
e-mail: aakhalturina@mail.ru*

Бондарев Роман Владимирович

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, магистрант 2 курса, г. Казань
e-mail: bondarev.r.mail@gmail.com*

Варфоломеев Михаил Алексеевич

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, к.х.н, доцент, заведующий кафедрой
разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, г. Казань*

e-mail: mikhail.varfolomeev@kpfu.ru

Научный руководитель: к.т.н., доцент, Лобанов Алексей Александрович

Аннотация: в настоящей работе описана методология эксперимента вытеснения в тонкой трубке; рассмотрены теоретическое обоснование расчёта минимального давления смесимости и пространственные корреляционные зависимости по его прогнозированию; выполнен сравнительный анализ экспериментальных и прогнозных параметров пластовой нефти. Тонкая трубка позволяет моделировать процесс закачки газа в продуктивный пласт с целью повышения коэффициента извлечения нефти. В качестве агентов закачки исследуются чистый CO₂ и ПНГ.

Ключевые слова: минимальное давление смесимости, тонкая трубка, CO₂, корреляционная зависимость, газовые методы увеличения нефтеотдачи, тип вытеснения.

CALCULATION OF MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE OF GAS AND RESERVOIR OIL BY THE EXAMPLE OF A FIELD

Khalturina Aleksandra Aleksandrovna

*Kazan (Volga region) Federal University, 1st year master's degree student, Kazan
e-mail: aakhalturina@mail.ru*

Bondarev Roman Vladimirovich

*Kazan (Volga region) Federal University, 2nd year master's degree student, Kazan
e-mail: bondarev.r.mail@gmail.com*

Varfolomeev Mikhail Alekseevich

Kazan (Volga region) Federal University, candidate of chemical sciences, reader, head of the department of Petroleum Engineering, Kazan

e-mail: mikhail.varfolomeev@kpfu.ru

Research Supervisor: candidate of engineering sciences, reader, Lobanov Aleksey Aleksandrovich

Abstract: This article describes the methodology of the slim-tube injection experiment; considers theoretical justification of minimum miscibility pressure calculation and common correlation dependences on its prediction; performs a comparative analysis of experimental and predicted parameters of the reservoir oil. The slim-tube allows to model the process of gas injection into the productive horizon to increase the oil recovery factor. Pure CO₂ and APG are tested as injection agents.

Keywords: minimum miscibility pressure, slim tube, CO₂, correlation dependence, gas methods of enhanced oil recovery, type of displacement.

Введение. В настоящее время вырос спрос на технологии интенсификации добычи нефти, позволяющие разрабатывать месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ), доля которых растёт из-за преимущественной отработки легкоизвлекаемых запасов. К ТриЗ относят нефти: аномальные по характеристикам; залегающие в низкопроницаемых коллекторах; выработанных месторождений; низкопродуктивных пластов; объектов разработки, удалённые от инфраструктуры. Для борьбы с обозначенными осложнениями применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН), которые позволяют увеличивать коэффициент извлечения нефти в сравнении с традиционными методами извле-

чения запасов. Выбор МУН индивидуален для каждого месторождения и обуславливается литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного пласта, проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной, вязкостью пластовой нефти и т. д. Комплекс лабораторных исследований позволяет снимать неопределённости, рассчитывать ключевые показатели эффективности для каждого из методов и сравнивать их между собой.

Рассмотрим группу газовых методов, которые применяются для наиболее полного извлечения нефти. Сущность методов заключается в закачке в продуктивный пласт газового агента: воздух; углеводородные газы (попутный нефтяной газ (ПНГ), широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ)); азот (N₂); дымовые газы; кислые газы (диоксид углерода (CO₂); сероводород (H₂S) и т. д.). Агент закачки при взаимодействии с нефтью обеспечивает один из типов вытеснения, который определяется пластовыми условиями, составами пластовой нефти и закачиваемого газа. Наиболее эффективным считается смешивающийся тип вытеснения, при котором агент растворяется в пластовой нефти, что приводит к расширению флюида, снижению вязкости и поверхностного натяжения.

Одним из наиболее эффективных газовых агентов МУН является CO₂. Диоксид углерода, в отличие от углеводородных газов, лучше растворяется в воде. Его растворимость увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры. В пласте CO₂ частично растворяется при контакте с нефтью и одновременно экстрагирует легкие углеводороды и обогащается ими, что приводит к увеличению смесимости CO₂ и переходу типа вытеснения к смешивающемуся. В настоящее время воздействие на продуктивный пласт с применением CO₂ осуществляется по одной из следующих технологий:

- закачка в пласт CO₂ в газообразном или жидком состоянии;
- закачка в пласт CO₂ в сверхкритическом состоянии;
- закачка CO₂ по схеме Huff-n-Puff;
- водогазовое воздействие;
- закачка в пласт карбонизированной воды (насыщенная CO₂ вода) [2].

Закачиваемый газовый агент может действовать в режиме «поршневого» вытеснения, однако истинная эффективность газового МУН зависит от минимального давления смесимости (ММП). Минимальное давление смесимости – это наименьшее давление, при котором при постоянной температуре достигается смесимость между пластовым флюидом и закачиваемым агентом. Величина ММП характеризует инициализацию механизма смешивающегося вытеснения в пласте. Минимальное давление смесимости зависит от пластовых условий (давления и температуры); составов пластовой нефти и закачиваемого газа [7].

На данный момент существует достаточно большое количество как экспериментальных, так и аналитических методов, позволяющих оценить ММП. При этом можно выделить методы, получившие наибольшее распространение на практике:

- метод тонкой трубки (slim-tube);
- метод всплывающего пузырька (risingbubblemethod);
- метод исчезающего межфазного натяжения (vanishing interfacial tension technique);
- метод построения тройных диаграмм.

Преимуществом метода тонкой трубки для определения минимального давления смесимости является возможности определения режима вытеснения: смешивающийся, частично смешивающийся, не смешивающийся. Метод slim-tube позволяет сравнивать различные вытесняющие агенты и подбирать состав газового агента для условий конкретного месторождения.

Slim-tube. Фильтрационная установка для определения МДС методом slim-tube описана во многих работах [1,3]. Основным элементом установки является капилляр с внутренним диаметром от 4 до 12 мм и длиной от 6 до 40 м. Внутри капилляр заполняется порошкообразным материалом для создания величины пористости от 30 до 40% и проницаемости от 1 до 40 мкм². Для поддержания температуры эксперимента трубку размещают в жидкостном или воздушном термостате, предварительно свернув её в спираль диаметром от 20 до 40 см.

Методология эксперимента описана в работах [1,3]. При подготовке оборудования к эксперименту выполняют вакуумирование установки. Затем осуществляется насыщение керосином методом его фильтрации через капилляр в достаточном объёме. После вывода установки на температуру эксперимента тонкая трубка насыщается пластовой нефтью, с которой планируется проводить эксперимент. Важно отметить, что при работе с пластовой нефтью необходимо исключить падение давления ниже давления насыщения флюида, чтобы избежать образование свободного газа в капилляре и потери при представительности пробы.

Во время самого эксперимента в капилляр со стабилизированной пластовой нефтью подаётся агент закачки на режиме поддержания постоянного давления или расхода. Газовый агент закачивается в количестве 1.2 поровых объёма при постоянном контроле перепада давления между концами тонкой трубки. Важно исключить значительный перепад давления при прорыве газа. После прокачки заданного количества газа эксперимент завершается и обрабатываются полученные результаты [3].

В таблице представлены состав и свойства пластовой нефти, полученные в лаборатории согласно ОСТ 153-39.2-048-2003. Для исследований были приготовлены 3 рекомбинированные пробы пластовой нефти. Для рекомбинации проб осуществлялось смешение сепараторных проб газа и насыщенных нефти.

Таблица 1

Результаты исследования пластовой нефти

Параметр	Рекомбинированная проба пластовой нефти		
	№1	№2	№3
Давление насыщения	18.75	18.81	18.82
Газосодержание	144.55	147.92	146.35
Объёмный коэффициент	1.36	1.42	1.37
Плотность	700.6	696.8	701.1
Компонент	Содержание, % мольн.		
He	0.0002	0.0000	0.0000
N2	0.1970	0.0223	0.0082
CO2	0.0512	0.0052	0.0021
C1	7.1100	7.0563	7.2358
C2	1.6049	1.7443	1.7147
C3	2.2154	2.3251	2.2531
C4	2.6268	3.0770	2.6529
C5+	86.1945	85.7697	86.1332
C6+	84.0461	83.0713	84.0443
C7+	81.8379	80.8281	82.0697
Остаток	ММ, г/моль		
C5+	189.71	193.26	193.87
C6+	197.96	204.40	202.36
C7+	205.48	212.87	209.46

В таблице 2 представлены состав и свойства ПНГ, который планируется закачивать в пласт на месторождении. Компонентный состав газа определён согласно ГОСТ 31371.7-2008, свойства рассчитаны по ГОСТ 31369-2008.

Таблица 2

Компонентный состав газа ПНГ

Компонент	Содержание, % мольн.
N2	1.9371
CO2	0.2033
C1	78.2599
C2	8.6531
C3	5.3187
C4	3.8946
C5	1.1859
C6	0.2922
C7	0.1936
C8	0.0616
Сумма	100.0000
Параметр	Значение
ММ, г/моль	21.751

В таблице 3 представлены результаты экспериментов на тонкой трубке с рекомбинированной пробой пластовой нефти и агентами закачки (ПНГ и CO2). Эксперименты проводились при пластовой температуре – 47.0 °С. Всего были проведены 6 экспериментов с ПНГ и 1 эксперимент с CO2 для сравнения эффективности агентов закачки.

Параметры экспериментов по методу slim-tube

Давление эксперимента, МПа	Коэффициент вытеснения, %	Агент закачки
21	46.40	ПНГ
25	56.40	ПНГ
30	71.59	ПНГ
35	93.09	ПНГ
40	96.14	ПНГ
45	97.05	ПНГ
21	97.17	CO2

На рисунке 1 представлена обработка результатов эксперимента по определению МДС пластовой нефти с ПНГ. Точки до излома (21 МПа, 25 МПа, 30 МПа, 35 МПа) и после излома (40 МПа, 45 МПа) аппроксимировались линейными функциями до достижения наибольшего коэффициента аппроксимации. Точке пересечения соответствуют: давление – 36.367 МПа, коэффициент вытеснения – 95.5 %. В случае определения МДС по предыдущему рисунку коэффициенту вытеснения 95 % соответствует давление 39.681 МПа, а коэффициенту вытеснения 90 % – 39.225 МПа.

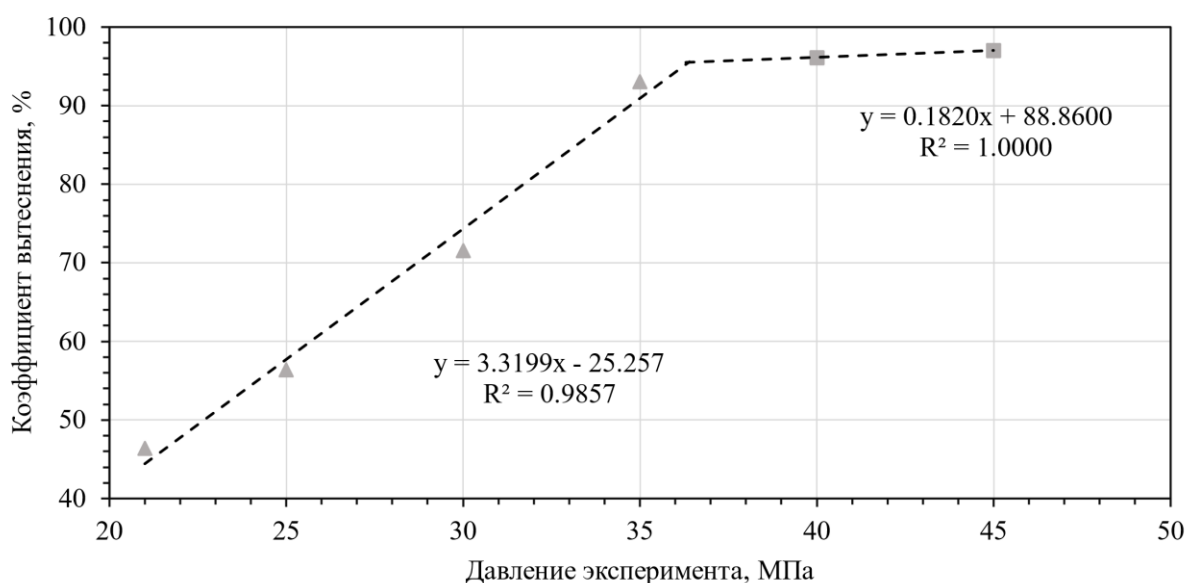


Рис. 1. Обработка результатов эксперимента

Для сравнения эффективности CO₂ и ПНГ была проведена закачка CO₂ в тонкую трубку при давлении 21 МПа. Полученный коэффициент вытеснения составил 97.17 %. В случае закачки ПНГ при таком же давлении коэффициент вытеснения составил 46.4 %. Однако, величина коэффициента вытеснения не является исчерпывающим критерием при определении типа вытеснения. В качестве показательных экспериментальных данных для определения режима смесимости можно использовать:

- Изменение концентрации метана в отбираемом на выходе тонкой трубки газе.
- Изменение перепада давления между концами тонкой трубки.
- Величина коэффициента вытеснения (зачастую принимается, что смесимость достигается при коэффициенте вытеснения не менее 90 %).

В результате обработки экспериментальных данных для ПНГ при 21 МПа определен несмешивающийся тип вытеснения, а для CO₂ – смешивающийся. Что позволяет сделать вывод о более эффективном использовании CO₂ в качестве агента закачки для газового МУН.

Корреляционный анализ. Для планирования объема лабораторных исследований можно использовать корреляционные зависимости, позволяющие приблизительно оценить МДС по параметрам объекта исследования и предоставленных проб. Сводные результаты прогнозирования МДС пластовой нефти и чистого CO₂ по распространенным корреляционным зависимостям представлены в таблице 4.

Таблица 4

Сводные результаты прогнозирования МДС рекомбинированных проб пластовой нефти и чистого CO₂

Корреляция	МДС рекомбинированной пробы, МПа		
	№1	№2	№3
Lee [6]	10.148	10.148	10.148
Yellig-Metcalfе [9]	9.994	9.994	9.994
Orr-Jensen [6]	10.251	10.251	10.251
Cronquist [5]	10.854	11.054	11.104
Glaso [6]	9.787	9.897	9.842
Alstone [4]	10.842	11.002	11.215
Emera-Sarma [7]	7.271	7.339	7.448

Корреляции Lee, Yellig-Metcalfе и Orr-Jensen являются однопараметрическими и зависят только от пластовой температуры, следовательно, различия в компонентных составах и свойствах рекомбинированных проб пластовых нефтей не влияют на результаты прогнозирования. В работе [9] пластовая нефть рассматривается как флюид, состоящий из трёх фракций: лёгкая, средняя и тяжёлая. Лёгкая фракция включает в себя: C1, N2, CO₂; средняя фракция состоит из парафинов C2-C6; тяжёлая является остатком C7+.

Корреляция Cronquist является трёхпараметрической и зависит от пластовой температуры, молярной массы остатка C5+ пластовой нефти и мольной концентрации C1 в пластовой нефти. Различия между прогнозируемыми значениями для рекомбинированных проб вызвано различной концентрацией метана во флюиде.

Корреляция Glaso является трёхпараметрической и зависит от пластовой температуры, молярной массы остатка C7+ пластовой нефти и мольной концентрации средней фракции парафинов C2-C6 в пластовой нефти. В работе [6] диоксид углерода рассматривается как аналог бинарной смеси метана и пропана со следующими концентрациями: 58 % метана и 42 % пропана.

Корреляции Alstone и Emera-Sarma являются четырёхпараметрическими и зависят от пластовой температуры, молярной массы остатка C5+ пластового флюида, мольной доли летучих компонентов (C1 и N2), мольной доли кислых газов и средней фракции (CO₂, H₂S, C2-C4) в пластовой нефти. В работе [7] представлена модификация уравнения [4].

Рассматриваемые выражения прогнозируют приблизительно одно и тоже значение МДС, которое не противоречит результатам проведённого исследования. Однако, важно отметить, что применение корреляционных зависимостей при планировании лабораторных исследований требуют тщательного изучения условий применимости выражения, основанного на подвыборке пластовых нефтей, к текущему объекту исследования.

Заключение. В рамках лабораторных исследований смоделировано применение газового МУН по закачке ПНГ и CO₂ в пласт. Рассмотрена технология закачки газового агента и определено МДС для пластовой нефти и ПНГ. В результате исследований выявлено, что CO₂ является более эффективным агентом в сравнении с ПНГ. Однако, реализовать закачку CO₂ без его доступного источника достаточно сложно.

Исследования выполнены на модели тонкой трубке согласно авторитетным методикам. Изменение составов и свойств рекомбинированных проб не оказало значительного влияния на результаты исследований. По результатам интерпретации и обработки полученных данных получена величина МДС для пластовой нефти и ПНГ.

В результате применения распространённых корреляционных зависимостей для прогнозирования МДС для пластовой нефти и CO₂ получены результаты, не противоречащие результатам исследований. Однако, важно отметить, что применение такого метода прогнозирования требует тщательного анализа условий применимости. Наилучшей практикой будет сравнение объекта исследований типичного флюида из подвыборки, по которой построена корреляция.

Благодарность

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

1. Кобяшев А.В., Пятков А.А., Захаренко В.А., Громова Е.А., Долгов И.А. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири // *Экспозиция Нефть Газ*. 2021. № 4. С. 35–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38.
2. Муслимов Р.Х. *Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности* / Р.Х. Муслимов // Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 277 с.
3. Полищук А.М., Хлебников В.Н., Губанов В.Б. Использование slim-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами. Часть 1. Методология эксперимента // *Нефтепромышленное дело*. 2014. № 5. С. 19–24.
4. Alston R.B., Kokolis G.P., James C.F. CO₂ Minimum Miscibility Pressure: A Correlation for Impure CO₂ Streams and Live Oil Systems // *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1985. № 02 (25). С. 268–274.
5. Cronquist C. Carbon dioxide dynamic miscibility with lightreservoir oils // *Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium*. – Tulsa, Oklahoma, 1978. – P. 28–30.
6. Glaso O. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1985. – Vol. 25, Issue 06. – P. 927–934. DOI: 10.2118/12893-PA.
7. Emera M.K., Sarma H.K. Use of genetic algorithm to estimate CO₂–oil minimum miscibility pressure—a key parameter in design of CO₂ miscible flood // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2005. № 1–2 (46). С. 37–52.
8. Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids* / K.S. Pedersen, P.L. Christensen, J.A. Shaikh, CRC Press, 2015. 462 с.
9. Yelling W. F., Metcalfe R. S. Determination and Prediction of CO₂ minimum Miscibility Pressures // *Journal of Petroleum Technology*. – 1980. – Vol. 32, Issue 01. – P. 160–168. DOI: 10.2118/7477-PA.

ПРОГНОЗ ПОРИСТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Шиверский Георгий Владимирович

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
студент 4, г. Пермь
e-mail: shiverskij.georgij@mail.ru*

Кривошеков Сергей Николаевич

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
молодой ученый, г. Пермь
email: krivoshekov@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, Галкин Сергей Владиславович

Аннотация: В статье были получены значения пористости пород, по данным ГИС. Для этого применяются 4 различных метода регрессии, в том числе, методы машинного обучения. Представлено сравнение методов между собой. Сделаны выводы о возможности и рациональности применения данных моделей на практике.

Ключевые слова: машинное обучение, методы прогнозирования, регрессия, случайный лес, градиентный бустинг, линейная регрессия.

DETERMINATION OF POROSITY IN CARBONATE RESERVOIRS BY MACHINE LEARNING METHODS

Shiverskii Georgii Vladimirovich,

*Perm National Research Polytechnic University,
4th year student, Perm,
shiverskij.georgij@mail.ru*

Krivoshekov Sergej Nikolaevich,

*Perm National Research Polytechnic University,
Young Researcher, Perm,
krivoshekov@gmail.com*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, professor, Sergey Galkin

Abstract: In the article, the porosity values of rocks were obtained, according to GIS data. To do this, 4 different regression methods are used, including machine learning methods. A comparison of the methods among themselves is presented. Conclusions are drawn about the possibility and rationality of using these models in practice.

Keywords: machine learning, forecasting methods, regression, random forest, gradient boosting, linear regression.

Введение. На сегодняшний день область применения машинного обучения представляется крайне обширной, в том числе для решения многих задач в области геологии. Различные методы регрессии, классификации, кластерного анализа, нейронные сети активно внедряются в деятельность геологии [2, 3, 7]. Данные методы позволяют упростить рутинную работу геолога, облегчить интерпретацию геофизических исследований скважин (ГИС), обработку сейсмических данных [6, 8].

Это стало возможно благодаря ряду причин таких как: накопление обширной базы данных ГИС, лабораторных исследований, совершенствование оборудования, оптимизация работы методов машинного обучения, и накопления опыта их применения.

Объектом исследования являются скважины месторождения N (условное название), на котором в 8 скважинах проведен отбор керн и ГИС. Целью работы является прогнозирование параметра пористости для карбонатных коллекторов, по данным ГИС.

В рамках работы проведен прогноз параметра пористости для карбонатных коллекторов, на основе комплекса методов ГИС: индукционный каротаж зондом с вертикальным разрешением 4 фута (AF90, AF30, AF60), каротаж естественной гамма-активности горных пород (GR), кавернометрия

(НСАЛ), термометрия (НТЕМ), фотоэлектрический фактор (РЕFZ), объемная плотность по гамма-гамма плотностному каротажу (RHOZ), каротаж бокового зонда (RLA3, RLA4), доля глин (SHALE). Обучение и тестирование алгоритмов проходило на данных лабораторного исследования керна, параметра пористости (poro). Таким образом создана база данных в которую вошли 8 скважин, соответствующие каждой скважине исследования ГИС относительно глубины, а также результаты керновых исследований, сопоставленные с результатами ГИС по глубине.

Для прогнозирования применялись 4 метода регрессии: линейная, метод лассо, градиентный бустинг (Gradientboost) и случайный лес (RandomForest). Для оценки качества полученных моделей применялись метрики: средняя абсолютная ошибка (MAE), средняя абсолютная ошибка (MAPE), среднеквадратическая ошибка (MSE), коэффициент детерминации (R^2).

Методы регрессии. Для сравнения результатов в исследовании были использованы 4 различных метода регрессии, которые реализовались с помощью языка программирования Python. Далее будут приведены общие описания методов, которые помогут понять в чем их принципиальное различие между собой.

Линейная регрессия является классическим методом регрессионного анализа, который основывается на решении математической задачи подбора таких коэффициентов для уравнения (1)

$$\hat{y} = w_0 + w_1x_1 + \dots + w_nx_n \quad (1)$$

где \hat{y} – предсказываемая величина, w_n – весовой коэффициент n-ого параметра, x_n – n-ая переменная.

При которых среднеквадратическая ошибка будет стремиться к минимальному значению [11].

Линейная регрессия это надежный и простой в исполнении метод статистического анализа, однако линейная регрессия имеет существенные ограничения по применению, например если зависимость имеет нелинейный характер, то модель будет иметь слишком большую ошибку. Также к ограничениям относятся чувствительность метода к выбросам и зависимость от размерности переменных [1].

Метод лассо. В данном методе основой служит преобразование условия метода наименьшего квадрата (МНК), таким образом, чтобы весовые коэффициенты в среднем оказались меньше, чем при оптимизации методом МНК. Смысл такого преобразования заключается в регуляризации классической линейной модели, что позволяет избежать использования неинформативных переменных, что позволяет получить более устойчивое решение [10].

Градиентный бустинг (Gradient Tree Boosting). Это метод, который создает прогнозирующую модель в форме ансамбля слабых алгоритмов прогнозирования, обычно деревьев решений. То есть, решается следующая математическая задача (2):

$$L(x, y) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^N (y_i - a(x_i))^2 \rightarrow \min \quad 2)$$

где $a(x)$ – искомая композиция, то есть сумма из базовых алгоритмов, в данном случае деревьев решений.

Достоинства метода – это: универсальность (алгоритм работает с любыми типами данных), достаточно высокая степень показаний, возможность работы при малом количестве наблюдений.

Недостатками являются: высокая восприимчивость к выбросам, склонность к переобучению, низкая скорость обработки данных [12].

Метод случайного леса (RandomForest). Данный метод также базируется на методе дерева принятия решений, однако данный метод использует другие концепции для прогнозирования данных:

1. Случайная выборка образцов из набора данных при построении деревьев.
2. При разделении узлов выбираются случайные наборы параметров.

Также при обучении модели используется бутстреппинг, который позволяет повторно использовать образцы, случайно сгенерированные, из набора данных для обучения деревьев. После того, как все деревья получают прогнозируемую величину, то полученные данные усредняются, что называется бэггинг.

Второй принцип заключается в определении параметров для разделения узла деревьев, базово это значение равняется квадратному корню из количества параметров, данный подход позволяет обеспечить фильтрацию «шумов» при усреднении полученных данных, что обеспечивает устойчивость модели.

Достоинствами случайного леса являются высокая точность, низкая склонность к переобучению, низкая подверженность к выбросам

Недостатками же являются: невозможность визуализации и низкая скорость обработки информации [13].

Методы ГИС. Для обучения и предсказания в модели использовали данные, полученные методами ГИС, перечисленные выше, однако для оценки исходных данных следует дать краткую характеристику каждому из методов.

Индукционный каротаж является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. ИК выгодно отличается от каротажа обычными зондами и от бокового каротажа тем, что применим не только в скважинах, заполненных промывочной жидкостью (проводящей ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом. Замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость аналогично кажущемуся удельному сопротивлению. Размерность параметров, полученных данным методом [Ом*м].

Гамма-каротаж позволяет проводить измерения интенсивности естественного γ -излучения пород вдоль ствола скважины. Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора γ -излучения, расположенного в глубинном приборе. Размерность параметра [API].

Кавернометрия – метод определения диаметра скважины, в результате чего получается оценить отклонение фактического диаметра скважины от долота, которым она бурилась. Данный метод позволяет оценить литологические характеристики пород. Размерность параметра [мм] [4].

Термометрия – измерение температуры по стволу скважины. Измерение абсолютных значений температуры в функции глубины и времени производится для решения следующих задач: определения основных геотермических параметров, тепловой характеристики пород, изучения технического состояния скважин. Размерность параметра [°C].

Фотоэлектрический фактор – интегральная часть энергетического окна плотностного каротажа. В то время как традиционный компенсированный плотностной метод целиком основан на комптоновском рассеянии гамма-лучей электронами, лито-плотностное измерение основывается как на комптоновском рассеянии, так и на фотоэлектрической абсорбции гамма-лучей электронами. Фотоэлектрический эффект наблюдается при столкновении гамма-лучей с электронами и их последующем поглощении, так что вся их энергия переходит к электронам. Данный метод позволяет проводить литологическую идентификацию, дифференциацию и идентификацию глинистых минералов. Размерность параметра [барн/электрон].

Плотностной гамма-гамма-каротаж. Измерение характеристик полей рассеянного γ -излучения, возникающего при облучении горных пород источником γ -квантов вдоль ствола скважины. Данный метод позволяет дифференцировать породы по плотности. Размерность параметра [г/см³].

Боковой каротаж. Подбоковым каротажом (БК) понимают каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока. Он является разновидностью каротажа по методу сопротивления с использованием зондов, в которых электрическое поле, создаваемое ими, является управляемым. Размерность параметра [Ом*м] [5].

Доля глини – определяется по уже проведенному комплексу ГИС, и является косвенной величиной, измеряется в [%], и характеризует концентрацию глинистого материала в объеме породы.

Результаты исследования. Методы реализовывались с помощью языка Python и библиотек scikit-learn, pandas, NumPy. Предварительно данные были подготовлены. Удалены все пустые значения параметров (NaN) из выборки, которые могут нарушить ход алгоритма.

Для методов градиентного бустинга и случайного леса в выборку параметров на основе которых осуществлялся прогноз выбраны те, которых характеризуются наибольшей значимостью (рис. 1). По результатам исключались параметры, которые имеют значение важности менее 0,02, это позволило ускорить процесс расчета без значительных потерь в точности прогнозирования. Определение параметра делалось с использованием функции `feature_importances_`, которая реализуется на базе библиотеки scikit-learn [9]. Важность переменной определяется как нормализованное общее снижение критерия, приносимого этим признаком. Основой для этого служит коэффициент Джинни.

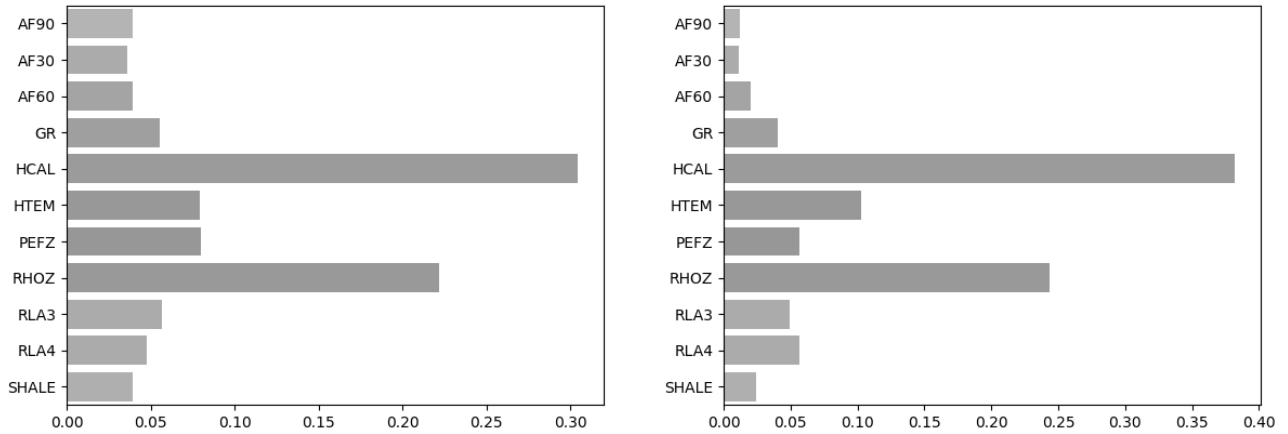


Рис. 1. Значимость параметров при определении значения рога, методом случайного леса (справа) и градиентного буста (слева)

Для каждого из методов были получены значения, характеризующие качество полученных моделей, и их отличие от тестовых величин параметра (таблица 1).

Таблица 1

Сравнение характеристик качества моделей

Параметр/метод	Линейная регрессия	Регрессия методом Лассо	Градиентный бустинг	Случайный лес
MAE	2,41	2,43	1,78	1,75
MAPE	1,02	1,03	0,60	0,57
MSE	11,03	11,46	6,64	6,47
R ²	0,30	0,27	0,58	0,59

Как видно из полученной таблицы наиболее качественный прогноз пористости был получен с помощью метода случайного леса, поскольку он имеет наибольший коэффициент детерминации и наименьшие значения ошибок. Однако стоит отметить, что градиентный бустинг имеет схожие значения и небольшое расхождение с случайным лесом.

Так или иначе, видно, что линейные методы регрессии сильно уступают методам машинного обучения.

Для визуализации полученных данных, приводится рисунок 2, на котором видно распределение прогнозных параметров относительно тестовой выборки.

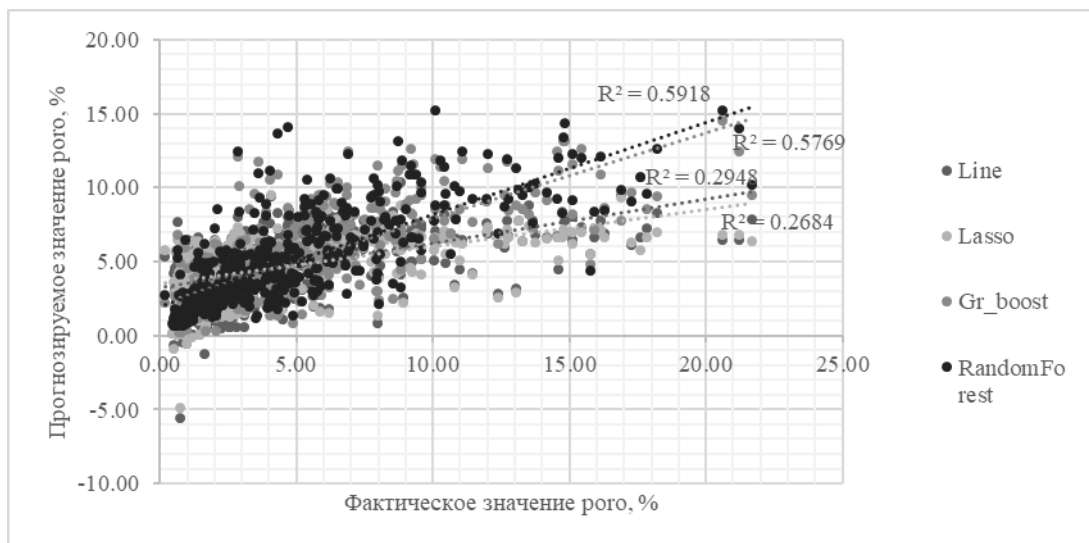


Рис. 2. Распределение предсказанных параметров относительно тестовой выборки

Таким образом, в ходе работы проведена оценка применимости алгоритмов машинного обучения для решения задач прогноза пористости на основе методов ГИС. Отмечается, что алгоритмы градиентного бустинга и случайного леса позволяют достаточно достоверно прогнозировать значения пористости, которые определены прямым методом на образцах керн. Также применение данных методов позволило улучшить прогнозную точность в сравнении с принятыми значениями пористости по ГИС (Нейтронный каротаж), где коэффициент детерминации составил 0.51. В качестве дальнейших исследований авторы рассматривают возможность прогноза пористости отдельно по каждой скважине, что позволит ещё улучшить качество метрик, однако вероятно снизит универсальность модели. Значительный интерес дальнейших исследований также представляют прогноз проницаемости и петротипов на основе комплекса ГИС.

Благодарности

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).

Литература

1. Галкин В. И., Козлова И. А., Растегаев А. В., Ванцева И. В., Кривошеков С. Н., Воеводкин В. Л. К методике оценки перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии по характеристикам локальных структур // *Нефтепромысловое дело*. 2010. N 7. С. 12-17.
2. Галкин С. В., Кочнев А. А., Кривошеков С. Н. [и др.] Изучение неоднородности и анизотропии проницаемости сложно построенного карбонатного резервуара // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2023. N 3(375). С. 25-32. doi: 10.33285/2413-5011-2023-3(375)-25-32. EDN TTZGXE.
3. Козырев Н. Д. и др. Уточнение куба проницаемости геолого-гидродинамических моделей в условиях различного объёма исходных данных // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2021. N 5. С. 24-29.
4. Косков В.Н. Теоретические основы дисциплины «Геофизические исследования скважин» и методика выполнения квалификационных работ: учеб.-метод. пособие // Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2016. 121 с.
5. Косков В. Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие // Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. 317 с.
6. Расторгуев М. Н. Использование дискриминантного анализа для интерпретации данных газового каротажа на примере Павловского нефтяного месторождения // *Недропользование*. 2019. Т. 19. N 1. С. 39-55.
7. Шиверский, Г. В., Кривошеков С. Н. Перспективы применения методов искусственного интеллекта в нефтегазовой геологии // *Master's Journal*. 2022. N 2. С. 57-67. EDN MXLKEW.
8. Щербенев А. В. Использование вероятностно-статистических методов для деления пород на проницаемую и непроницаемую части (на примере терригенных отложений визейского яруса Софийского месторождения) // *Недропользование*. 2017. Т. 16. N 1. С. 14-22.
9. Scikit-learn: Машинное обучение на Python. Feature importances with a forest of trees [Электронный ресурс]. URL: https://scikit-learn.org/stable/auto_examples/ensemble/plot_forest_importances.html (дата обращения: 31.03.2023)
10. Scikit-learn: Машинное обучение на Python. 1.1. Linear Models. 1.1.3. Lasso. [Электронный ресурс]. URL: https://scikit-learn.org/stable/modules/linear_model.html#lasso (дата обращения: 31.03.2023)
11. Scikit-learn: Машинное обучение на Python. 1.1. Linear Models. 1.1.1. Ordinary Least Squares [Электронный ресурс]. URL: https://scikit-learn.org/stable/modules/linear_model.html#linear-models (дата обращения: 31.03.2023)
12. Scikit-learn: Машинное обучение на Python. sklearn.ensemble.GradientBoostingRegressor [Электронный ресурс]. URL: <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.ensemble.GradientBoostingRegressor.html> (дата обращения: 31.03.2023)
13. Scikit-learn: Машинное обучение на Python. sklearn.ensemble.RandomForestRegressor [Электронный ресурс]. URL: <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.ensemble.RandomForestRegressor.html#sklearn.ensemble.RandomForestRegressor> (дата обращения: 31.03.2023)

УЧЕТ ВТОРИЧНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ РИФОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. А. АЛАБУШИНА

Ширинкин Дмитрий Олегович

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
аспирант 1 года обучения, г. Пермь, e-mail: shirinkindo.40@mail.ru*

Научный руководитель: к.т.н, доцент, Кривошеков Сергей Николаевич

Аннотация: рифовые отложения нижнего фамена месторождения им. А. Алабушина характеризуются высокой неоднородностью распределения фильтрационных характеристик, обусловленной вторичными изменениями, а именно, наличием трещин и карстовых полостей в теле породы. Данные особенности строения продуктивных отложений ключевым образом влияют на перераспределение фильтрационных потоков в пласте, что существенно сказывается на процессе разработке месторождения. В данной работе произведен учет влияния вторичных преобразований карбонатов на перераспределение фильтрации в пласте при помощи комплексирования данных исследований полноразмерного керна и пространственного распределения областей наименьшей когерентности отражений сейсмических волн.

Ключевые слова: проницаемость, карбонатный коллектор, петрофизическая зависимость, трещиноватость, карст, гидродинамическое моделирование.

CONSIDERATION OF SECONDARY CHANGES IN REEF SEDIMENTS IN THE GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL MODEL OF THE A. ALABUSHIN OILFIELD

Dmitry Shirinkin,

Perm National Research Polytechnic University,

1-year Post-Graduate Student, Perm, e-mail: shirinkindo.40@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Reader, Sergey Krivoschekov

Abstract: reef sediments of the lower famenian of the A. Alabushin field are characterized by high heterogeneity of filtration characteristics distribution, caused by secondary changes, namely the presence of fractures and karst cavities in the rock body. These features of productive sediments structure have a great impact on redistribution of filtration flows in the reservoir, which significantly affects the process of field development. This work takes into account the influence of secondary carbonate transformations on reservoir filtration redistribution by combining full-size core data and the spatial distribution of areas of least coherence of seismic wave reflections.

Keywords: permeability, carbonate reservoir, petrophysical dependence, fracturing, karst, hydrodynamic modeling.

Месторождение им. А. Алабушина располагается на территории Усинского района Республики Коми, в 50 км к северо-западу от г. Усинска, входит в состав Тимано-Печорской провинции и тектонически приурочено к Денисовской впадине. По количеству извлекаемых запасов относится к категории средних. Промышленные залежи нефти установлены в объеме елецких и задонских рифовых отложений.

Карбонатные породы задонского и елецкого возрастов месторождения им. А. Алабушина характеризуются высокой неоднородностью распределения фильтрационных характеристик в объеме залежи, обусловленной наличием трещин и карстовых полостей в теле породы, образованных в ходе вторичных изменений [1]. Данные особенности строения продуктивных отложений оказывают высо-

кое влияние на перераспределение фильтрационных потоков в пласте, что существенно сказывается на процессе разработке месторождения [2].

С целью уточнения распределения фильтрационных характеристик в объеме геолого-технологической 3-D модели и, как следствие, повышения прогнозной способности, был создан куб проницаемости с учетом пространственного распределения развития карстовых процессов.

Для получения куба аномалий, связанных с развитием карстовых процессов, в целевом интервале по суммарному сейсмическому кубу рассчитан атрибут «Variance», позволяющий выявить области наименьшей когерентности отражений, который в спокойных тектонических условиях может отражать развитие карстовых процессов. Данный атрибут рассчитан во временной области, поэтому для его интеграции в геологическую модель потребовалось время-глубинное преобразование. Конвертация в глубинный домен выполнена с помощью скоростной модели, построенной в программном комплексе Petrel с использованием актуальных структурных построений и пикировок соответствующих отражающих горизонтов.

Локальное повышение фильтрационных характеристик породы было учтено путем увеличения проницаемости, которая рассчитывалась по другим петрофизическим зависимостям, выделенных при помощи анализа результатов лабораторных исследований полноразмерных образцов керна, отобранных при бурении 5 скважин месторождения им. А. Алабушина.

В ходе анализа полноразмерных образцов керна сотрудниками отдела лабораторных исследований керна были выявлены образцы, на которых отмечались следы вторичных преобразований, а именно: трещины и каверны. В ходе анализа образцы керна, которые однозначно определены как кавернозные, трещинные, либо без видимых вторичных изменений, были отсортированы на соответствующие группы, на основе которых была построена зависимость проницаемости от пористости для данных образцов (рис. 1).

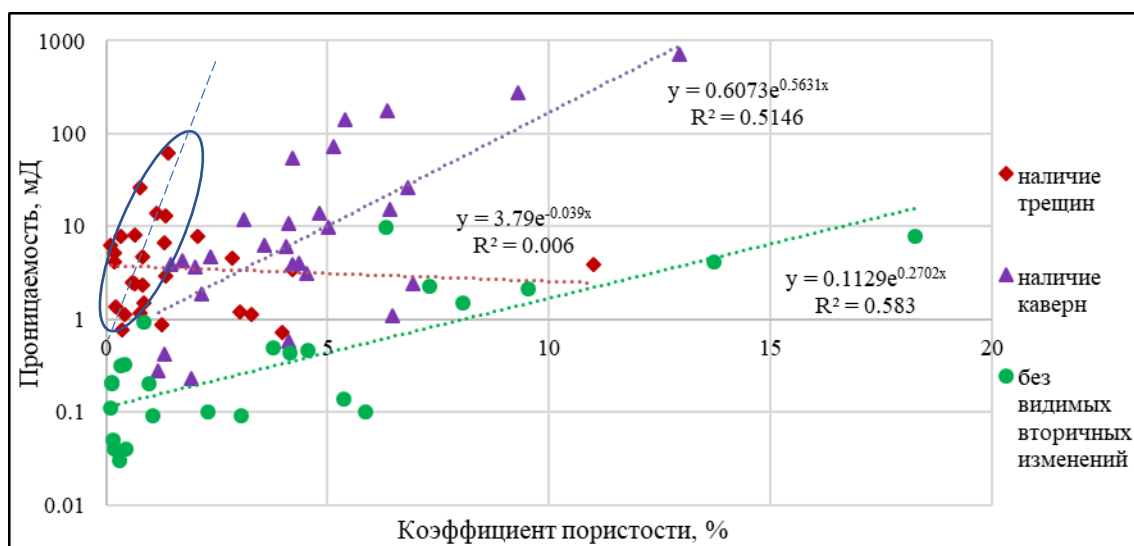


Рис. 1. Зависимость проницаемости от пористости для образцов керна, однозначно определенных как кавернозные, трещинные, либо без видимых вторичных изменений

На рисунке 1 отмечается, в корреляционном поле данные образцы достаточно отчетливо кластеризуются, что говорит о взаимосвязи между вторичными преобразованиями породы и ее фильтрационно-емкостными характеристиками [4]. Однако, наблюдается проблема с выделением класса образцов с наличием трещин, которые характеризуются высокой дисперсией, обусловленной наличием залеченных и низкопроводящих трещин в отдельных образцах. В то же время, отчетливо прослеживается основное облако трещинных образцов (на рисунке выделено синим овалом), которое можно использовать в качестве основополагающего тренда для данного класса.

На следующем этапе в выборку добавлены оставшиеся образцы и произведена кластеризация керновых экземпляров, согласно ранее намеченным трендам. Отношение образца к тому или иному классу проводилось по минимальной сумме относительных квадратических отклонений (СОКО) пористости и проницаемости от намеченных трендов (формула ниже).

$$СОКО = \left(\frac{K_{п'} - K_{п}}{\Delta K_{п}} \right)^2 + \left(\frac{K_{пр'} - K_{пр}}{\Delta K_{пр}} \right)^2,$$

где K_p' – значение пористости, рассчитанное по петрофизическим зависимостям, полученным на основании выявленных трендов;

K_p – лабораторная пористость образца;

ΔK_p – размах лабораторной пористости ($\max K_p - \min K_p$);

K_{pr}' – значение проницаемости, рассчитанное по петрофизическим зависимостям, полученным на основании выявленных трендов;

K_{pr} – лабораторная проницаемость образца;

ΔK_{pr} – размах лабораторной проницаемости ($\max K_{pr} - \min K_{pr}$).

Таким образом, на основании прямых исследований зерна, все полноразмерные образцы зерна были распределены 3 класса, характеризующиеся отличительными петрофизическими характеристиками (среднее отношение проницаемости к пористости для 1 класса составляет 0,4 ед., для 2 класса – 5,5 ед., для 3 класса – 26,9 ед.), для каждого из которых получена своя зависимость «проницаемость-пористость». Результат кластеризации по минимальной сумме относительных квадратических отклонений представлен на рисунке 2.

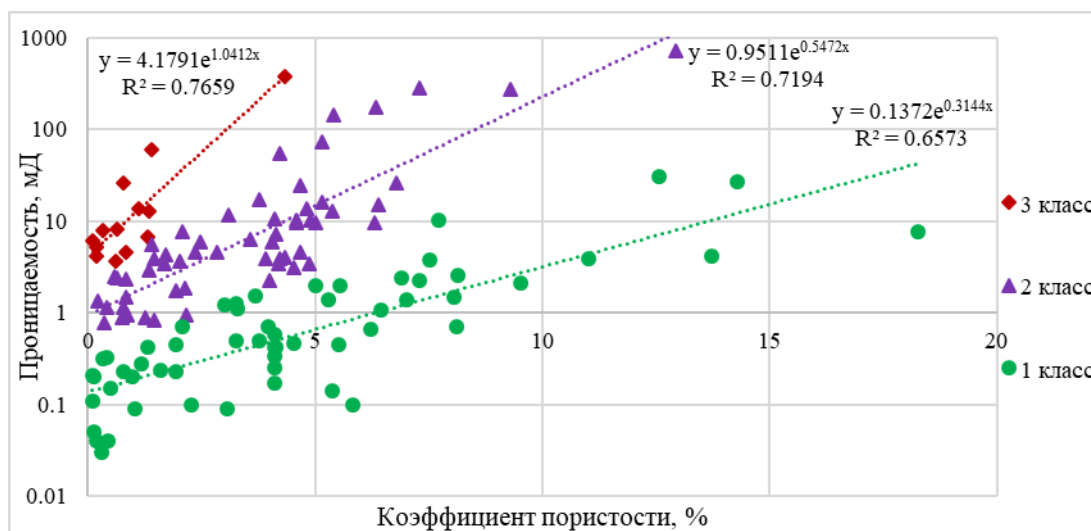


Рис. 2. Зависимость проницаемости от пористости для всех образцов зерна, распределенных на 3 петрофизических класса

Далее с целью распределения петрофизических классов, непрерывный куб «карста» необходимо привести к дискретному виду, где 0 – отсутствие «карста», 1 – наличие «карста». Поскольку «карст» характеризует увеличение ФЕС породы вследствие вторичных преобразований, граничное значение было выбрано исходя из полноразмерных образцов зерна. 45 % образцов имеют увеличенные ФЕС вследствие вторичных преобразований, исходя из чего логично предположить, что такая же доля ячеек, характеризующиеся наиболее высокими значениями «карста», также должны иметь увеличенные фильтрационные характеристики, путем пересчета проницаемости по зависимостям, определенных для 2 и 3 классов. Исходя из этого логического суждения, граничное значение, для выделения дискретного куба карста, было принято, равным 0,009 д. ед. (рис. 3).

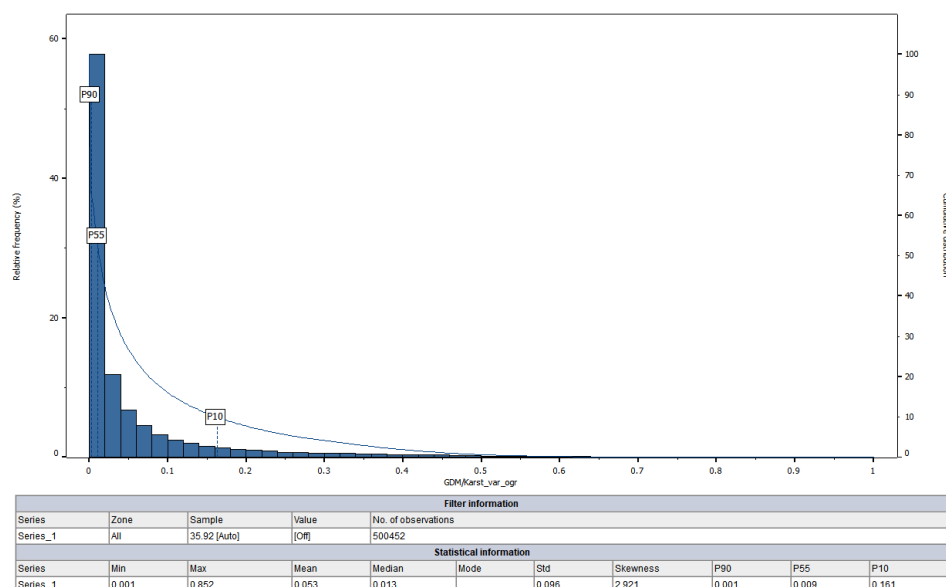


Рис. 3. Гистограмма распределения значений «карста»

Далее рассчитан куб проницаемости с учетом распределения «карста». В объеме модели, не занятой «карстом», проницаемость рассчитана по петрофизической зависимости для 1 класса, характеризующим породу, не подверженную вторичным изменениям. В объеме «карста» в коллекторе проницаемость рассчитана по петрофизической зависимости для 2 класса, в объеме «карста» в «неколлекторе» по петрофизической зависимости для 3 класса, т.к. фильтрация в «неколлекторе» происходит, в первую очередь, по трещинам, появление которых не сопровождается увеличением пустотного пространства породы.

Далее были проведены воспроизведения истории разработки месторождения в гидродинамическом симуляторе с использованием модифицированного и стандартного кубов проницаемости. В ходе сравнения произведенных расчетов было выявлено: модель с использованием модифицированного куба проницаемости показала лучшую сходимость расчетных и фактических основных показателей разработки месторождения (табл. 1). Это говорит о том, что распределение проницаемости, полученной благодаря взаимоувязке керновых и сейсмических данных, в большей степени отражает фактическую работу скважин месторождения им. А. Алабушина, нежели распределение проницаемости, полученное стандартными методами [3].

Таблица 1

Сравнение отклонений расчетных отборов жидкости, нефти и воды с использованием стандартного и модифицированного кубов проницаемости после 1 итерации адаптации

	Отклонение жидкость, %	Отклонение нефть, %	Доля отобранной воды, %	
			Факт	Расчет
Стандартный куб проницаемости	86.1	84.4	11.3	1.0
Модифицированный куб проницаемости	60.6	60.9	11.3	12.0

Заключение

В ходе работы был проведен анализ лабораторных исследований полноразмерного керна месторождения им. А. Алабушина и выявлены 3 петрофизические зависимости «проницаемость-пористость», соответствующие образцам без вторичных изменений, а также образцам, подверженным трещино- и кавернообразованию. После чего, полученные петрофизические зависимости были распределены согласно развитию областей наименьшей когерентности отражений сейсмических волн, характеризующие зоны подверженные карстообразованию, и рассчитан модифицированный куб проницаемости. Далее воспроизведена история разработки месторождения с использованием модифицированного и стандартного кубов проницаемости в гидродинамическом симуляторе и выявлено, что сходимость основных расчетных и фактических показателей разработки выше с использованием модифицированного куба. Это означает, что модель фильтрации, полученная в ходе данной работы, в

большей степени подтверждается фактической работой скважин месторождения. Отсюда следует: применение методики, описанной выше, сократит время адаптации гидродинамической модели на историю разработки, а также повысит качество прогнозных расчетов.

Благодарности

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Литература

1. Кривошеков, С. Н. Дифференциация петрофизических типов коллекторов нижнефаменской залежи Тимано-Печорской провинции по гидравлическим единицам потока / С. Н. Кривошеков, Д. О. Ширинкин // Вестник Пермского университета. Геология. – 2022. – Т. 21, № 3. – С. 282-291. – DOI 10.17072/psu.geol.21.2.282. – EDN FJONHW.
2. Kozyrev N.D., Kochnev A.A., Mengaliev A.G. et al. Refinement of the geological and hydrodynamic model of a complex oil reservoir by means of a comprehensive data analysis. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*. 2020. Vol. 331 (10), pp. 164-177. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2866.
3. Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Mengaliev A.G. Modification of Permeability Cube of Geologic and Hydrodynamic Model Under Various Volumes of Input Data. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2022. 988 (4). Paper № 042020. DOI: 10.1088/1755-1315/988/4/042020.
4. Putilov I., Kozyrev N., Demyanov V. et al. Factoring in Scale Effect of Core Permeability at Reservoir Simulation Modeling. *SPE Journal*. 2022. Vol. 27 (4), pp. 1930-1942. DOI: 10.2118/209614-PA

ПОСТУЛАТЫ ОСАДОЧНО-МИГРАЦИОННОЙ ТЕОРИИ НА ПРИМЕРЕ ОПИСАНИЯ НЕФТЯНОЙ СИСТЕМЫ ЛА ЛУНЫ МАРАКАЙБО

Юрин Данил Альфредович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант I курса года обучения, г. Пермь
e-mail: danilurin39307@gmail.com*

Красильников Виталий Павлович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
старший преподаватель кафедры региональной и нефтегазовой геологии, г. Пермь
e-mail: trait969@gmail.com*

*Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, зав. кафедры региональной и нефтегазовой геологии
Кожевникова Елена Евгеньевна*

Аннотация: в статье рассматриваются постулаты осадочно-миграционной теории на примере описания нефтяной системы Ла Луна Маракайбо. В процессе работы была выделена нефтегазоматеринская свита Ла Луна, коллекторы, флюидоупоры, пути миграции нефтяной системы Ла Луна Маракайбо. Рассмотрен основной комплекс месторождений – группа месторождений Боливар. Были сделаны выводы о взаимосвязи утверждений осадочно-миграционной теории и концепции нефтяных систем в процессе обнаружения и открытия залежей.

Ключевые слова: нефтяная система, нефтегазоматеринская свита Ла Луна, группа месторождений Боливар, Маракайбский нефтегазоносный бассейн, залежи углеводородов, коллекторы, флюидоупоры, пути миграции.

POSTULATES OF THE SEDIMENTARY-MIGRATION THEORY ON THE EXAMPLE OF THE DESCRIPTION OF THE PETROLEUM SYSTEM OF LA LUNA MARACAIBO

Yurin Danil Alfredovich,

*Perm State University
1st year Master's Degree Student, Perm
e-mail: danilurin39307@gmail.com*

Krasilnikov Vitaly Pavlovich

*Perm State University
Senior Lecturer of the Department of Regional and Oil and Gas Geology, Perm
e-mail e-mail: trait969@gmail.com*

*Research supervisor: Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, associate Professor Head
of the Department of Regional and Oil and Gas Geology
Kozhevnikova Elena Evgenievna*

Abstract: The article discusses the postulates of sedimentary migration theory on the example of the description of the La Luna Maracaibo oil system. In the process of work, the La Luna oil and gas mother formation, reservoirs, fluid barriers, and migration routes of the La Luna Maracaibo oil system were identified. The main complex of deposits – the Bolivar group of deposits – is considered. Conclusions were drawn about the relationship between the statements of sedimentary migration theory and the concept of oil systems in the process of discovery and discovery of deposits.

Keywords: petroleum system, La Luna oil and gas source suite, Bolivar group of fields, Maracaibo oil and gas basin, hydrocarbon deposits, reservoir, seal, migration routes.

Введение. При поисках месторождений углеводородов большое внимание для снижения риска неудачного прогнозирования уделяется многочисленным факторам. К таким факторам относятся: степень катагенетической преобразованности органического вещества, тип ловушки, количество ло-

вушек, прослеживание путей миграции, наличие и тип коллекторов, их фильтрационно-ёмкостные свойства, наличие флюидоупоров и т.п. При изучении больших (и не только) месторождений рассматривать каждый отдельно взятый фактор становится достаточно проблематично, поэтому нужна определённая степень систематизации. Именно поэтому в конце 20 века американские ученые ввели концепцию «нефтяная система».

Концепция нефтяных систем включает в себя такие элементы как нефтегазоматеринские породы, пути миграции, зоны аккумуляции. Процессы, формирующие нефтяную систему: формирование ловушки, генерация, миграция, аккумуляция. Современное определение нефтяной системы звучит следующим образом: это система, включающая нефтегазоматеринскую породу, генетически связанную с ней нефть, газ и другие углеводороды, а также все сопутствующие элементы и процессы, необходимые для существования залежей [1,2].

Выделение нефтяных систем сформулировано на основе положений осадочно-миграционной теории. Основные аргументы в пользу осадочно-миграционной теории это:

- Вся флора и фауна в истории развития Земли состоит из углерода и водорода
- В любой нефти находятся биомаркеры (хемофоссилии) – продукты, образованные в результате исходных молекул органического вещества
- Все живые вещества содержат азот, следовательно, в небольших количествах в нефти азот тоже содержится
- Нефти по своей природе оптически активные соединения [2].

Концепция, новый подход к поискам углеводородов на основе выделения нефтяных систем является универсальным. Она может быть применима к любой территории, вне зависимости от геологических, геохимических, географических и других условий. Главное условие – наличие углеводородов, при обнаружении этих полезных ископаемых, в результате геолого-геохимических исследований, можно установить наличие нефтяной системы.

Нефтяные системы распространены по всей Земле. В Южной Америке крупной нефтяной системой мирового значения является Ла Луна Маракайбо, относящаяся к нефтяному бассейну Макарайбо. Материнской толщей является формация Ла Луна, которая генерировала большее количество залежей нефти в этом регионе. Нефтяной бассейн озера Маракайбо расположен к северо-западу от Венесуэлы и распространяется на всю площадь, занимаемую озером и слегка волнообразными территориями, которые его окружают. В геологическом плане бассейн представляют собой синклинальную впадину. Его протяженность оценивается в 47705 км² [4]. Он образовывался в результате чередования процессов трансгрессии и регрессии; бассейн постепенно опускался, а большое количество осадков преимущественно морского происхождения накапливались в нём. Постепенно из этих осадков образуется как нефтегенерирующая толща, так и породы коллекторы. Бассейн ограничен горами, что препятствовало процессам физического и химического разрушения пород. Нефтяной бассейн Маракайбо не такой крупный, как другие нефтяные системы мирового значения, но уникальность геологических условий формирования, высокое содержание углеводородов и небольшая площадь распространения делает его очень востребованным как для научного изучения, так и для промышленной эксплуатации.

Нефтяная система Ла Луна Маракайбо. Нефтегенерирующая формация Ла Луна является самой продуктивной формацией в бассейне Маракайбо. В стратиграфическом отношении нефтематеринская формация Ла Луна относится к меловой системе (рисунок 1).

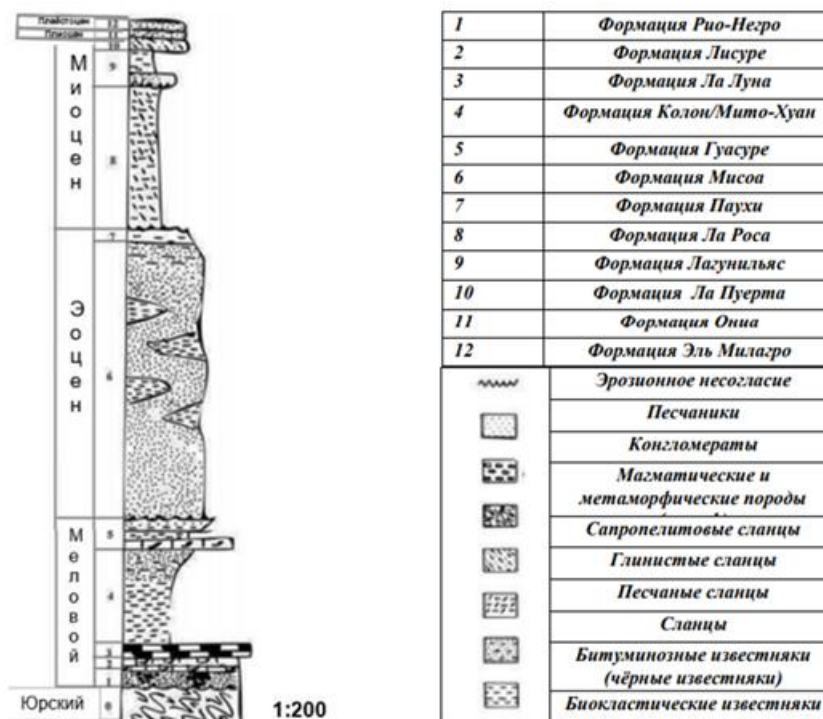


Рис. 1. Стратиграфическая колонка юго-восточной области Суэты, бассейн Маракайбо – Венесуэла [5]

Она сложена верхнемеловыми морскими карбонатными породами (пластовыми плотными известняками, битуминозными известняками тёмно-серого до чёрного цвета, участками содержащих прослой чёрных известковистых глин) сеноман-кампанского возраста.

Формирование породы шло в период от позднего мела до палеоцена, в палеогеографическом отношении битуминозные известняки формировались в зоне пассивной окраины, от шельфа до склона. В раннем эоцене столкновение Карибской и южноамериканской плит образовало асимметричный клин речно-дельтовых эоценовых пород. Исходные породы мелового периода были погребены на глубине 5 км в северо и северо-восточной части бассейна Маракайбо и достигли подходящих термобарических условий, соответствующих главной зоне нефтеобразования, то есть “нефтяного окна”. Начало образования нефтяного окна в этот период было при относительно не высоких значениях термической зрелости (10 единиц по ПР), в то время как пик нефтеобразования был при значениях ПР = 35 единицам. Исследования проводились методом Rock-Eval посредством пиролиза нефтяных компонентов [6].

В центральной части бассейна Маракайбо образовалась впадина, контролируемая реактивированными юрскими разломами, простирающимися с севера на северо-восток. Сдвиговые разломы обеспечивали вертикальные пути миграции углеводородов из меловых пород-источников (формация Ла-Луна) в вышелегающие пески-коллекторы эоцена [5].

В период с позднего эоцена до олигоцена большая часть бассейна Маракайбо и подверглась эрозии в результате изостатического восстановления. Этот период восстановления и эрозии продолжался примерно 20 млн. лет в центральных частях бассейна и характеризуется частичной миграцией углеводородов на поверхности и их рассеиванию.

В период развития бассейна от миоцена до голоцена формировалась синклиналь Маракайбо, простирающаяся с севера на юг. В раннее миоценовое время наблюдается инверсия эоценовых структур в центральной части бассейна. В отличие от эоцена изменениям в неогене подверглась южная часть бассейна Маракайбо, в которой континентальные фации вытягиваются на восток и северо-восток, образуя крупные стратиграфические ловушки [3].

Флюидоупоры нефтяной системы Ла Луна Маракайбо прослеживаются в различных стратиграфических единицах. Битуминозные известняки сеноман-кампанского возраста являются как нефтегазогенерирующей породой, так и подстилающей породой, потому что содержат глинистые частицы. В отложениях палеогеновой и неогеновой системы по разрезу выделяются глинистые, алевролитистые слои, которые выполняют функции породы-экрана. Они чаще всего приурочены к антиклинальным структурам. В результате образуются сводовые ловушки. В роли породы-экрана выступают также стратиграфические несогласия. В раннее миоценовое время наблюдалась инверсия эоценовых

структур, вследствие чего происходило движение, ещё до конца не сформировавшейся синклинали Маракайбо. Этими движениями были созданы крупные стратиграфические ловушки.

Залежи углеводородов находятся в ловушках, приуроченных в стратиграфическом плане к разновозрастным отложениям. Нефтеносные породы представляют собой широкий спектр пород-коллекторов по всему бассейну Маракайбо, начиная от метаморфических пород и заканчивая преимущественно мелкозернистыми, неуплотненными миоценовыми породами. В таблице представлены основные породы-коллекторы нефтяной системы Ла Луна Маракайбо.

Таблица

Породы – коллекторы нефтяной системы Ла Луна Маракайбо

Возраст отложений	Порода	Тип коллектора	Тип ловушки	Тектонический элемент	Особенности
Субэоценовые (верхний мел, палеоцен)	Известняк, песчаник	Трещиноватый, гранулярный	Структурные, стратиграфические	Разломы	Породы, связанные с реактивацией сдвига с севера на юг, с северо-запада на юго-восток и толчков, связанных с подъемом Мерида Анды
Эоценовые	Песчаник (речной, дельтовый)	Гранулярный	Структурные	Антиклинали	Наиболее плодотворные, структурные ловушки, связанные с антиклиналями (например, разломы Икотеа и Пуэбло)
Миоценовые	Песчаник (речной)	Гранулярный	Стратиграфически экранированные	Антиклинали	Образуют стратиграфические клинья под эоценовым несогласием, нефть вырвалась на поверхность и образовала просачивания, где не было структурных или стратиграфических ловушек

Геолого-геохимические исследования показывают, что формация Ла Луна является источником 98 % от общих запасов нефти, обнаруженных в бассейне Маракайбо. Среднее содержание органического углерода в нефтематеринских породах Ла Луны составляет 5,6 %. Максимальное значение содержания органического углерода в некоторых частях бассейна доходит до 16,7 %. При движении в юго-западном направлении содержание органического углерода падает до 4,3 % [5].

В геохимическом плане органическое вещество горных пород толщи Ла Луна представлено керогеном второго типа. Кероген преимущественно морского происхождения (сапропелевое органическое вещество), который состоит из остатков фито и зоопланктона, образованного в восстановительной обстановке. Отношение водорода к углероду (H/C) составляет около 1,5. В начале двадцатого века был проведён термический анализ горных пород в пределах бассейна Маракайбо. Значение теплового потока во время образования нефтегазогенерирующей толщи Ла Луна составляло 50-60 мВт/м².

В центральной части бассейна имеется группа крупных месторождений, которую называют прибрежный комплекс Боливар, данные месторождения образовались в результате деятельности рассматриваемой нефтяной системы

Месторождения (группа месторождений) Боливар. Прибрежное месторождение Боливара (рисунок 2) – крупнейшее нефтяное месторождение в Южной Америке с его 6000-7000 скважинами и лесом связанных вышек, простирающееся на пятьдесят шесть километров вдоль северо-восточного побережья озера Маракайбо [3]. Они образуют гигантское месторождение с нефтью высокой плотности – 22 градуса по API. По геохимическим исследованиям нефти тяжёлые, вязкие, с плотностью из основных продуктивных горизонтов 870–990 кг/м³ (палеоген – неоген) и 810–860 кг/м³ (мел); содер-

жание серы 1,4–5,5 %. Растворённый газ кайнозойских отложений зоны Боливар жирный, так как в нём содержится до 16 % высших гомологов метана [7].

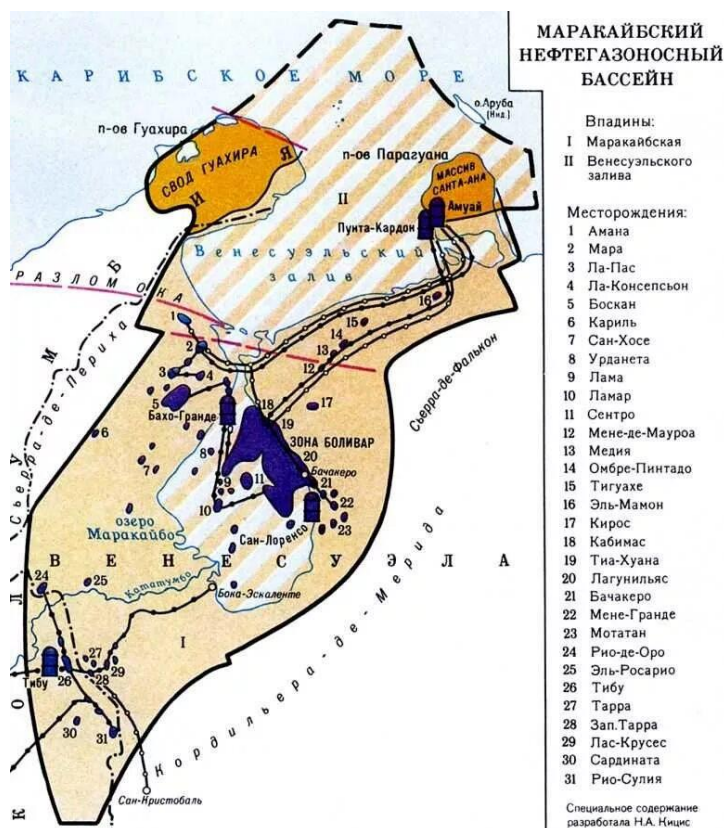


Рис. 2. Нефтегазоносность Маракайбского нефтегазоносного бассейна

Залежи нефти на глубине от 160 до 4500 м (данные достаточно приблизительные и в зависимости от источника информации глубины изменяются от 160 до 300 метров и от 4500 до 5600 метров). Запасы нефти шельфа Боливар составляют 8,3 млрд т., из них к группе месторождений Боливар составляют 5,3 млрд т. Оставшиеся запасы относятся к другим месторождениям: Тиа-Хуана – 2,0 млрд т., Бачакеро – 1,6 млрд т., Лагунильяс – 1 млрд т.

На месторождении Боливар Прибрежный установлено более 200 залежей нефти самого различного типа, из которых в конце 70-х годов ежегодно добывалось до 85 млн. т нефти. Основные залежи, которые дают до 80 % добычи, находятся в интервале глубин 170 – 3400 м. Известны крупные залежи в эоценовых породах на глубине свыше 4 км [6].

Согласно список нефтяных месторождений, Прибрежное месторождение Боливара занимает 5-е место в мире по извлекаемой нефти, в прошлом и будущем на уровне 30-32 миллиардов баррелей. Части нефтяного месторождения уже полностью истощены [4].

Заключение. Применяя концепцию нефтяных систем при нефтегазогеологическом районировании, значительно увеличиваются шансы на удачное прогнозирование нефтегазоносных территорий и нефтенасыщенных ловушек для открытия залежей. Оптимизация экономических затрат при поисковом бурении является важной задачей, которая решается при применении нефтяных систем.

Отталкиваясь от нефтегазогенерирующей толщи в процессе изучения нефтяной системы, у исследователя появляется возможность проследить эволюционное развитие района. Установить время генерации углеводородов на основе петрофизических, геохимических данных. Далее изучение геологической истории бассейна осадконакопления (к примеру, в бассейне Маракайбо – чередование процессов трансгрессии и регрессии) поможет исследователю вероятные пути миграции, найти предположительные зоны расположения ловушек, залежей. Процесс изучения нефтяных систем затруднителен из-за невозможности полного и досконального рассмотрения материала, необходимости работать в условиях частичной неопределённости. Для того чтобы уменьшить воздействия этого фактора нужно собирать как можно больше геофизической, геохимической, гидрогеологической и другой геологической информации.

На примере нефтяной системы Ла Луна Маракайбо, которая обладает огромными потенциальными и извлекаемыми запасами “классической” нефти, показано, что процесс образования нефтяной

системы описывает осадочно-миграционная теория. Изучение нефтяной системы начинают с нефтегазогенерирующей породы, в которой высокая концентрация органического вещества. Осадочно-миграционная теория содержит информация об органическом веществе как об основном источнике углеводородов. Все процессы, происходящие в нефтяной системе Ла Луна Маракайбо, соответствуют положениям осадочно-миграционной теории: нефть образовалась абиогенным путём из органического вещества горных пород, потенциал нефтегазоматеринской толщи Ла Луна формировался в диагенезе, а реализовался в катагенезе, соответствующей главной зоне нефтеобразования. Нефтеобразование зависит как от структурных и химических особенностей органического вещества, так и от термобарических условий захоронения и тектонических процессов при генерации, миграции, аккумуляции.

Литература

1. Баженова О.К. «Геология и геохимия нефти и газа» – М.: Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, 2012. – 432 с.
2. Геология и геохимия нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Е. Е. Кожевникова ; Пермский государственный национальный исследовательский университет
3. Автор: Лесли Б. Магун, Эдвард А. Бомонт «Нефтяные системы» – [Электронный ресурс]: <https://www.studocu.com/my/document/universiti-malaya/petroleum-industry-and-petroleum-systems/beaumont-02-aapg/37069661>
4. Автор: Орловский Сергей Леонидович преподаватель кафедры геология и разведка нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет «Геологическое строение нефтяного бассейна Маракайбо (Колумбия)» – [Электронный ресурс]: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/1/PDF/2017-V1-134-135.pdf>
5. Автор: Т.С. Кастильо «Геологическая обстановка бассейна Маракайбо – Венесуэла» Научный руководитель профессор И.В. Гончаров – [Электронный ресурс]: https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/50590/1/conference_tpu-2018-C11_V1_p268-270.pdf
6. «Шельф Боливар» [Электронный ресурс]: https://studwood.net/1194998/geografiya/shelf_bolivar
7. «Bolivar coastal fields» [Электронный ресурс]: https://en.wikipedia.org/wiki/Bolivar_Coastal_Fields Bolivar coastal fields

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ ДЕНИСОВИЧСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ющенко Ирина Сергеевна

*Белорусский государственный университет,
аспирант 1 курса, г. Минск, Беларусь, rengm_2016@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор, Зуй Владимир Игнатьевич

Аннотация: Приведена оценка тектонического строения на территории Денисовичского месторождения нефти. В осадочном чехле Денисовичской структуры по характеру и степени дислокаций выделен нижний, средний и верхний структурные этажи. Установлено, что Денисовичское месторождение по сложности строения относится ко второй группе.

Ключевые слова: Денисовичское месторождение, структурный этаж, Денисовичская структура, подсолевые отложения, разлом.

TECTONIC STRUCTURE ON THE TERRITORY OF THE DENISOVICHSKOYE OIL FIELD

Yushchenko Irina

Belarusian State University,

1st year Post-graduate Student, Minsk, Belarus, rengm_2016@mail.ru

Research supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Zui Vladimir

Abstract: An assessment of the tectonic structure on the territory of the Denisovichskoye oil field is given. In the sedimentary cover of the Denisovich structure, the lower, middle, and upper structural stages are distinguished by the nature and degree of dislocations. It has been established that the Denisovichskoye field belongs to the second group in terms of structure complexity.

Keywords: Denisovichskoe field, structural stage, Denisovich structure, subsalt deposits, fault.

В тектоническом отношении Денисовичское месторождение приурочено к Корневской зоне субрегиональных локальных поднятий Центральной части Червонослободско-Малодушинской ступени. В нефтегазоносном – к Северному нефтегазоносному ареалу структурных форм Припятского прогиба [2].

В геологическом строении района выделяется два структурных этажа. На кристаллическом фундаменте, сложенном метаморфическими и магматическими породами архейско-раннепротерозойского возраста, залегает платформенный чехол. В чехле присутствуют образования верхнего протерозоя и всех геологических эратем палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Поверхность кристаллического фундамента, сформированная в архейско-раннепротерозойское время (доплатформенный этап развития) в пределах Денисовичского месторождения не вскрыта ни одной скважиной.

Кристаллический фундамент имеет сложное блоково-ступенчатое строение с субширотными зонами разломов и относится к герцинскому структурному комплексу.

В осадочном чехле Денисовичской структуры по характеру и степени дислокаций выделяются три структурных этажа: нижний, средний и верхний [1].

Нижний структурный этаж соответствует платформенному этапу развития прогиба и охватывает подсолевые отложения до воронежского горизонта включительно, которые имеют преимущественно моноклинально-блоковые формы залегания с малоамплитудными поперечными разрывными нарушениями.

В объеме эйфельско-среднефранского структурного этажа выделяются подсолевые карбонатные отложения, являющиеся промышленно нефтеносными на описываемой территории.

В саргаевское, семилукское, воронежское, евлановское время вся территория представляла собой моноклиаль с ненарушенным залеганием. В ливенское время исследуемая территория подвергается тектоническим подвижкам. В это время начинает свое существование Корневский субрегиональный разлом.

Средний структурный этаж объединяет нижнесоленосные, межсолевые, верхнесоленосные, надсолевые девонские и каменноугольные отложения и соответствует авлакогеновому этапу развития Припятского прогиба.

В задонско-елецкое время интенсивность подвижек по Червонослободско-Малодушинскому региональному разлому увеличивается. В процессе разлома формируются сопряженные по разлому ступени. В примыкающей к Червонослободско-Малодушинскому разлому головной части ступени отложения регионально погружаются на север. В конце задонского времени значительное погружение южного опущенного крыла регионального разлома не было полностью компенсировано осадконакоплением. Разлом был выражен уступом в рельефе бассейна осадконакопления и контролировал распределение фаций отложений. К северу от него в пределах поднятого крыла отлагались в мелко-водных условиях светло-серые массивные хемогенно-органогенные известняки, в пределах южного опущенного крыла в относительно глубоководных условиях отлагались темно-серые и черные тонкослоистые глинистые известняки и мергели. Амплитуда по разлому составляла порядка 700 м.

В предлебедянское время Денисовичская структура подверглась интенсивным восходящим движениям, в результате чего межсолевые отложения во всех скважинах были частично размывы, а в скважине 5 полностью. Лебедянский этап развития характеризуется интенсивным проявлением разломной и соляной тектоники, когда соляные купола были выведены на дневную поверхность. В своде этих отложений не откладывались отложения глинисто-галитовой подтолщи.

Каменноугольный этап развития Червонослободско-Малодушинской ступени характеризуется как интенсивными движениями, так и активными проявлениями соляной тектоники, активность тектонических движений по разрывным нарушениям резко возрастает [1].

Верхний структурный этаж включает мезо-кайнозойские отложения, соответствует позднеплатформенному этапу развития Припятского прогиба. В этот период осадки откладывались в более или менее спокойной обстановке, однако и в это время все еще продолжается рост соляных структур, что устанавливается уменьшением толщин верхнепермских-мезокайнозойских отложений по направлению от крыльев к своду Червонослободско-Малодушинской ступени.

В 1983 г. по поверхности подсолевых отложений Денисовичская структура представляла собой моноклиальный блок юго-западного воздымания, ограниченный с запада, юга и востока разрывными нарушениями. В 2007 г. ЦГЭ РУП «Белгеология» с целью уточнения геологического строения Денисовичского месторождения было отработано 17 сейсмических профилей. Объединением РУП «ПО «Белоруснефть» в скв. 8 Денисовичской выполнено ВСП, подтвердившее наличие кромки южного структурообразующего разлома. В 2008 г. к западу от скв. 8 Денисовичской пробурены разведочная скв. 9 и второй ствол 9s2 Денисовичские. Существенного изменения в тектоническом отношении они не внесли. На 1.01.2010 г. по поверхности подсолевых терригенных отложений, отражающий горизонт 1У^а, структура представляла собой тектонически экранированный блок, осложненный малоамплитудными нарушениями, на поднятом крыле высокоамплитудного (более 1000 м) Кореневского разлома размером 6,0x1,6 км. Тектонические нарушения, ограничивающие структуру, были выделены по сейсмическим материалам [3].

В 2011 г. завершена обработка и интерпретация материалов сейсморазведки 3D на соседнем Ново-Кореневском месторождении. Часть Денисовичского месторождения оказалась в пределах исследуемого куба. В результате интерпретации установлено, что поверхность подсолевой терригенной толщи в пределах изучаемого участка моноклиально погружается в северо-восточном направлении от минимальных отметок минус 2900 м в сводовой части (район скв. 9 Денисовичской) до минус 3900 м в опущенной северо-восточной части. Внесена лишь незначительная коррекция в местоположение структурообразующего разлома, величина которой не превышала 25-50 м. Несмотря на достаточно уверенную корреляцию отражений, приуроченных к подсолевым отложениям, малоамплитудное разрывное нарушение, вскрытое скважиной 7s2 Денисовичской, на сейсмическом материале не выделяется по причине малых размеров промежуточного блока [1].

Наличие выделенного по сейсмическим материалам 3D предполагаемого малоамплитудного разлома (25 м) ограничивающего Денисовичское месторождение с юго-запада объясняется следующими факторами:

- 1) На сейсмическом профиле, проходящем через скважины 2 Давыдово-Кореневская и 9s2 Денисовичская, по поверхности фундамента и Рифей-Вендских отложений отчетливо прослеживается разлом амплитудой порядка 100 м. Предполагаемый разлом по подсолевым отложениям, возможно, носит унаследованный характер и поскольку является малоамплитудным в сейсмическом волновом поле по прямым признакам (смещение осей синфазности) не отображается.

2) Изменение динамики сейсмического волнового поля между скважинами 2 Давыдово-Корневская и 9s2 Денисовичская, так же дает основание предположить о наличии возможного затухающего малоамплитудного разлома в этой зоне.

Таким образом, с юго-востока Денисовичскую структуру оконтуривает непосредственно Корневский субрегиональный разлом (рисунок 1) [1]. С юга-востока блок ограничен опережающим тектоническим нарушением амплитудой 300-400 м. С юго-востока разлом (2) проведен на основании сейсмических исследований и подтвержден структурными построениями при сравнении пластопересечений ливенских и евлановских (анисимовские слои) отложений скважин 7 и 7s3. Южнее, по результатам бурения скважины 7s2 прослеживается промежуточный скол, ограниченный нарушением (3). Западной границей блока служит субмеридиональное тектоническое нарушение (4). Амплитуда нарушения на участке сопряжения с погруженным блоком составляет около 300 м, после пересечения с разломом (1) – 20-25 м с затуханием до 0 м.

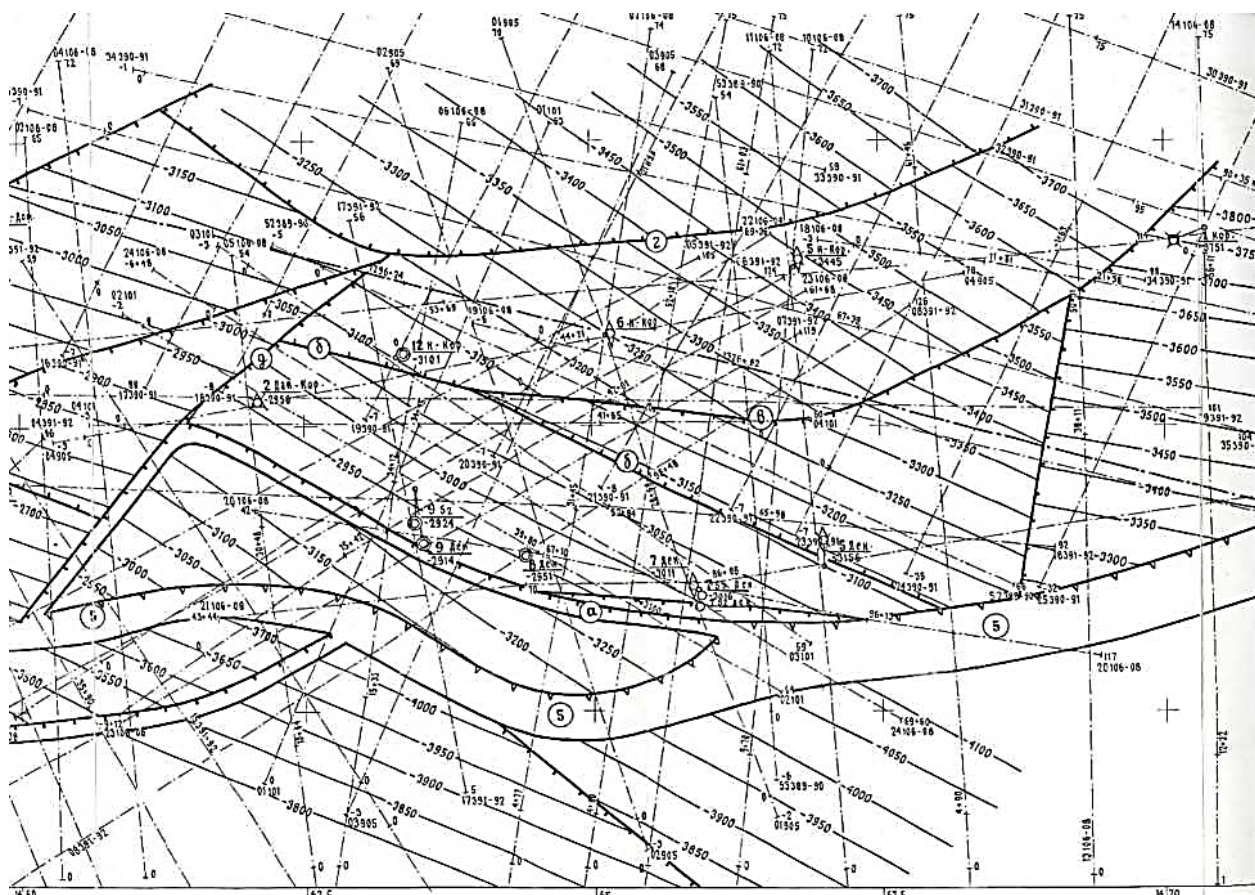


Рис. 1. Структурная карта поверхности подсолевых терригенных отложений [1]

По поверхности межсолевых отложений структура представляет собой блок, с юго-запада ограниченный региональным разломом, а с севера – зоной отсутствия межсолевых отложений.

По поверхности верхнесоленосных отложений структура находится на юго-западном склоне Корневского соляного поднятия.

По сложности геологического строения Денисовичское месторождение относится ко второй группе, т.е. является месторождением сложного строения [3].

Литература

1. Бескопыйный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. Тектоническое районирование как основа прогноза остаточных перспектив нефтегазоносности Припятского прогиба // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века. Гомель, ОАО «Полеспечать», 2012. 788 с.
2. Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А., Ланчаков Г.А., Тимофеев В.А. Нефтегазопромисловая геология и гидрогеология // Учебное пособие для вузов. Минск, Недра, 1997. 366 с.
3. Пермяков И.Г., Хайрединов Н.Ш., Шевкунов Е.Н. Нефтегазопромисловая геология и геофизика // Учебное пособие для вузов. Минск, Недра, 1986. 269 с.

*XVI СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»*

***РАЗДЕЛ 3:
ГЕОФИЗИКА***

*XVI COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***SECTION 3:
GEOPHYSICS***

СЕЙСМИЧЕСКАЯ ИНВЕРСИЯ В ПРОГРАММЕ HAMPSONRUSSELL

Антипина Полина Николаевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студентка 4 курса геологического факультета, г. Пермь
polina.antipina.2021@inbox.ru*

Ковин Павел Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса геологического факультета, г. Пермь
pashochekchayochek@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Кулакова Наталья Валерьевна

Аннотация: в данной работе приводятся результаты сейсмической инверсии в программе HampsonRussell. Построенный при проведении инверсии профиль куба акустического импеданса позволяет определить расположение возможных коллекторов в межскважинном пространстве.

Ключевые слова: сейсморазведка, интерпретация, обработка данных, инверсия, акустический импеданс.

SEISMIC INVERSION IN THE HAMPSONRUSSELL PROGRAM

Antipina Polina Nikolaevna

*Perm State National Research University, 4th year student of the Faculty of Geology, Perm
polina.antipina.2021@inbox.ru*

Kovin Pavel Alexandrovich

*Perm State National Research University, 4th year student of the Faculty of Geology, Perm
pashochekchayochek@gmail.com*

Research Supervisor: Senior Lecturer Kulakova Natalia V.

Abstract: this paper presents the results of seismic inversion in the HampsonRussell program. The acoustic impedance cube profile constructed during the inversion makes it possible to determine the location of possible reservoirs in the inter-well space.

Keywords: seismic exploration, interpretation, data processing, inversion, acoustic impedance.

Сейсморазведка – это раздел разведочной геофизики, основанный на регистрации искусственно возбуждаемых упругих волн и извлечении из них полезной геолого-геофизической информации, это один из ведущих геофизических методов исследования структуры, строения и состава горных пород.

Получение полезной информации из полевых сейсмических записей происходит в процессе их обработки и интерпретации, на этих этапах и проводится сейсмическая инверсия. Основой обработки является решение обратной задачи, то есть определения строения сейсмогеологической среды по наблюдениям возникающего в ней поля упругих волн.

Интерпретация сейсмических данных (физико-геологическое истолкование результатов обработки) заключается в создании по ним, с учетом всей имеющейся априорной информации, геологической модели среды, максимально правдоподобно согласующейся с результатами обработки.

Инверсия – это процесс извлечения информации из сейсмических данных, переход от временного разреза к акустическим плотностям, иначе говоря, – трансформация «непонятных» интерференционных волновых полей в петрофизические характеристики разреза. Инверсия позволяет получить куб значений акустического импеданса (произведение скорости на плотность) в межскважинном пространстве, что упрощает поиск и прогноз коллекторов.

Цель данной работы – приобретение навыков выполнения сейсмической инверсии, получение куба акустического импеданса в специальной программе HampsonRussell.

Для работы с данными использовалась программа HampsonRussell – комплексный набор инструментов, предназначенный для определения характеристик пласта, который интегрирует каротажные диаграммы, сейсмические данные и геофизические процессы в один пакет.

План:

- Загрузка данных (скважины, сейсмические данные, горизонты)

- Привязка скважин к сейсмическим данным (извлечение импульса, привязка)
- Построение модели по исходным данным
- Выполнение инверсии
- Анализ параметров инверсии (контроль качества в точках скважин)
- Интерпретация результатов (контроль качества инверсии, анализ изменения полученных значений по профилю)

Для выполнения сейсмической инверсии в распоряжении были данные с неизвестной площади X только для учебных целей. В программу были загружены скважины, сейсмические данные и горизонты.

После загрузки данных, полученных из полевых сейсмических записей, необходимо провести привязку скважин. Для этого был извлечён импульс (рис.1). Если скважина не одна, как в нашем случае, то обычно извлекается один, с более высоким коэффициентом корреляции, импульс на весь куб. В данном случае был взят один импульс, извлечённый из первой скважины.

Далее вручную соединяются отбивки по синтетическим трассам, рассчитанным по акустике и из куба. Наблюдается изменение коэффициента корреляции (K_k) и увеличение симметричности графика. После регулировки трас извлекается импульс по данным скважин, для чего необходимо синтезировать плотностной каротаж, так как данные по нему не были предоставлены. Получаем конечный результат привязки и K_k , если результат не соответствует $K_k > 0.75$ или график не достаточно симметричный, то корректируем отбивки или используем импульс из другой скважины.

Перечисленные действия проводятся со всеми скважинами, у которых есть акустический каротаж.

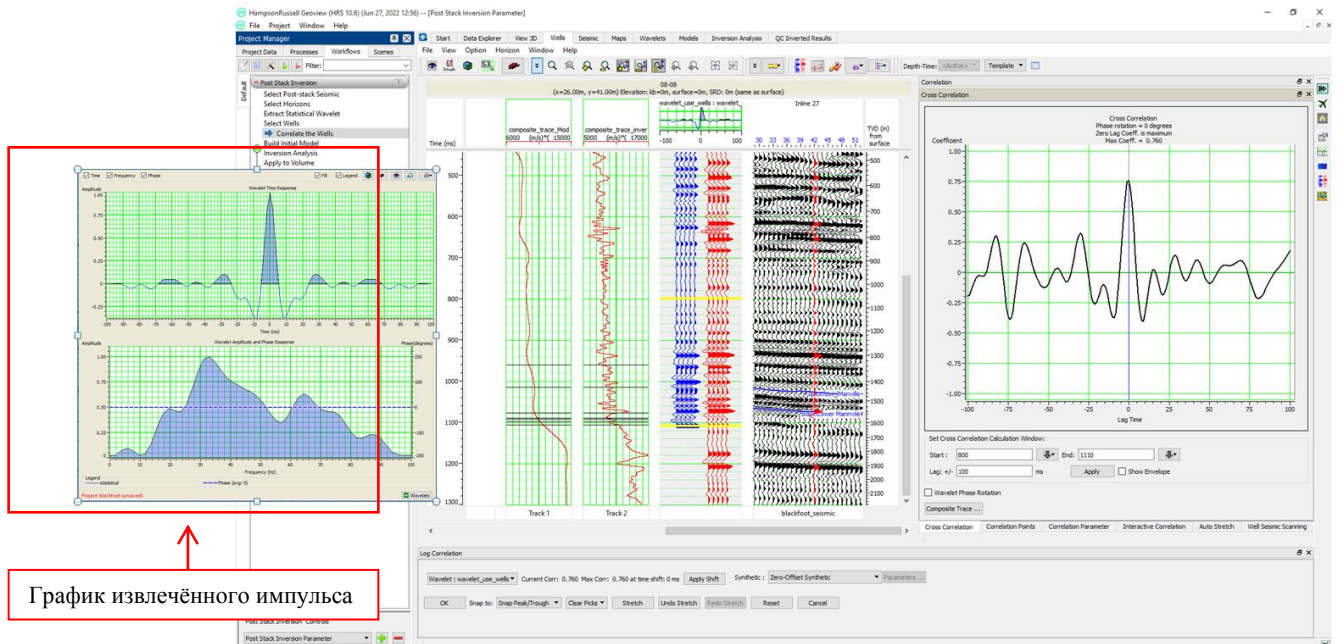


Рис. 1. Выполнение привязки скважины ($K_k = 0.76$) и график извлечённого импульса

Далее на рисунке 2 отображается модель, рассчитанная по исходным данным, трассам, записанным способом переменной амплитуды, на разрезе чётко видно разделение на несколько горизонтов, однако информации о коллекторах данная модель не несёт, поэтому для получения необходимой интерпретатору информации далее проводится процесс инверсии.

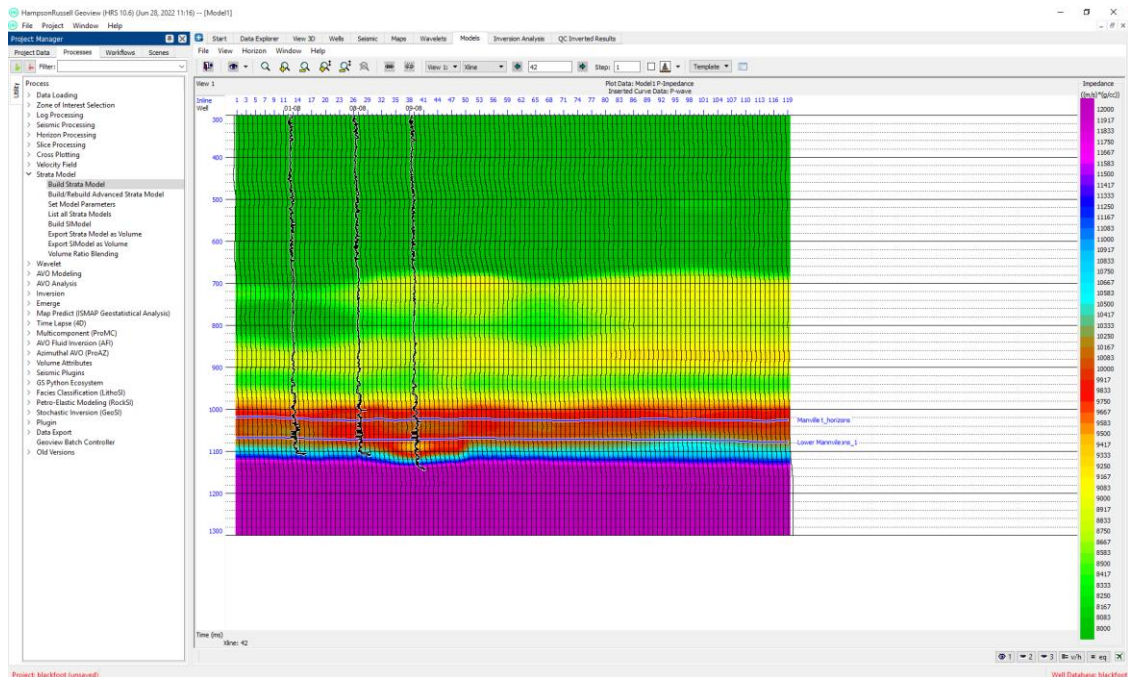


Рис. 2. Рассчитанная исходная модель

После запуска процесса инверсии получаем профиль куба акустического импеданса (рис.3 справа). И отображаем сейсмiku методом переменных амплитуд (рис.3 слева). На получившемся профиле импеданса можно наблюдать уже более детальную картину интересующего разреза, выделились зоны повышенной и пониженной плотности, умноженной на скорость распространения упругих волн в среде.

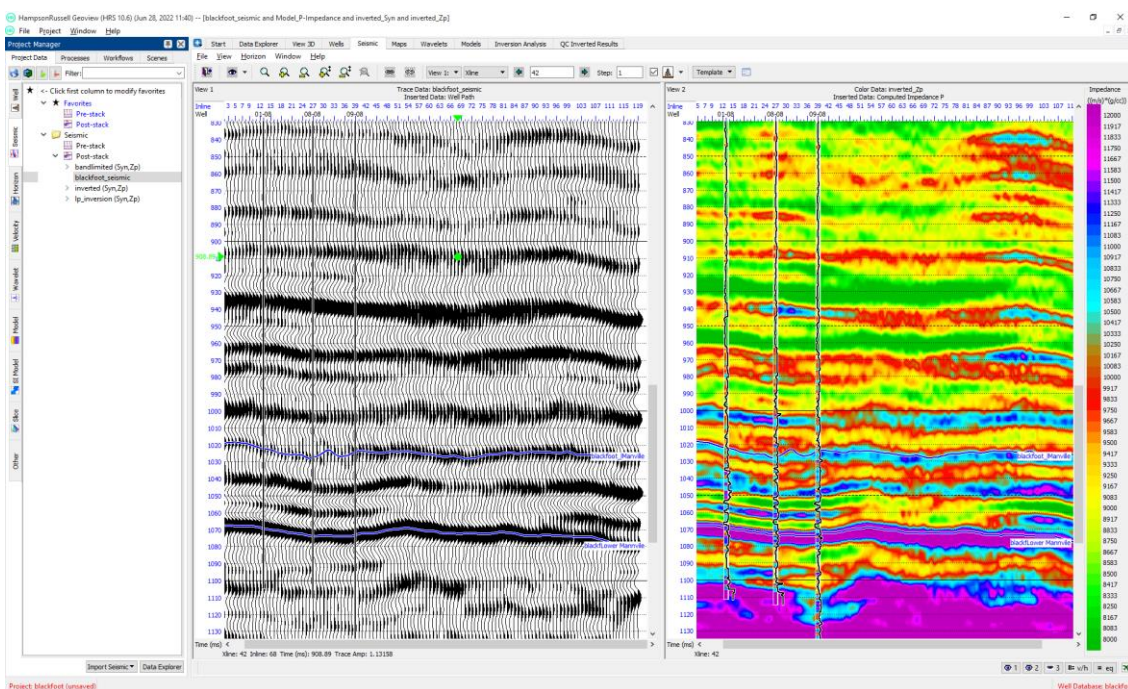


Рис. 3. Сейсмические данные и акустический импеданс

Для того, чтобы убедиться в точности проведения инверсии, в программе рассчитывается профиль куба ошибок, на котором отображается равномерный волновой шум в случае достаточных исходных данных для прогноза межскважинного пространства, в противном случае, на профиле отображаются помехи в областях, где данных недостаточно.

Также для удобства интерпретации отображается акустический импеданс из скважин в единой цветовой схеме с импедансом, рассчитанным с помощью сейсмической инверсии.

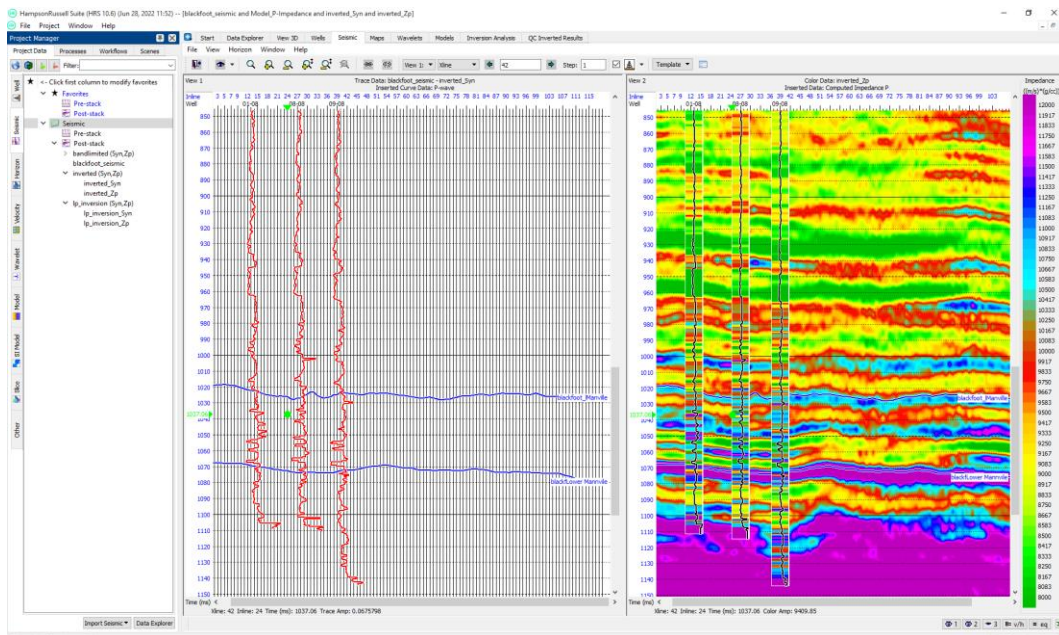


Рис. 4. Профиль куба ошибок и профиль куба импеданса, поверх наложен импеданс из скважин

Профиль куба ошибок (рис.4 слева) представлен в виде некогерентного шума, что говорит об удовлетворительном проведении процесса инверсии.

Контроль качества в точках скважин заключается в сравнении значений скважинных данных и рассчитанных для профиля. В данном случае, на первый взгляд, наблюдается расхождение данных из скважины и рассчитанных, но в зонах, представляющих собой интерес, акустический импеданс имеет одинаковые значения. Также стоит подметить, что импеданс в скважинах очень резко и часто изменяется с глубиной, в межскважинном же пространстве профиль больше сопоставим с тем, как разрезы выглядят в действительности.

И так, на профиле куба импеданса (рис.4 справа) можно выделить пониженные значения в более глубокой области, в основном, у третьей скважины, что может говорить о возможном коллекторе, так как коллектор – это, в большинстве случаев, зона небольших плотностей и маленькой скорости распространения упругих волн.

Таким образом, сейсмическая инверсия в программе HampsonRussell позволяет получить профиль куба акустического импеданса, иначе говоря, разрез межскважинного пространства, по которому интерпретатор может предсказать наличие коллекторов.

Литература

1. Губарев М.В., Ерух Д.В. Технологии сейсмической инверсии для прогнозирования карбонатных коллекторов в условиях тимано-печорской провинции: опыт и проблемы // Корпоративный научно-проектный комплекс ПАО «НК «Роснефть». 2017. С. 3-4.
2. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Киссин Ю.М. Способ определения упругих свойств горных пород на основе пластовой адаптивной инверсии сейсмических данных // Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. 2014. С.3-8.
3. Курочкин А.Г., Борисенко Ю.Д., Калайдина Г.В. Инверсия сейсмической информации в параметры модели среды // Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество. 2003. С. 7-8.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЛАСТЕЙ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТАЛЫХ ГРУНТОВ

Арнбрехт Анастасия Эдуардовна

*Кубанский государственный университет, магистрант 2 курса, г. Краснодар
e-mail: n.arnbrekht@yandex.ru*

Викулов Георгий Евгеньевич

*Кубанский государственный университет, магистрант 2 курса, г. Краснодар
e-mail: georgevikulov@yandex.ru*

Витишко Алексей Евгеньевич

*Кубанский государственный университет, магистрант 2 курса, г. Краснодар
e-mail: al.vitishko@yandex.ru*

Научный руководитель: к.т.н., доцент, Захарченко Евгения Ивановна

Аннотация: настоящая статья посвящена рассмотрению основных причин возникновения опасных мерзлотно-геологических процессов, а также последствий, к которым они могут приводить. В рамках работы выявлены и описаны распространенные на участке изысканий области растепления верхней части мерзлых грунтов комплексом методов инженерной геофизики. Приведены зависимости, отражающие физическую связь геофизических параметров с модульными характеристиками разреза. Представлены результаты обработки и интерпретации данных сейсморазведки и георадиолокации.

Ключевые слова: инженерная геофизика, многолетняя мерзлота, талые грунты, сейсморазведка, георадиолокация.

INTEGRATED ENGINEERING AND GEOPHYSICAL STUDIES TO DETERMINE THAWED SOIL DISTRIBUTION AREAS

Arnbrekh Anastasia Eduardovna

*Kuban State University, 2nd year Master's Degree Student, Krasnodar
e-mail: n.arnbrekht@yandex.ru*

Vikulov Georgiy Evgenevich

*Kuban State University, 2nd year Master's Degree Student, Krasnodar
e-mail: georgevikulov@yandex.ru*

Vitishko Alexey Evgenevich

*Kuban State University, 2nd year Master's Degree Student, Krasnodar
e-mail: al.vitishko@yandex.ru*

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Reader, Zakharchenko Evgenia Ivanovna

Abstract: this article is devoted to the consideration of the main causes of dangerous permafrost-geological processes, as well as the consequences to which they can lead. As part of the work, the areas of thawing of the upper part of frozen soils common in the survey area were identified and outlined by a complex of engineering geophysics methods. The dependences reflecting the physical relationship of the geophysical parameters with the modular characteristics of the section are given. The results of processing and interpretation of seismic and geo-location data are presented.

Keywords: engineering geophysics, permafrost, thawed soils, seismic exploration, geolocation.

Согласно данным Greenpeace России [5], многолетняя мерзлота занимает порядка 25 % территории всей планетарной суши и 60% площади нашей страны (наибольшее распространение получила в Восточной Сибири и Забайкалье). Долгое время общепринятым названием оставалась «вечная мерзлота», впервые же термин «многолетней» был введен в 1927 году петербургской географической научной школой [3]. Значительная часть современного вида многолетней мерзлоты унаследована от

последней ледниковой эпохи, ныне наблюдается ее медленное таяние. При проведении геологоразведочных и строительных работ в криолитозоне необходимо учитывать площадь и глубину распространения мерзлоты. Мерзлые грунты являются надежным основанием сооружений, однако опасность кроется в том, что при их оттаивании могут развиваться неблагоприятные мерзлотно-геологические процессы.

Породы, по длительности существования их мерзлого состояния (т.е. нахождения при отрицательной температуре и содержания льда), принято классифицировать на [4]:

- кратковременномерзлые (несколько часов – суток);
- сезонномерзлые (несколько месяцев);
- многолетнемерзлые породы (от 2-3 лет до тысячелетий).

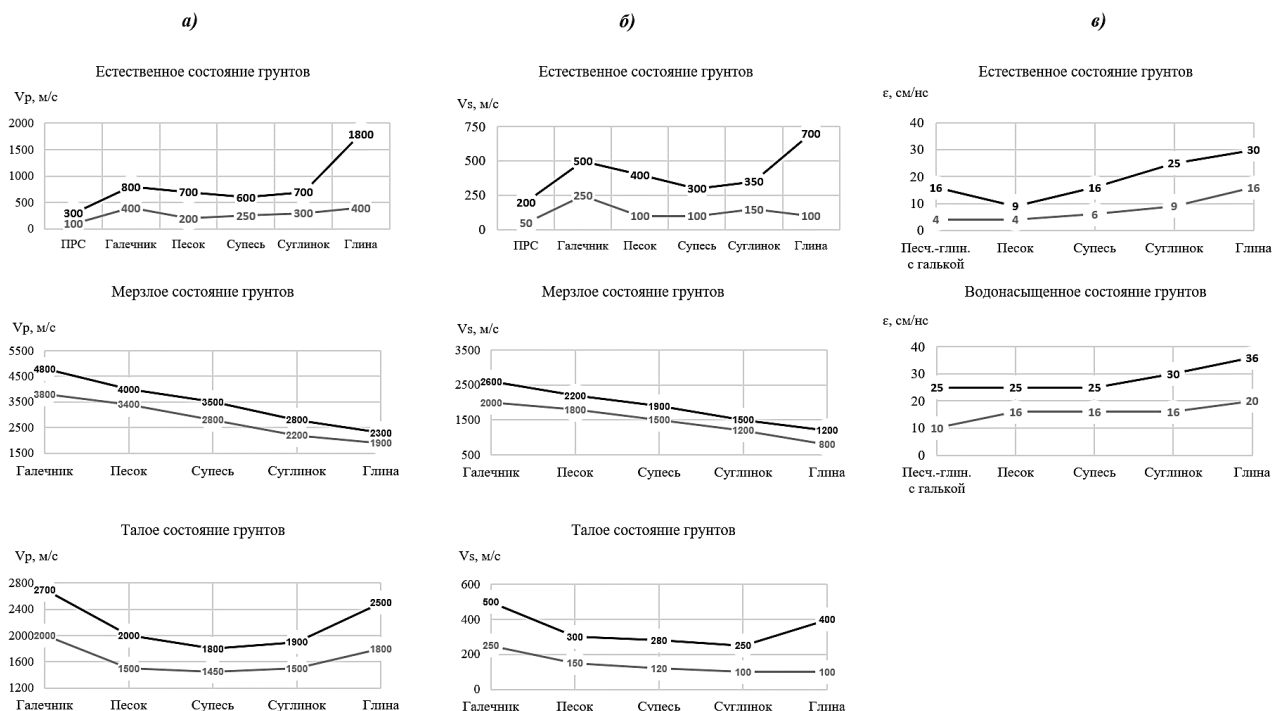
Причины возникновения опасных процессов определяются природными или техногенными факторами, либо их совокупностью. К числу основных природных причин относятся: сезонное промерзание и оттаивание грунтов, большие скопления снега в зимний период, изменение условий теплообмена, подток воды извне. Наиболее глобальное воздействие имеет наблюдаемое потепление климата планеты. Одними из самых распространенных антропогенных причин растепления грунтов, характерных для объектов нефтегазодобычи, являются нарушение дренажа поверхностных и надмерзлотных вод, термическое влияние объектов нефтедобычи, складирование тепловыделяющих отходов и химикатов. Несвоевременное выявление областей развития опасных мерзлотно-геологических процессов могут иметь достаточно серьезные последствия: например, деформации фундаментов сооружений, неравномерные, неравномерные осадки и, как следствие, повреждение строительных конструкций, потеря вертикальной устойчивости скважин (в том числе добывающих). В связи с этим, для обеспечения надежности и безопасности, важно своевременно определять и учитывать области развития опасных процессов при проектировании, строительстве и эксплуатации зданий и сооружений.

Задачу картирования таликовых зон эффективно решают методы геофизики. Использование комплекса методов позволяет достигать однозначного решения поставленной задачи, то есть более детально проследить зоны растепления, а также с большей достоверностью проводить их оконтуривание.

Как известно, талым называется грунт, образуемый в процессе естественного разморзания и обладающий повышенным водонасыщением [4].

Для определения зон распространения талых грунтов на исследуемой кустовой площадке были выбраны методы сейсморазведки и георадиолокации. Территория проведения изысканий расположена в северных широтах, в области распространения материковых оледенений и зоне вечной мерзлоты. Геофизические параметры данных методов имеют физическую связь с модульными характеристиками разреза, помимо прочего, формирующими модель Гассмана, дающую представление о литотипе, пористости и насыщении породы. Поскольку задача состоит в определении областей распространения талых грунтов, то ключевая роль сводится к связи параметров с высоким водонасыщением грунтов.

Сейсмические волны главным образом разделяются на два типа, в зависимости от типа колебания частиц среды. При прохождении продольной волны (или волны сжатия, Р-волны) частицы совершают колебания параллельно направлению распространения волны, при прохождении поперечной (или волны сдвига, S-волны) – перпендикулярно. Скорость продольной волны всегда в 1,7 раз больше скорости поперечной [1]. Еще одной важной отличительной особенностью является характер распространения упругих волн в среде: S-волна, в отличие от волны Р, распространяется только по твердым частицам породы (поскольку жидкости и газы не сопротивляются изменению формы). В общем случае изменение скоростей сейсмических волн в зависимости от состояния породы проиллюстрировано на рисунке 1, а, б.



Условные обозначения: *a* – изменение скорости Р-волн; *б* – изменение скорости S-волн; *в* – изменение диэлектрической проницаемости

Рис. 1. Зависимость геофизических параметров от типа и состояния породы

Графики, представленные на рисунке 1, *a*, *б* иллюстрируют, что скорости упругих волн приобретают наибольшие значения при распространении по породам, находящимся в мерзлом состоянии. Если грунты растепляются, переходя в талое (водонасыщенное) состояние, скорость сейсмических волн понижается. Поскольку Р-волна может распространяться по жидкости, ее скорость снижается не так интенсивно, как волны S. В связи с этим ниже в работе приведены результаты обработки данных сейсморазведки именно по поперечным волнам.

Скорость распространения электромагнитных волн (*V*), излучаемых георадаром, определяется значением диэлектрической проницаемости среды (ϵ) [2]:

$$V = \frac{c}{\sqrt{\epsilon}} \text{ см/нс,}$$

где *c* – скорость света в вакууме.

Поскольку $c = \text{const} = 30 \text{ [см/нс]}$, уравнение принимает следующий вид:

$$V = \frac{30}{\sqrt{\epsilon}} \text{ см/нс.}$$

Максимальный контраст в диэлектрических проницаемостях наблюдается между воздухом (1) и водой (81).

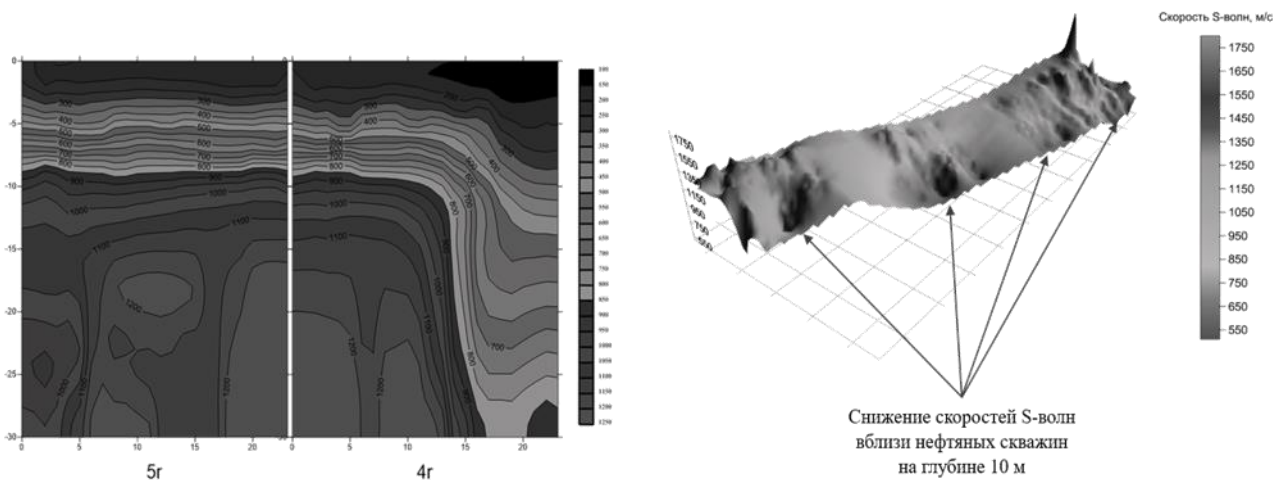
Значение диэлектрической проницаемости тесно связано с влажностью грунтов: при водонасыщенном состоянии диэлектрическая проницаемость возрастает, а скорость отраженной электромагнитной волны уменьшается. Зависимость величины диэлектрической проницаемости от типа и состояния породы приведена на рисунке 1, *в*.

Сухие, монолитные, слабо трещиноватые породы имеют более низкие значения диэлектрической проницаемости, а влагонасыщенные, проницаемые, пористые, трещиноватые породы имеют высокие значения диэлектрической проницаемости и, соответственно, более низкие значения скорости распространения электромагнитных волн.

Геологический разрез участка изысканий, до исследованной глубины 10-20 м, представлен морскими и ледниково-морскими, аллювиальными и озерно-аллювиальными и техногенными отложениями. Состав пород преимущественно сложен суглинистыми и супесчаными грунтами, с включениями гравия и гальки. Техногенные отложения распространены на спланированной площадке куста и отсыпках дорог, представлены песками мелкими, мощностью 1,5-2,5 м.

Сейсморазведочные работы на исследуемой кустовой площадке проведены в модификации МПВ-ОГТ. Методика многократных перекрытий применялась с целью повышения надежности по-

строения преломляющих границ раздела. Обработка полевого материала (сейсмограмм) выполнялась в программе RadexPro. Результатом обработки сейсмограмм является получение сейсмогеологического разреза, иллюстрирующего волновую картину в среде. Построение сейсмогеологического разреза осуществлено в программном обеспечении Surfer. На рисунке 2, *a* представлен пример сейсмогеологического разреза, построенного по S-волнам.

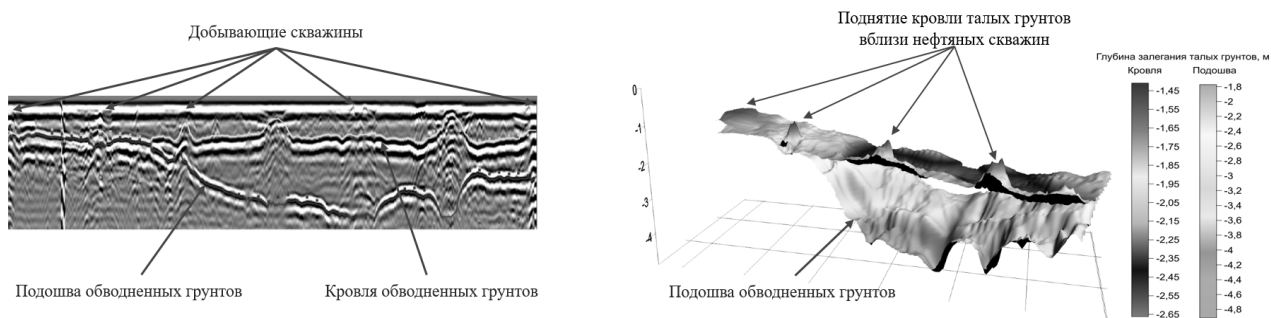


Условные обозначения: *a* – сейсмогеологический разрез S-волн;
б – карта пониженных скоростей S-волн на глубине 10 м
 Рис. 2. Определение областей таликовых зон методом сейсморазведки

Анализ рисунка 2, *a* показывает, что в конце профиля 4 (вблизи добывающей скважины) наблюдается ярко выраженное понижение скорости упругих волн, соответствующее зоне талых грунтов.

На основе полученных сейсмогеологических разрезов, для лучшей наглядности, была построена 3D карта (рис. 2, *б*), иллюстрирующая изменение скоростей поперечных волн на всей площадке исследований на глубине 10 м. Как видно, схожая картина – образование таликовых зон – характерна и для некоторых других нефтяных скважин данного месторождения.

Обработка радарограмм, выполненная в программном обеспечении GeoScan32, позволила проследить границы обводненной толщи. Они являются контрастными, поэтому легко прослеживаются по всему георадарному профилю. Пример интерпретации радарограммы приведен на рисунке 3, *a*, 3D карта областей талых грунтов на участке изысканий представлена на рисунке 3, *б*. Здесь также отмечается поднятие кровли талых грунтов вблизи нефтяных скважин.



Условные обозначения: *a* – положение границ обводненных грунтов на радарограмме;
б – карта поднятия кровли талых грунтов вблизи нефтяных скважин
 Рис. 3. Определение областей таликовых зон методом георадиолокации

Водонасыщение грунтов связано с высокой температурой добываемого флюида в скважине и таянием льда в окружающем грунте.

Таким образом, задача контурирования таликовых зон при помощи геофизических методов решена эффективно. В рамках данной работы с помощью сейсморазведочных и георадиолокационных

работ выявлены процессы растепления верхней части мерзлых грунтов, обусловленные техногенным воздействием, и определены их границы по латерали и глубине.

Опасность выявленного процесса растепления грунтов обусловлена тем, что в грунты, в мерзлом состоянии являющиеся надежным основанием сооружений, при оттаивании могут давать большие и неравномерные осадки. Результатом процесса растепления является возникновение термокарста, приводящего к образованию воронок и провалов в подпочвенном слое. Развитие таких опасных процессов привести к повреждению и разрушению зданий и строительных конструкций.

В связи с этим важно определять причины возникновения и области развития опасных мерзлотно-геологических процессов для безопасного и надежного строительства и эксплуатации зданий и сооружений. С этой целью могут успешно применяться методы инженерной геофизики, такие как сейсморазведка и георадиолокация.

Литература

1. Боганик Г. Н., Гурвич И. И. *Сейсморазведка*. Тверь : Изд-во АИС, 2006. 744 с.
2. Владов М. Л., Старовойтов А. В. *Введение в георадиолокацию*. М. : Изд-во МГУ, 2004. 153 с.
3. Гаврилова М. К. *Современный климат и вечная мерзлота на континентах*. Новосибирск : Наука, 1981. 119 с.
4. Кудрявцева В. А. *Общее мерзлотоведение (геокриология)*. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Изд-во МГУ, 1978. 464 с.
5. *Российское отделение Greenpeace: официальный сайт*. [Электронный ресурс]. URL: <https://greenpeace.ru/> (дата обращения: 20.03.2023).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ ПРИ ПОИСКЕ ПАЛЕОРУСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Белышев Дмитрий Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
аспирант 1 года обучения, г. Пермь*

*Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми
e-mail: dmitry.belyshev@pnn.lukoil.com*

*Научный руководитель: д. т. н., профессор,
Костицын Владимир Ильич*

Аннотация: в данной работе представлено краткое описание алгоритмов расчета спектральной декомпозиции по данным пространственной сейсморазведки, описана методика выделения палеоканалов по полученным результатам, а также рассматриваются реальные примеры использования данной технологии.

Ключевые слова: спектральная декомпозиция, палеоруслы, сейсморазведка 3D, динамическая интерпретация сейсмических данных

USING SPECTRAL DECOMPOSITION IN SEARCHING FOR PALEO-CHANNEL OBJECTS FROM SEISMIC DATA

Dmitry Belyshev,

*Perm State University, Post-graduate student, Perm
Branch of OOO LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in the city of Perm,*

e-mail: dmitry.belyshev@pnn.lukoil.com

*Research Supervisor: Doctor of technical sciences, professor,
Vladimir Kostitsyn*

Abstract: This paper presents a brief description of the algorithms for calculating spectral decomposition based on spatial seismic data, describes the method for identifying paleochannels based on the results obtained, and also considers real examples of using this technology.

Keywords: Spectral decomposition, paleochannels, 3D seismic, dynamic interpretation of seismic data

Спектральная декомпозиция как математический инструмент работы с волновым полем известна с 90-х годов XX века. С развитием вычислительных мощностей данный сейсмический атрибут стал повсеместно использоваться при динамическом анализе волнового поля. Среди прочих атрибутов ее отличает возможность работы в заданной частотно-временной области, что позволяет решать узкие задачи при геолого-геофизической интерпретации результатов сейсморазведки МОГТ 3D.

В общем понимании спектральная декомпозиция – это разложение волнового поля на его составляющие. Выделяются несколько алгоритмов расчета: дискретное преобразование Фурье (FFT – fast Fourier transform, позволяет получить спектральные характеристики сигнала) и непрерывное вейвлет-преобразование (CWT – Continuous wavelet transform, предусматривает разложение трассы на вейвлеты заданной частоты). За счет возможности изучения динамического распределения энергии волнового поля по заданным частотам, спектральная декомпозиция позволяет решать следующие геологические задачи

- 1) Выделение тонких геологических объектов таких, как палеоканалы, рифовые постройки;
- 2) Изучение областей выклинивания (клиноформ);
- 3) Оценка мощности коллектора;
- 4) Оценка степени затухания сейсмического сигнала;
- 5) Прогнозирование наличия углеводородов по особенностям частотного состава записи. [3];

В данной работе подробнее остановимся на изучении возможности выделения палеоруслых объектов на основе результатов спектральной декомпозиции.

Одним из наиболее репрезентативных вариантов интерпретации результатов спектральной декомпозиции является RGB-суммирование. Визуализация результирующих кубов (с тремя доминиру-

ющими частотами) происходит при помощи аддитивной цветовой модели RGB (Red, Green, Blue – красный, зеленый, синий). [1,2,6]. Такой подход позволяет получить разрешенные сейсмические изображения, где преобладание одного из цветов свидетельствует о доминировании конкретной выбранной частоты в данной точке. Отсутствие в записи выбранных частотных диапазонов соответствует черному цвету, а равное их распространение соответственно – белому цвету. Такой подход позволяет специалисту-интерпретатору изучить частотно-временной отклик различных геологических структур и формаций, особенно результативно данный метод себя проявил при выделении палеорусловых объектов (рис. 1).

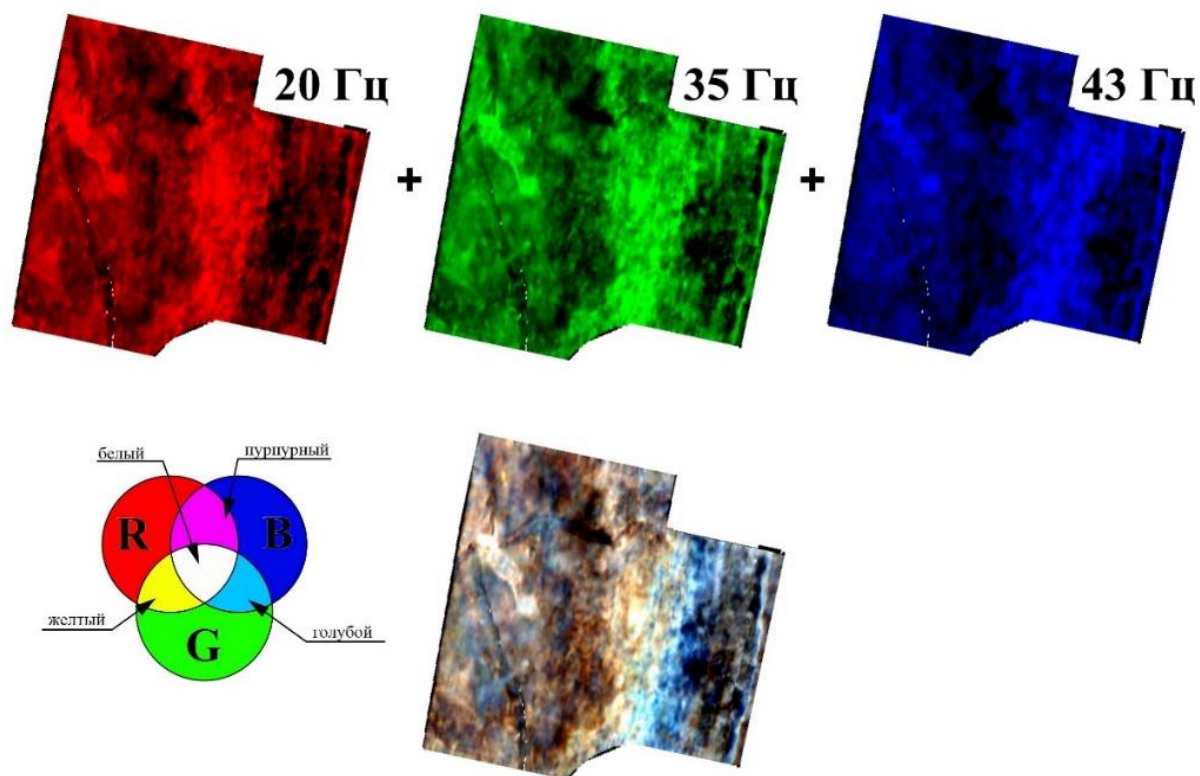


Рис. 1. Представление процесса спектральной декомпозиции с дальнейшим RGB-смешиванием

Методика выполнения спектральной декомпозиции и RGB-суммирования

Стандартная сейсмическая запись имеет диапазон частот порядка 60-80 Гц, в связи с этим интерпретатору в первую очередь необходимо выделить зону повышенного интереса в частотно-временной области. Необходимо изучить амплитудо-частотные характеристики выбранного интервала, для корректного выбора частот, используемых в расчете. При определенных условиях, особенно при сложном стратиграфическом строении и малоамплитудных разрывных нарушениях, полезно иметь представление об амплитуде и фазе сигнала на конкретных частотах. Эти амплитуды напрямую связаны с распределением физических свойств в разрезе. Анализ результатов спектральной декомпозиции позволяет разделять амплитудные изменения по частоте, тем самым понять истинное распределение акустических свойств резервуаров углеводородов. [5]. Далее выполняется непосредственно декомпозиция волнового поля на кубы (или поверхности) с разной частотой. Затем каждому кубу присваивается свой цветовой канал, что позволяет выполнить RGB-смешивание.

Практические примеры применения спектральной декомпозиции и RGB-суммирования.

Рассмотрим результаты спектральной декомпозиции на примере сейсмической съемки МОГТ 3D на одном из лицензионных участков Пермского края. На рисунке 2 представлены карты цветовой суммы, рассчитанные для перспективного интервала, а также седиментационный срез в таком же интервале. Представленные результаты рассчитаны для частот 20-35-43 Гц соответственно. Можно с уверенностью сказать, что карта RGB-суммирования декомпозиции имеет большую информативность и разрешенность в отношении прослеживаемости палеорусловых объектов. Затем выявленные тела трассируются в ручном режиме интерпретатором. Также возможно определение временной мощности объектов за счет их сопоставления на временном разрезе. В рассматриваемом случае выделенные каналы получили свое подтверждение скважинными данными.

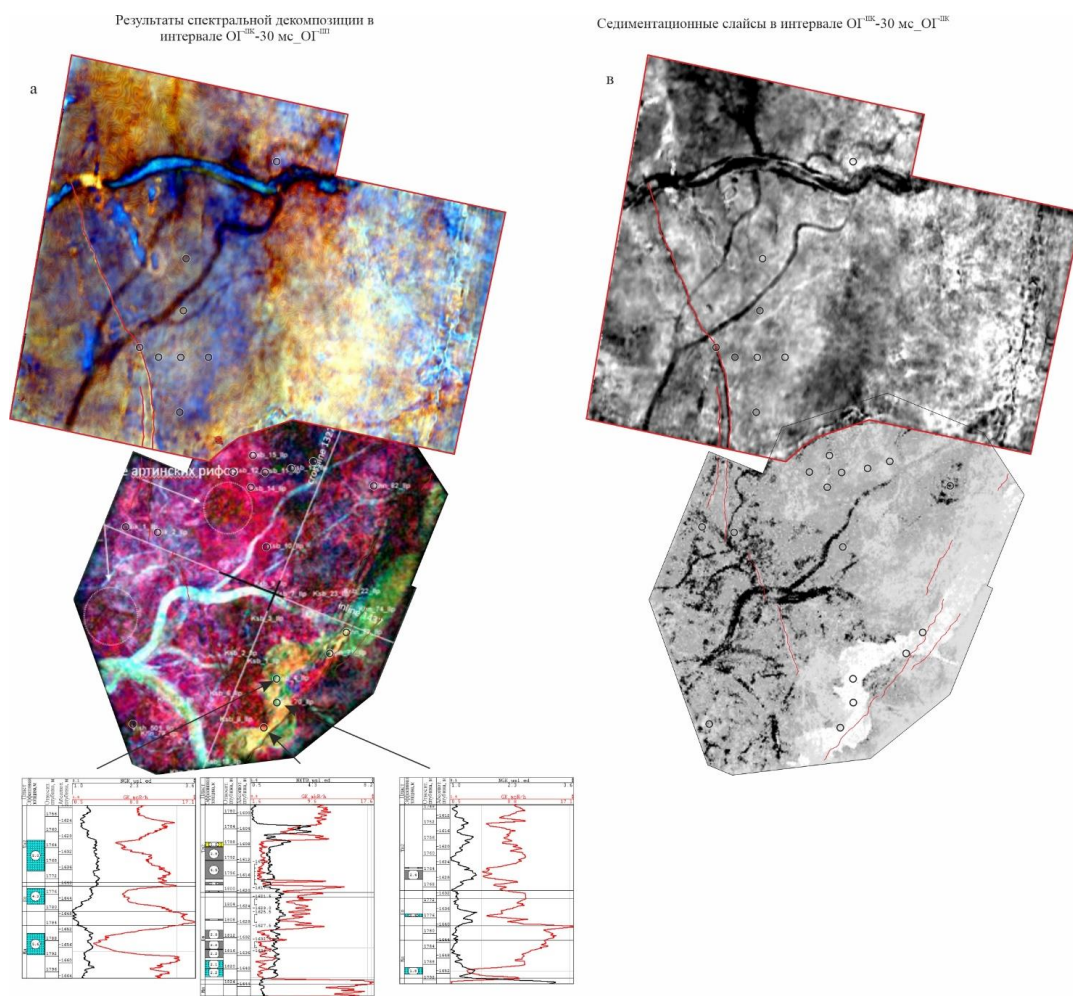


Рис. 2. Отображение палеоврезов на картах динамических атрибутов (а – результаты RGB смешивания спектральной декомпозиции, б – седиментационный срез)

Выводы

Расчет спектральной декомпозиции с дальнейшим RGB-суммированием является эффективным инструментом для изучения геологического строения по данным пространственной сейсморазведки. Результаты данной процедуры активно используются в рамках интерпретации, привлекаются при планировании разработки месторождений углеводородов. Также, технология активно развивается, разрабатываются новые способы ее реализации в различных программных комплексах. Наибольший, геологически-обоснованный эффект достигается при прослеживании палеорусловых каналов, с дальнейшим их трассированием.

Литература

1. Бельшев Д.А. Опыт использования технологии *Exchroma^{SG}* при прослеживании палеорусел // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики, Пермь, ПГНИУ, 2020, С. 51-56.
2. Бронскова Е.И., Кляжников Д.В., Копёнкин Р.Ю., Кирзелёва О.Я., Кирьянова Т.Н. // Методика выделения палеорусел в тюменской свите с использованием технологии спектральной декомпозиции 7-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка «Санкт-Петербург-2016», Санкт-Петербург, Россия, 11-14 апреля 2016
3. Буторин А.В. Сравнительный анализ методов спектральной инверсии волнового поля на примере модельных трасс / А.В. Буторин, Ф.В. Краснов // Геофизика. – 2016. – №4. – С. 68-76.
4. Буторин А.В. Изучение спектральных характеристик волнового поля на примере модельных данных по результатам вейвлет-преобразования // Геофизика. 2016. № 4.3.
5. Никольников А.Ю. Интерпретация данных сейсморазведки 3D на основе спектральной декомпозиции и нелинейных зависимостей динамических атрибутов // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2012.
6. Partyka G., J. Gridley and J. Lopez. Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge* 18 (1999): 353–360.

МЕТОД ВЭЗ ПРИ ПОСИКЕ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ЗОН РАЗУПЛОТНЕНИЯ И РАЗВИТИЯ КАРСТА В Г. КУНГУР

Гинзбург Евгений Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
аспирант 2 года обучения, г. Пермь
e-mail: ginzburg2014@mail.ru*

Зотин Никита Алексеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
аспирант 2 года обучения, г. Пермь
e-mail: zotin@antikarst.ru*

Аннотация: карстовая опасность характерна для районов, разрез которых сложен растворимыми горными породами, которые могут быть распространены как на поверхности, так и на глубине. С целью своевременного выявления опасных зон успешно применяются геофизические методы, основанные на постоянном токе, по результатам которых строятся карты и разрезы удельных сопротивлений. Эффективность электроразведочных методов зачастую зависит от множества факторов, как технических, так и геологических и многих других. В данной статье произведена оценка эффективности применения метода ВЭЗ на примере г. Кунгур.

Ключевые слова: карст, инженерная геофизика, электроразведка, ВЭЗ, удельное сопротивление.

VES METHOD IN SEARCHING FOR POTENTIAL ZONES OF DECOMPACTION AND DEVELOPMENT OF KARST IN KUNGUR

Evgenii Ginzburg,

*PSU, 2nd year Post-graduate Student, Perm,
e-mail: ginzburg2014@mail.ru*

Nikita Zotin,

*PSU, 2nd year Post-graduate Student, Perm,
e-mail: zotin@antikarst.ru*

Abstract: the karst hazard is typical for areas whose section is composed of soluble rocks, which can be distributed both on the surface and at depth. For the purpose of timely detection of dangerous zones, geophysical methods based on direct current are successfully applied, based on the results of which maps and resistivity sections are built. The efficiency of electrical exploration methods often depends on many factors, both technical and geological, and many others. This article evaluates the effectiveness of the application of the VES method on the example of Kungur.

Keywords: karst, engineering geophysics, electrical exploration, VES, resistivity.

Карст – это процесс химического и механического воздействия подземных вод, выражающийся в выщелачивании горных пород и последующем вымывании накопленных частиц. Только на Урале, по данным геологического картирования растворимые в воде, или карстующиеся породы, занимают около 45 процентов территории [2]. Кунгурский район Пермского края характеризуется высокой степенью распространения карста. Основными карстующимися горными породами на данной территории являются сульфаты: гипсы и ангидриты. Сульфаты характеризуются относительно высокой скоростью растворения, и в отличие от галоидов, обладают более низкой пластичностью (что может способствовать закрытию трещин). Помимо этого, в случае развития карста в сульфатных горных породах могут образоваться воронки, полости, провалы и иные опасные формы карстопроявления. В настоящее время одним из ключевых геофизических методов при поиске областей карстопроявления является вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ) [3, 4]. Работы с использованием метода ВЭЗ позволяют выделять и оконтуривать зоны трещиноватости, разуплотнения горных пород и развития карста.

Задачей геофизических исследований являлось проведение электроразведочных работ с целью обнаружения зон, подверженных процессам карстообразования. Для решения поставленных задач

использован метод вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) [5-7]. Профильные электро-разведочные наблюдения выполнены с использованием четырехэлектродной симметричной измерительной установки (установка Шлюмберже). Разносы питающей линии АВ изменялись до 500 м, размеры приемной линии MN составляли 12,5 м. Разносы по питающей линии АВ – 20,0; 25,0; 32,0; 40,0; 50,0; 64,0; 80,0; 100,0; 126,0; 160,0; 200,0; 250,0; 320,0; 400,0; 500,0 м. В итоге отработано 70 физических точек на 9 профилях.

Измерения выполнялись цифровой электроразведочной аппаратурой АМС-1, обладающей высокой точностью и помехозащищенностью. Для оценки точности полевых наблюдений проводились контрольные измерения в объеме 5 % от объема рядовых наблюдений. Погрешность полевых наблюдений не превышает 5 %.

При количественной интерпретации геофизических исследований использовались данные архивных скважин: с-786, с-907, с-910, с-914, с-915, с-1680, с-3220, с-3222, с-4070, с-4254.

Скважина с-786 расположена в 18 м от 7 пикета 1 профиля. Скважина с-907 расположена в 91 м от 1 пикета 1 профиля; в 13 м от 10 пикета 2 профиля; в 54 м от 19 пикета 3 профиля. Скважина с-910 расположена в 11 м от 48 пикета 7 профиля. Скважина с-914 расположена в 57 м от 15 пикета 3 профиля. Скважина с-915 расположена в 36 м от 24 пикета 4 профиля. Скважина с-1680 расположена в 17 м от 34 пикета 5 профиля. Скважина с-3220 расположена в 61 м от 44 пикета 6 профиля. Скважина с-3222 расположена в 44 м от 52 пикета 7 профиля. Скважина с-4070 расположена в 17 м от 60 пикета 8 профиля; в 98 м от 68 пикета 9 профиля. Скважина с-4254 расположена в 25 м от 28 пикета 4 профиля.

В пределах 1 профиля выделяются кривые типа А, К и Н. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 1 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 2,0 до 35,0 Ом*м и мощностью около 32,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще с прослоями щебенистого грунта. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 15,0 до 60,0 Ом*м и мощностью до 10,0-12,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать гипсовым породам. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 7,0 до 200,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать доломитам. В результате количественной интерпретации, в пределах 1 профиля можно выделить две низкоомные области (аномалии): первая характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 3 пикета на глубинах от 7,0 до 26,5 м от поверхности наблюдений. Вторая также характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 2 пикета на глубине примерно 69 м от поверхности наблюдений и распространяется вглубь. Эти аномальные участки могут отражать наличие закарстованных областей (рис. 1).

В пределах 2 профиля выделяются кривые преимущественно типа А и Н. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 2 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 2,0 до 30,0 Ом*м и мощностью около 34,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще, местами замещенной суглинками с прослоями щебенистого и гравийного грунтов. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 13,0 до 35,0 Ом*м и мощностью до 15,0-16,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать гипсовым породам. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 20,0 до 200,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать доломитам. В результате количественной интерпретации, в пределах 2 профиля можно выделить две низкоомные области (аномалии): первая характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 7, 8 и 9 пикетов на глубинах от 11,5 до 13,5 м от поверхности наблюдений. Вторая также характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 12 пикета на глубинах от 17,5 до 33,3 м от поверхности наблюдений. Эти аномальные участки могут отражать наличие закарстованных областей (рис. 1).

В пределах 3 профиля выделяются кривые преимущественно типа А и Н. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 3 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 3,0 до 17,0 Ом*м и мощностью около 31,0 м, на основе архивных материалов и

результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще, местами замещенной суглинками с прослоями щебенистого и гравийного грунтов. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 27,0 до 56,0 Ом*м и мощностью до 12,0-13,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать гипсовым породам. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 35,0 до 130,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать доломитам. В результате количественной интерпретации, в пределах 3 профиля можно выделить низкоомную область (аномалию). Она характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 21 пикета на глубинах от 11,4 до 15,6 м от поверхности наблюдений. Этот аномальный участок может отражать наличие закарстованной области (рис. 1).

В пределах 4 профиля выделяются кривые преимущественно типа А и Н. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 4 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 2,0 до 13,8 Ом*м и мощностью около 18,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще, местами замещенной суглинками с прослоями щебенистого и гравийного грунтов. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 14,2 до 150,0 Ом*м и мощностью до 31,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать гипсовым и ангидридовым породам, с прослоями супесей и щебенистого грунта. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 26,3 до 150,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать доломитам. В результате количественной интерпретации, в пределах 4 профиля можно выделить две низкоомные области (аномалии): первая характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 27 пикета на глубинах от 7,0 до 12,5 м от поверхности наблюдений. Вторая также характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 30 пикета на глубинах от 7,0 до 18,0 м от поверхности наблюдений. Эти аномальные участки могут отражать наличие закарстованных областей (рис. 1).

В пределах 5 профиля выделяются кривые типа А, К и Н. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 5 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 5,0 до 29,1 Ом*м и мощностью около 18,5 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 9,4 до 50,0 Ом*м и мощностью до 31,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать доломитам, переслаивающимся с ангидритами. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 6,5 до 70,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать доломитам. В результате количественной интерпретации, в пределах 5 профиля можно выделить одну низкоомную область (аномалию). Она характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 37 пикета с глубины 26,5 м от поверхности наблюдений и распространяется вглубь, и в пределах 38 пикета с глубины 13,5 до 44,5 м от поверхности наблюдений. Этот аномальный участок может отражать наличие закарстованной области (рис. 1).

В пределах 6 профиля выделяются кривые преимущественно типа А и Н. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 6 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 3,8 до 38,0 Ом*м и мощностью около 25,5 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще, местами замещенной суглинками с прослоями гравийного грунта. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 11,0 до 40,0 Ом*м и мощностью до 10,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать щебенистому грунту. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 20,0 до 100,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать доломитам. В результате количественной интерпретации, в пределах 6 профиля можно выделить две низкоомные области (аномалии): первая характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 45 пикета на глубинах от 25,5 до 30,5 м от поверхности наблюдений. Вторая также характеризуется пониженными значениями сопротивле-

ний в пределах 46 пикета на глубинах от 9,5 до 18,0 м от поверхности наблюдений. Эти аномальные участки могут отражать наличие закарстованных областей (рис. 1).

В пределах 7 профиля выделяются кривые преимущественно типа А и Н. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 7 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 4,0 до 25,4 Ом*м и мощностью от 25,0 до 31,5 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще, местами замещенной суглинками с прослоями щебенистого грунта. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 5,0 до 70,0 Ом*м и мощностью от 9,0 до 15,5 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать гипсовым породам, местами ангидритами с щебенистым грунтом. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 25,0 до 75,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать доломитам. В результате количественной интерпретации, в пределах 7 профиля можно выделить две низкоомные области (аномалии): первая характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 47, 48 и 49 пикетов на глубинах от 5,0 до 9,0 м от поверхности наблюдений. Вторая также характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 54 пикета на глубинах от 25,0 до 40,5 м от поверхности наблюдений. Эти аномальные участки могут отражать наличие закарстованных областей (рис. 1).

В пределах 8 профиля выделяются кривые преимущественно типа А и Н. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 8 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 6,0 до 20,0 Ом*м и мощностью примерно 27,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще, местами замещенной суглинками с прослоями глыбового грунта. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 6,0 до 50,0 Ом*м и мощностью примерно 11,5 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать гипсовым породам. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 35,0 до 60,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать ангидритам, с глубиной заменяющимися доломитами. В результате количественной интерпретации, в пределах 8 профиля можно выделить низкоомную область (аномалию). Она характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 59, 60, 61 и 62 пикетов на глубинах от 34,0 до 38,5 м от поверхности наблюдений. Этот аномальный участок может отражать наличие закарстованной области (рис. 1).

В пределах 9 профиля выделяются кривые преимущественно типа А. В ходе анализа параметрических зондирований по профилю 9 можно выделить трехслойный разрез. Первый геоэлектрический горизонт характеризует самую верхнюю часть разреза и выделяется значениями сопротивлений в диапазоне от 4,0 до 20,0 Ом*м и мощностью примерно 25,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать глинистой толще, местами замещенной суглинками с прослоями глыбового грунта. Второй геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 13,0 до 50,0 Ом*м и мощностью примерно 11,0 м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать гипсовым породам. Третий (опорный) геоэлектрический горизонт характеризуется сопротивлениями в диапазоне от 35,0 до 85,0 Ом*м, на основе архивных материалов и результатов геофизических исследований этот слой может соответствовать ангидритам, с глубиной заменяющимися доломитами. В результате количественной интерпретации, в пределах 9 профиля можно выделить низкоомную область (аномалию). Она характеризуется пониженными значениями сопротивлений в пределах 68 и 69 пикетов на глубинах от 25,0 до 32,0 м от поверхности наблюдений. Этот аномальный участок может отражать наличие закарстованной области (рис. 1).

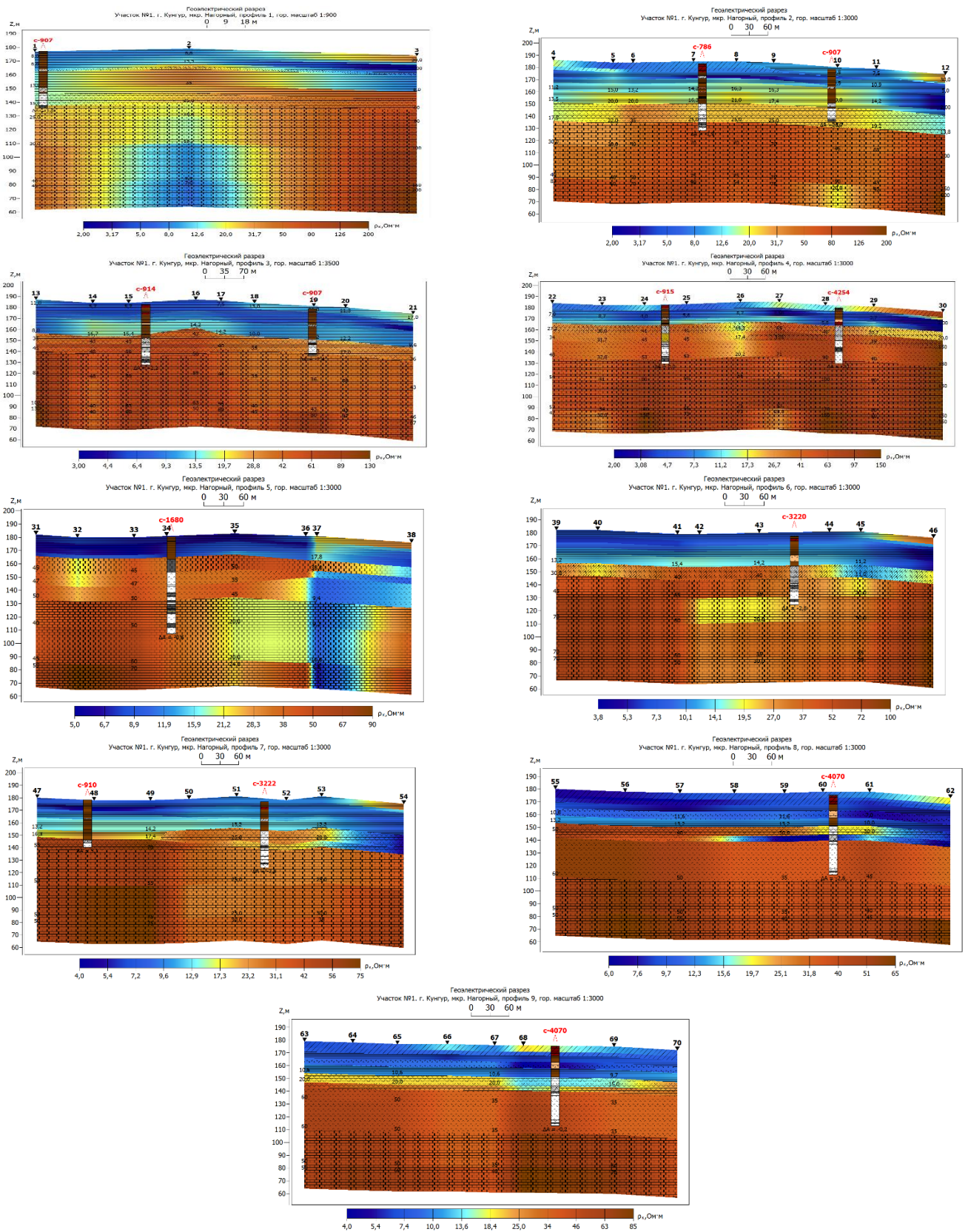


Рис. 1. Геоэлектрические разрезы (1-9)

Карта 1 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на поверхности исследований. Практически на всем участке работ преобладают низкие значения сопротивлений, за исключением восточной части участка, где в основном повышенные значения (пикеты 3, 12, 21, 30, 38, 46 и 54) (рис. 2).

Карта 2 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 10,0 м. На ней видны несколько локальных областей с пониженными сопротивлениями (пикеты 24, 25 и 33; пикеты 27, 28, 29 и 30; пикеты 3 и 12; пикет 46) (рис. 2).

Карта 3 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 20,0 м. На ней видна область повышенных сопротивлений в центральной части участка (пикеты 27 и 35). И две области в северо-восточной (пикеты 46, 54, 60, 61, 62, 68 и 69) и юго-восточной (пикет 12) частях участка работ с пониженными значениями сопротивлений (рис. 2).

Карта 4 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 30,0 м. На ней видна область повышенных сопротивлений в центральной части участка (пикеты 27 и 28). И две области в северо-восточной (пикеты 38, 44, 45, 46, 53, 54, 61, 62, 68 и 69) и южной (первые 3 профиля, за исключением пикетов 3 и 16) частях участка работ с пониженными значениями сопротивлений (рис. 2).

Карта 5 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 40,0 м. На ней видны две области в северо-восточной (пикеты 36, 37, 44, 45, 51, 52, 53 и 54) и юго-восточной частях участка (первые 2 профиля, за исключением 3 пикета) работ с пониженными значениями сопротивлений (рис. 2).

Карта 6 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 50,0 м. На ней видны две области в центральной (пикеты 35, 36, 37, 42, 43, 44, 45, 50-54, 58-62, 66, 69 и 70) и южной (первые 2 профиля, за исключением пикетов 3 и 12) частях участка работ с пониженными значениями сопротивлений (рис. 2).

Карта 7 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 60,0 м. На ней видны две области в центральной (пикеты 35-37, 42-45, 50-54, 58-62, 66, 69 и 70) и юго-западной (пикеты 1 и 2) частях участка работ с пониженными значениями сопротивлений (рис. 2).

Карта 8 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 70,0 м. На ней видны две области в центральной (пикеты 35-37, 42-45, 50-53, 58-62 и 66) и юго-западной (пикеты 1 и 2) частях участка работ с пониженными значениями сопротивлений (рис. 2).

Карта 9 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 80,0 м. На ней видны две области в центральной (пикеты 35-37, 42-45, 50-53, 58-62 и 66) и юго-западной (пикеты 1 и 2) частях участка работ с пониженными значениями сопротивлений (рис. 2).

Карта 10 иллюстрирует распределение удельных сопротивлений по площади участка работ на глубине 90,0 м. На ней видны две области в центральной (пикеты 35-37, 42, 50-53) и юго-западной (пикет 2) частях участка работ с пониженными значениями сопротивлений (рис. 2).

В результате количественной интерпретации по профилям выделено 12 низкоомных областей (аномалий), которые могут потенциально отражать закарстованные области.

Для оценки качества полученных результатов построена карта остаточных аномалий, которая отражает степень погрешности кривой в каждой отдельно взятой точки ВЭЗ (рис. 3).

В восточной части участка можно наблюдать высокую степень погрешности расчетной и экспериментальной кривой. Это связано в основном с расположенным там коммунальным туннелем, который вызывает серьезные помехи при производстве электроразведочных работ. Также область относительно высокой погрешности наблюдается в северо-восточной части участка, такая картина вызвана сложными условиями (наличие в некоторых местах асфальтированных покрытий и железобетонных конструкций) при производстве работ.

Для обработки и интерпретации результатов электроразведочных работ использовался программный комплекс «Зонд 2» [1].

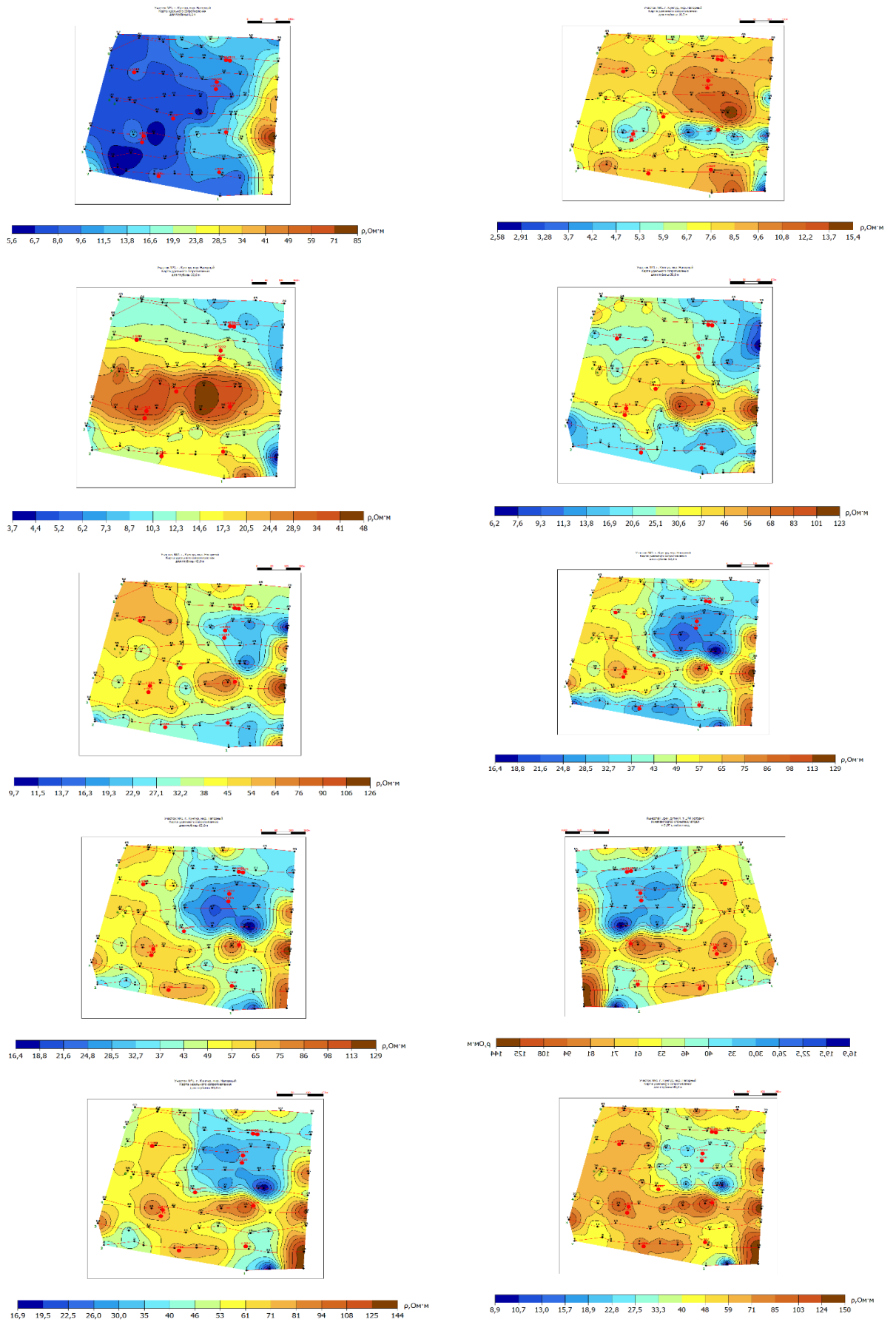


Рис. 2. Карты удельного сопротивления (1-10)

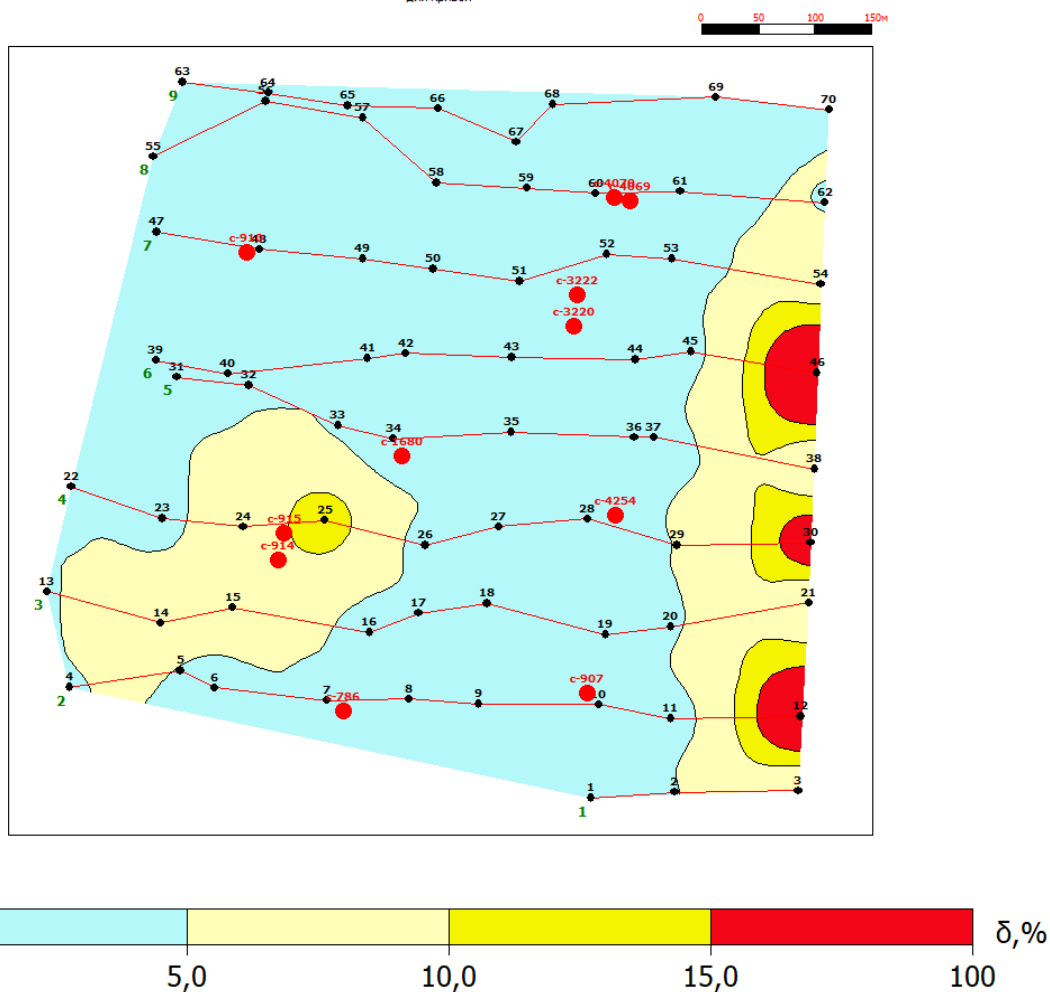


Рис. 3. Карта остаточных аномалий

Литература

1. Комплекс программ Зонд 2 [Электронный ресурс] – <http://uralgeopole.ru/kompleks-programm-zond-2/> (д.о. 31.03.2023)
2. Максимович Г.А., Горбунова Г.А. Карст Пермской области. Пермское книжное издательство г. ПЕРМЬ – 1958 г. 184 с.
3. Марченко М.Н. Вертикальное электрическое зондирование. Учебное пособие М.: издательство МГУ, 2013 – 28 с.
4. Матвеев Б.К. Электроразведка. Учебник для вузов г. Москва: Недра, 1990 – 368 с.
5. РСН 64-87 Инженерные изыскания для строительства. Технические требования к производству геофизических работ. Электроразведка.
6. СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть 6. Правила производства геофизических исследований.
7. СП 47.13330.2012 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.

РЕШЕНИЕ ПРЯМОЙ ЗАДАЧИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В ПРОГРАММЕ TESSERAL

Занина Вероника Юрьевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 3 курса, г. Пермь*

e-mail: zanina_02@bk.ru

Научный руководитель: старший преподаватель, Кулакова Наталья Валерьевна

Аннотация: статья посвящена изучению принципов и методов решения прямой задачи в сейсморазведке. Описываются этапы создания геологической модели, задания параметров модели. Рассматривается программное обеспечение Tesserat, которое используется для моделирования сейсмических волн и решения прямой задачи сейсморазведки.

Ключевые слова: сейсморазведка, прямая задача, геологическая модель, сейсмические волны, Tesserat.

SOLVING THE DIRECT PROBLEM OF SEISMIC EXPLORATION IN THE TESSERAL PROGRAM

Veronika Zanina

*Perm State National Research University, 3rd year Student, Perm,
e-mail: zanina_02@bk.ru*

Research Supervisor: Senior Lecturer, Natalia Kulakova

Abstract: the article is devoted to the study of the principles and methods of solving a direct problem in seismic exploration. The stages of creating a geological model, setting model parameters. The Tesserat software is considered, which is used for modeling seismic waves and solving the direct problem of seismic exploration.

Keywords: seismic exploration, direct task, geological model, seismic waves, Tesserat.

Сейсморазведка является одним из наиболее эффективных методов исследования геологических структур и разрезов подземных образований. Этот метод основан на использовании сейсмических волн, которые распространяются через различные слои земной коры и отражаются от границ различных геологических образований.

Одной из основных задач сейсморазведки является решение прямой задачи. Решение этой задачи позволяет создать модель геологического разреза, которая может быть использована для более точного планирования и бурения скважин для добычи нефти, газа и других полезных ископаемых [1].

Цель данной работы – изучить принципы и методы решения прямой задачи сейсморазведки, а также оценить эффективность и точность этого метода.

Прямая задача сейсморазведки позволяет произвести для известного сейсмического разреза расчет времен прихода (t) и амплитуд (A) той или иной волны тогда, когда точно известны мощность, глубина залегания и размер тех или других геологических объектов (чаще слоев), а также скорости распространения упругих волн и место и форма источника. В сейсморазведке чаще решает обратную задачу, то есть определяют значение скоростей по зарегистрированному полю времени [2].

Для решения прямых динамических задач используют волновое уравнение вида:

$$\frac{1}{v^2} \cdot \frac{\partial A}{\partial t} = \frac{\partial^2 A}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 A}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 A}{\partial z^2} \quad (1)$$

где V – скорость той или иной волны (V_p или V_s), $A(t, x, y, z)$ – амплитуда или иное возмущение сигнала, распространяющееся в среде (x, y, z) на разных временах t после его возбуждения.

$$V = \frac{\Delta x}{\Delta t} \quad (2)$$

Одна из простейших задач – это получение годографа прямой волны (рис. 1). После создания упругого импульса в пункте возбуждения время прихода прямой волны равно $t = x/V$. Исходя из этого, годограф будет иметь вид прямой линии [2]. По наклону этой линии можно определить скорость:

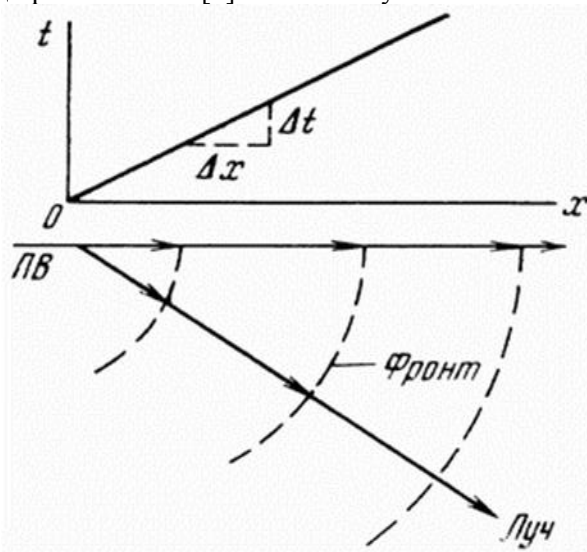


Рис. 1. Годограф прямой волны

Tesseral – это программное обеспечение, которое может быть использовано для моделирования сейсмических волн и решения прямой задачи сейсморазведки. Решение прямой задачи для данной работы проводилось в несколько этапов: первым шагом является создание геологической модели (рис. 2), которая описывает структуру земной коры. В Tesseral можно задать различные параметры модели, такие как геометрические размеры, плотность, скорость распространения сейсмических волн, а также наличие пород и пустот. Модель может быть создана с помощью встроенного редактора или импортирована из внешних источников[3].

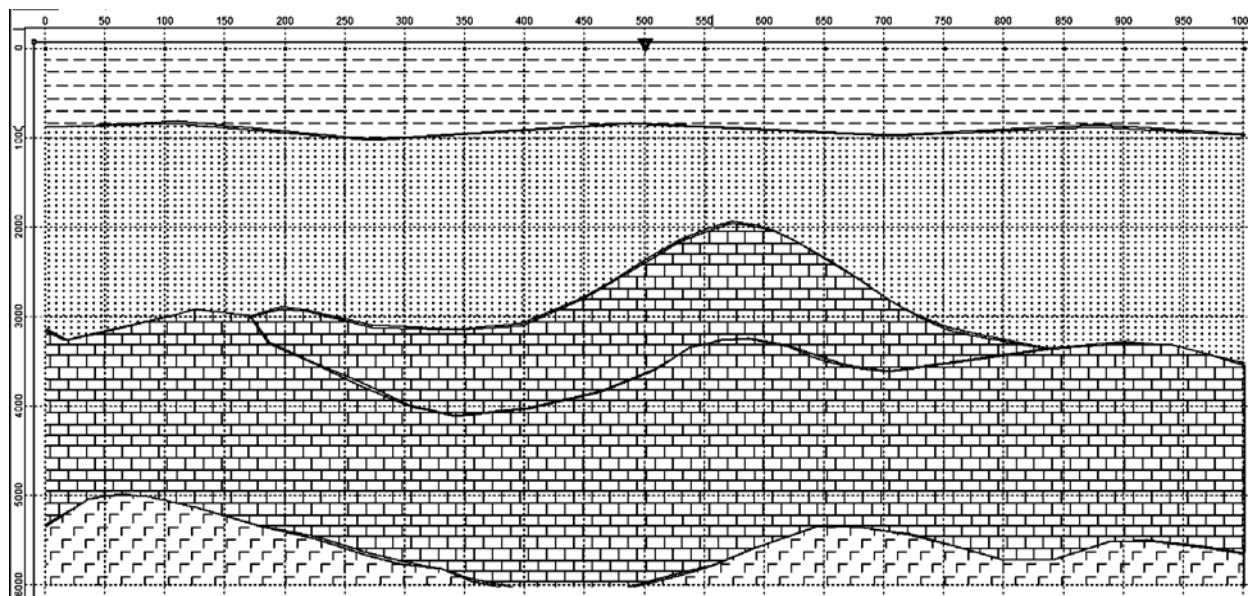


Рис. 2. Геологическая модель

В первом слое залегает глина, скорость продольных волн 1500 м/с, во втором слое залегает песок со скоростью продольных волн 2000 м/с, в третьем – известняк нефтенасыщенный 2500 м/с, ниже известняк водонасыщенный 2800 м/с и габбро 6500 м/с. Нефтенасыщенный известняк залегает на глубине 2800-4000 метров.

Вторым шагом является задание параметров наблюдения, которые определяют характеристики и расположение источника сейсмических волн и приемника. В Tesseral можно задать различные параметры наблюдения, такие как частота сейсмических волн, расположение источника и приемника,

геометрия массива приемников и время задержки между источником и приемником. Третий шаг заключается в расчете распространения сейсмических волн в модели.

Tesseral использует различные численные методы, такие как метод конечных разностей, метод конечных элементов и метод граничных элементов [3]. Результатом этого шага является модель данных, которая содержит информацию о распределении амплитуд и временных задержек сейсмических волн на массиве приемников (рис.3).

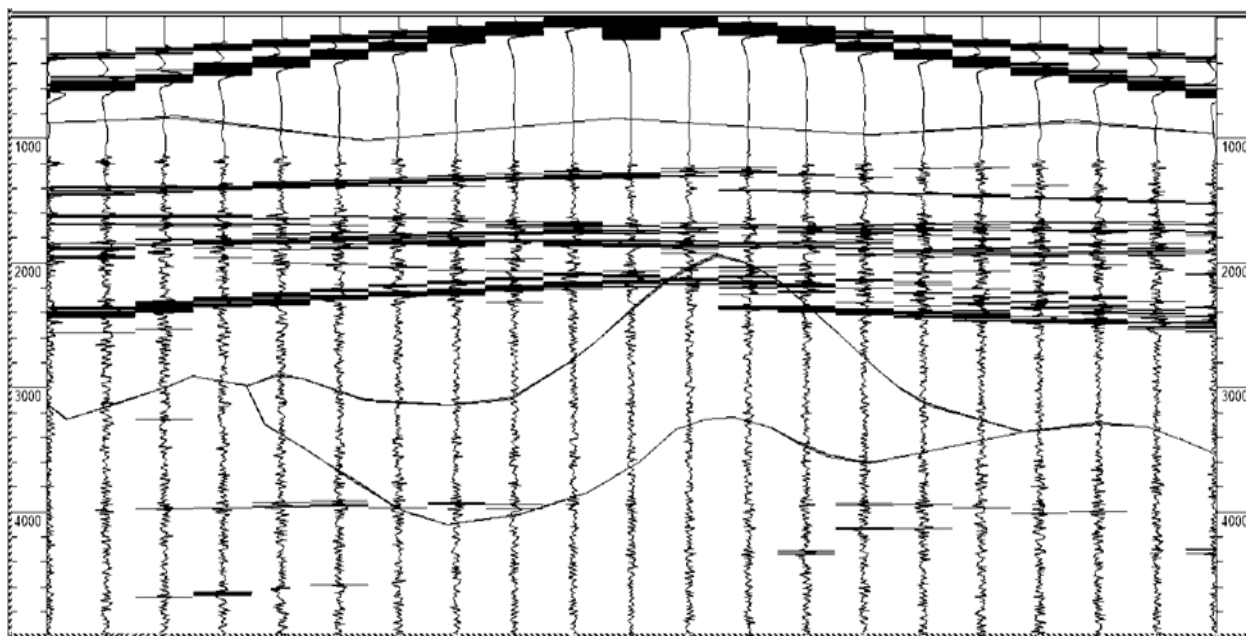


Рис.3. Волновая модель

Четвертым шагом является обработка модели данных. Tesseral предоставляет множество инструментов для обработки данных, таких как фильтры, корректировка амплитуд, выделение фазовых сдвигов и определение границ раздела геологических слоев. В результате обработки данных получают исходные данные для интерпретации. Пятый и последний шаг заключается в интерпретации данных. Tesseral предоставляет множество инструментов для интерпретации данных, таких как построение моделей и рисунков, кросс-профили, трехмерные модели и интерактивные визуализации. Эти инструменты позволяют визуализировать и анализировать результаты исследований сейсмической разведки[3].

Одним из основных преимуществ Tesseral является его способность работать с большими объемами данных и сложными геологическими моделями. Программа также обладает широким набором инструментов для обработки и интерпретации данных, что делает ее полезной во многих применениях. Кроме того, Tesseral является гибкой и настраиваемой программой, что позволяет пользователям адаптировать ее под свои нужды и требования.

Таким образом, Tesseral является мощным инструментом для решения прямой задачи сейсморазведки. Он позволяет создавать геологические модели, задавать параметры наблюдения, рассчитывать распространение сейсмических волн, обрабатывать данные и интерпретировать результаты. Это позволяет получать более точные и детальные данные о внутренней структуре земли, что в свою очередь может быть использовано для различных исследований, таких как поиск месторождений нефти и газа, анализ геологической структуры, определение подземных вод, и других геологических работ.

Литература

1. Бондарев В.И. Сущность сейсморазведки // Основы сейсморазведки. Екатеринбург, УГГА, 2003 год. Страницы 3-7.
2. Костицын В.И., Хмелевской В.К. Принципы решения прямой задачи сейсморазведки // Геофизика. Пермь, ПГНИУ, 2018 год. Страницы 245-246.
3. Tesseral Technologies Inc [Электронный ресурс], 2007-2023. URL: <http://www.tesseral-geo.com/solutions.ru.php#tabs=0> (дата обращения: 23.03.2023)

ИССЛЕДОВАНИЯ УЧАСТКОВ СУФФОЗИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ГЕОРАДАРНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Карякин Семен Константинович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: sem2714@gmail.com*

Шуткина Майя Артемовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студентка 3 курса, г. Пермь
e-mail: mayyashutkina@yandex.ru*

Научный руководитель: Phd, доцент, Ковин Олег Николаевич

Аннотация: Рассмотрены практические аспекты использования георадиолокационного метода для изучения областей суффозии. Проведён полевой сбор данных георадаром Python-3 около корпуса

№8 Пермского Государственного национального исследовательского университета. Произведена интерпретация полученных данных. Представлены результаты данных георадарного зондирования. Установлена причина возникновения суффозионной воронки.

Ключевые слова: георадар, зондирование, суффозия, интерпретация.

USING GEORADAR FOR SUFFOSION SITES STUDIES

Semyon Karyakin

*Perm State University, 3rd year student;
e-mail: sem2714@gmail.com*

Mayya.Shutkina

*Perm State University, 3rd year student;
e-mail: mayyashutkina@yandex.ru*

Research Supervisor: Ph.D, Kovin O. N.

Abstract: the article deals the practical aspects of using GPR method for suffosion area studies. Field data were collected by Python-3 GPR near the building No.8 of Perm State National Research University. The results of GPR data are presented. The reason of the suffosion sinkhole creation was established.

Keywords: GPR, sounding, sinkhole, interpretation.

До сих пор суффозионные процессы представляют опасность для гражданского населения. Согласно инженерной защите территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов, СНиП 22-02-2003, суффозия входит в состав опасных геологических процессов, наряду с оползнями, обвалами, карстами, селевыми потоками и другие. Суффозия представляет собой разрушение и вынос потоком подземных вод отдельных компонентов и крупных масс дисперсных и цементированных обломочных пород, в том числе слагающих структурные элементы скальных массивов [3]. В «Инженерно-геологические изыскания для строительства» СП 11-105-97, сказано, что суффозия не самостоятельный процесс. Процессы суффозии и усадки грунтов активизируются при их увлажнении, которое наблюдается при подтоплении или повышении уровня подземных вод [4].

Данная проблема является довольно распространенной, вымывание и усадка грунтов пагубно влияет на гражданское население. Наибольшую опасность вызывает именно сам процесс образования воронок. Суффозия влечет за собой такие проблемы как: провалы машин, нарушение логистики, разрушение дороги тротуаров.

Георадар – геофизический зондирующий прибор глубинного подповерхностного зондирования. Позволяет определить уровень грунтовых вод, границы распространения залежей полезных ископаемых, профиль и глубину дна водоемов, является эффективным инструментом для выявления

скрытых объектов и пустот в земле. При помощи георадара можно выявить участки с опасными геологическими процессами, такими как суффозии, карстовые воронки и оползни. Основными преимуществами георадара являются высокая точность и скорость сбора данных, а также возможность работы в различных условиях, не требуя большого количества времени и усилий.

Главными преимуществами георадаров являются возможность обследования без нарушения целостности грунта, мобильность и высокая скорость проведения работ, возможность осуществления работ на разных поверхностях (земля, снег, лед, фундамент, асфальт, пересеченная местность), компактность, возможность построения 3-хмерной модели объекта. Кроме того, для обслуживания георадара нужно не больше одного-двух человек.

Работа проведена 31 марта 2023 года на территории Пермского государственного национально исследовательского университета на месте образования суффозионной воронки (Рис. 1). Данные получены путем георадарного зондирования места суффозии и прилегающей территории с помощью георадара Питон-3 (оперативная частота 100 МГц).



Рис. 1. Суффозионная воронка на территории ПГНИУ вблизи корпуса № 8

Целью электроразведочных работ являлось определение причин образования участков просадки грунтов и их геометрических параметров. При осмотре провала плитки и прилегающей территории была обнаружена полость размером 0.17x0.18 м. Видимая глубина полости более 0,1 м. Исследования были проведены по 5 профилям. Профиль №1 (рис 3) проходил через суффозионную воронку. Профиль №2 (рис.4) проходил вблизи канализационного люка. Профиля №3, №4 (рис.5) – вблизи от образования провала. Профиль №5 (рис.6) был проведен на удалении 10 метров от полости, вдоль 8 корпуса (рис.2) на участке проседания отмостки здания.



Рис. 2. Участок замеров

Профиль №1 – фиолетового цвета (10 м); профиль №2 – желтого цвета (10 м); профиль №3 – красного цвета (10м); профиль №4 – голубого цвета (21м), профиль №5–зеленого цвета (40м).

Полученные данные были загружены в программу Prism2 для дальнейшей обработки и интерпретации. В ходе обработки была проведена коррекция амплитуд в ручном режиме. Это было сделано для лучшей визуализации данных.

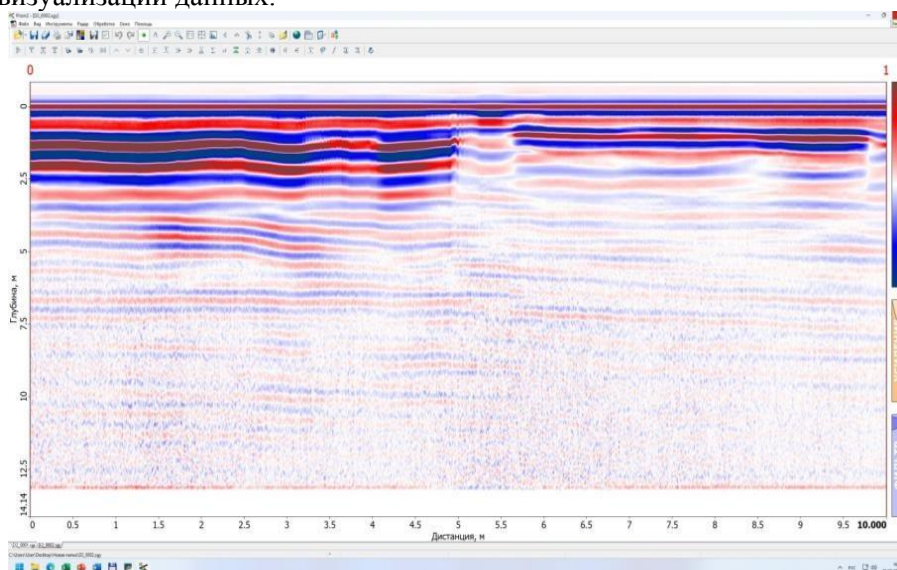


Рис 3. Профиль №1, вдоль суффозийной воронки.

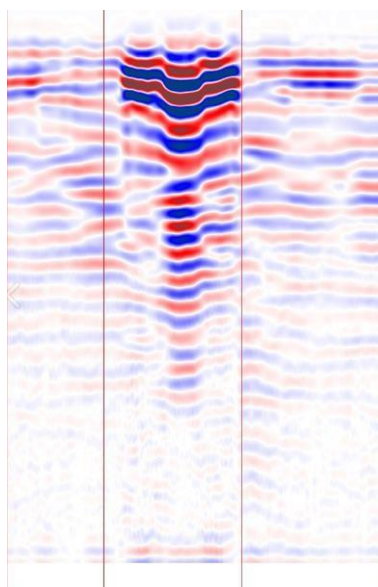


Рис. 4. Профиль №2, вдоль канализационного люка

Анализируя профили №3 №4 (рис.5) можно выделить зоны повышенной влажности грунта. Для среды, где просматривается уровень грунтовых вод (УГВ), поверхность влагонасыщения на радиограммах будет представлена четкими протяженными осями синфазности большой амплитуды. На данном профиле таких амплитуд нет, из чего можно сделать вывод, что УГВ никак не влияет на появление зон повышенной влажности.

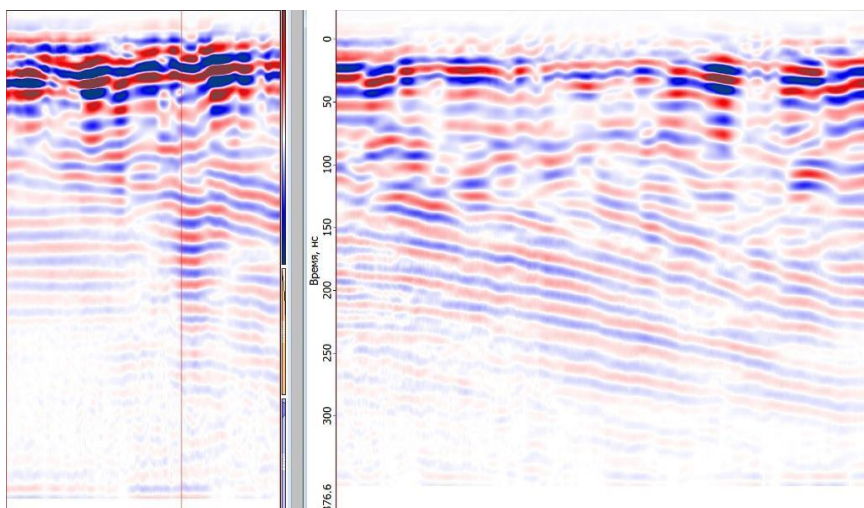


Рис. 5. Профиля №3 №4, вблизи образования провала

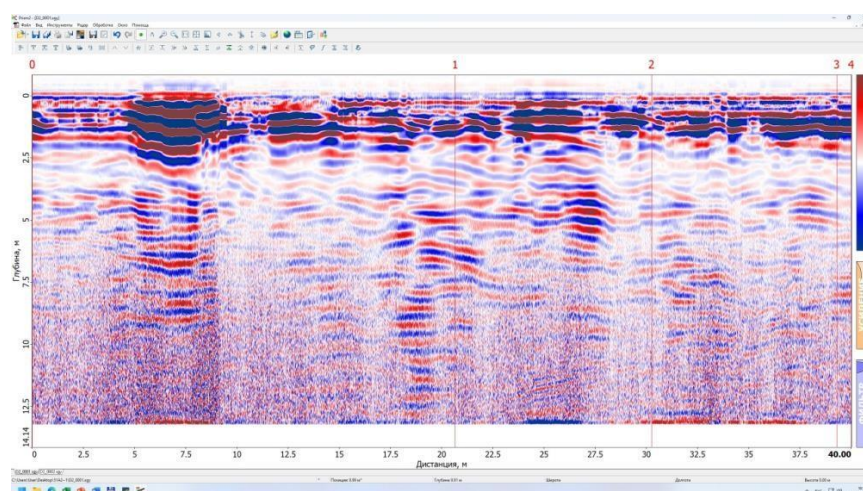


Рис. 6. Профиль №5, вдоль 8 корпуса, на удалении 10 метров от провала

По результатам профилирования, можно сделать вывод, что зона смещения грунта 30 см, на участке более 1.5 метров. Ее образование объясняется наличием канализационных труб вблизи образования полости. Можно предположить, что трубы на этом участке имеют протечку, так как на рис.5 видны места размыва грунта. На профиле №5 (рис.6) обнаружена такая же проблема, из этого можно сделать вывод, что данная проблема не имеет локальный характер. Необходимо отметить, что размер воронки будет только увеличиваться, что в свою очередь приведёт к еще большим возможным просадкам грунта.

Литература

1. М.Л. Владов, А.В.Старовойтов. Георадиолокационные исследования верхней части разреза. Учебное пособие. М.: Изд-во МГУ, 1999, 90 с
2. Старовойтов А.В. Интерпретация георадиолокационных данных. Учебное пособие – М.: Издательство МГУ, 2008. – 192с
3. СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. М.: Минрегион России, 2012.60с
4. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.: Госстрой России.2000.93 с.
5. Prism2, инструкция пользователя, версия2.7х. Рига 2022,105с.

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГОРИЗОНТА ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА БЕЛЬСКОЙ СТРУКТУРЫ

Никитин Анатолий Эдуардович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь,
e-mail: anatolianikitin.2000@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Огородова Ирина Владимировна

Аннотация: Кинетическая интерпретация горизонта верхней части Турнейского яруса Бельской структуры с помощью программного обеспечения Kingdom с последующим построением контурных карт скоростей и глубин.

Ключевые слова: Кинетическая интерпретация, корреляция, горизонт, площадь наблюдения, отражающий горизонт, сейсмическая запись, глубинная модель.

PECULIARITIES OF INTERPRETATION OF THE UPPER PART OF THE TOURNAISIAN HORIZON OF THE BELSK STRUCTURE

Nikitin Anatoliy Eduardovich

*Perm State National Research University, 2nd year Master's Degree Student, City Perm,
e-mail: anatolianikitin.2000@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Ogorodova Irina Vladimirovna

Abstract: Kinetic interpretation of the upper part of the Tournaisian horizon of the Belsk structure using the Kingdom software, followed by the construction of contour maps of velocities and depths.

Keywords: Kinetic interpretation, correlation, horizon, observation area, reflecting horizon, seismic record, depth model.

Интерпретацию сейсморазведочных данных выполняют на всех этапах обработки: без своевременного анализа и геологического истолкования промежуточных материалов нельзя получить полноценную картину. [1]

Положение отражающих и преломляющих границ и распределение скоростей тех или иных волн в изучаемой толще по сейсмическим данным изучают путем решения обратной кинематической задачи сейсморазведки. Как и для обратных задач геофизики вообще, решение обратной задачи сейсморазведки возможно лишь в рамках некоторых априорных предположений относительно строения и свойств исследуемой среды [2].

В сейсморазведке различают обратную кинематическую и динамическую задачи. Кинематическая задача заключается в том, чтобы по временам прихода полезных волн восстановить положение сейсмических границ и распределение скоростей (кинематическая интерпретация сейсморазведочных данных [3].

Кинематическая интерпретация выполняется по материалам обработки наблюдений площадных и профильных съемок – сейсмическим изображениям в виде волновых кубов, вертикальных кубов, вертикальных разрезов, горизонтальных срезов или по кинематическим временным и глубинным разрезам. На волновых картинах интерпретатор с помощью специальных компьютерных программ, обнаруживает и прослеживает полезные волны. В результате он создаёт тонкослоистую структурно-скоростную модель исследуемой среды, т.е. объёмную или плоскую картину геологических объектов в сейсмическом представлении – осадочных напластований, складчатых образований, разрывных нарушений, локальных неоднородностей и так далее [1].

Целью этой работы является проведение кинематической интерпретации структур верхней части турнейского яруса Бельской структуры.

Общие сведения о месторождении. В административном отношении Бельское месторождение нефти расположено на юго-востоке Соликамского района Пермской края, в 20 км к юго-востоку от г.Соликамска и в 172 км севернее г. Перми. Рельеф местности холмисто-увалистый, сильно расчле-

ненный. Большая часть площади покрыта лесом с частыми вырубками. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от + 170 до + 252 метров.

Геологический разрез Бельского месторождения изучен от четвертичной системы до вендского комплекса протерозоя. Максимальная глубина залегания отложений вендского комплекса, вскрываемых в пределах месторождения, составляет 2815 м (скв.5 – параметрическая). Сведения о глубине залегания и интервалах изменения толщин стратиграфических подразделений получены в результате бурения разведочных (1, 6, 12, 17, 22 и 127) и параметрических (3, 5, 9) скважин. Для выявления литолого-фациальных особенностей выполнен кластерный анализ между ОГ III-III. На основании кластерного анализа, материалов ГИС и керна скв. 5, 17, 12, 127 выделены фации рифового массива и межрифовых отложений.

Межрифовый тип разреза представлен слоистыми известняками с редкими маломощными прослоями глинистых известняков и аргиллитов в верхней части турнейского яруса. Мощность верхнедевонско-турнейских осадков составляет 334-419 м. В пределах рифа на сейсмофациальной схеме верхнефранско-турнейских отложений выделяются гребневая, рифово-платформенная, внутририфово-лагунная, склоновая субфации и область возможного развития палеокарста. В зонах развития гребневой фации накапливались известняки органогенно-детритовые массивно- и неясно-слоистые мощностью, в основном, более 525 м. Фации рифовой платформы представлены преимущественно слоистыми известняками мощностью 505-525 м. Внутририфово лагунная фация представлена маломощными (460-505 м) известняками и доломитами.

Как показывает анализ формирования рифового массива происходило, в основном, в раннефранское время в виде атоллоподобной структуры с понижением в ее центральной части. В позднефранский период при относительном понижении уровня моря в результате приливно отливных процессов происходило частичное разрушение гребневых частей и заполнение лагуны глинистыми известняками в восточной и южной частях рифового массива. В раннефаменское время в западной части рифа выделяется Бельская структура, в восточной – Восточно-Бельская, а на северо-западе площади исследований – Северо-Чашкинская.

Процессы эрозии и карстования получили наиболее широкое развитие в южной части рифа. Породы фаменско-турнейского возраста на своде Бельского поднятия подвергались интенсивным процессам денудации в предвизейское и визейское время. Вышезалегающая толща терригенных отложений представлена переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов радаевского, бобринского и тульского горизонтов визейского яруса нижнего карбона.

Методика полевых работ. Решение поставленных геологических задач осуществлялось по технологии пространственной сейсморазведки 3D типа "крест", при которой профили приема и возбуждения располагаются ортогонально по отношению друг к другу. Расстояния между линиями приема и между профилями возбуждения 250 м. Активная расстановка из 12 линий приема по 100 каналов на каждой принимала сигналы от 30 пунктов возбуждения, расположенных на профиле в центре расстановки (рис. 2.2 а). Расстояния между пунктами приема и возбуждения 50 м. Перекрытие активной расстановки по профилям приема 6 линий, перекрытие по линиям возбуждения отсутствует (рис. 2.2 б). Пункты возбуждения и приема разбиваются со смещением относительно друг друга на половину шага наблюдений. База расстановки активных каналов на одном профиле приема 4950 м. Система наблюдений центральная, закрытая.

При отработке блоки передвигались по площади от начала съемки вдоль полосы приема (Inline). Расстановка по 50 каналов на каждой линии приема после отработки первого профиля возбуждения передвигалась с наращиванием 5 групп сейсмоприемников по каждому профилю приема, а пункты возбуждения смещались на следующий профиль возбуждения через 250 м и так далее до достижения полной расстановки. С полной расстановкой блок отрабатывался до границы площади и далее с постепенным уменьшением каналов в расстановке до 50 штук. Так отрабатывались все профили возбуждения в полосе.

Регистрация полевого материала производилась телеметрической сейсморазведочной станцией «428 XL Sercel», длина записи 3 с, шаг дискретизации 0.002 с. В работе было задействовано до 1200 активных каналов. Прием сигналов осуществлялся сейсмоприемниками GS-20 DX, в количестве 10 штук на базе 22 м на один канал.

Пропуски и отклонения от проектных линий были допущены в труднодоступных местах с компенсацией пропущенных пунктов возбуждения (граф. П. 21). Все вынесенные пункты возбуждения активировались в рапортах оператора и обеспечивались топогеодезической привязкой.

Полевая сейсмическая информация записывалась в формате SEG-D. Контроль записи производился геофизиком-оператором на каждой физической точке по монитору с использованием системы визуализации eSQC-Pro.

Кроме постоянного контроля технического состояния оборудования и аппаратуры осуществлялось воспроизведение каждой 12-ой сейсмограммы с выводом на бумажный носитель. При обнаружении некачественных сейсмограмм эти наблюдения переотрабатывались.

Кинематическая интерпретация была выполнена в программном обеспечении Kingdom. Первым этапом работы автор загрузил данные в программное обеспечение. Были занесены данные скважин с отбивками, площадь наблюдения, контур структуры Бельского месторождения и сейсмические данные. (рис. 1)

Программа Kingdom позволяет осуществить корреляцию горизонтов в ручном, полуавтоматическом и автоматическом режимах. Вторым этапом работы является корреляция горизонта по всей площади с помощью отбивок на скважинах горизонта верхней части Турнейского яруса, путем использования функции Kingdom 2d Hunt и ручной корреляции Manual. Корреляция проводилась на каждом 10-ом годографе по inline и crossline (по вертикали и горизонтали). При нахождении помех на годографах автор переходил к корреляции горизонтов на каждом 1-ом годографе.

После проверки правильности корреляции переходим к автоматической корреляции 3D Hunt, после чего получаем карту времен по горизонту верхней части Турнейского яруса. (рис. 1)

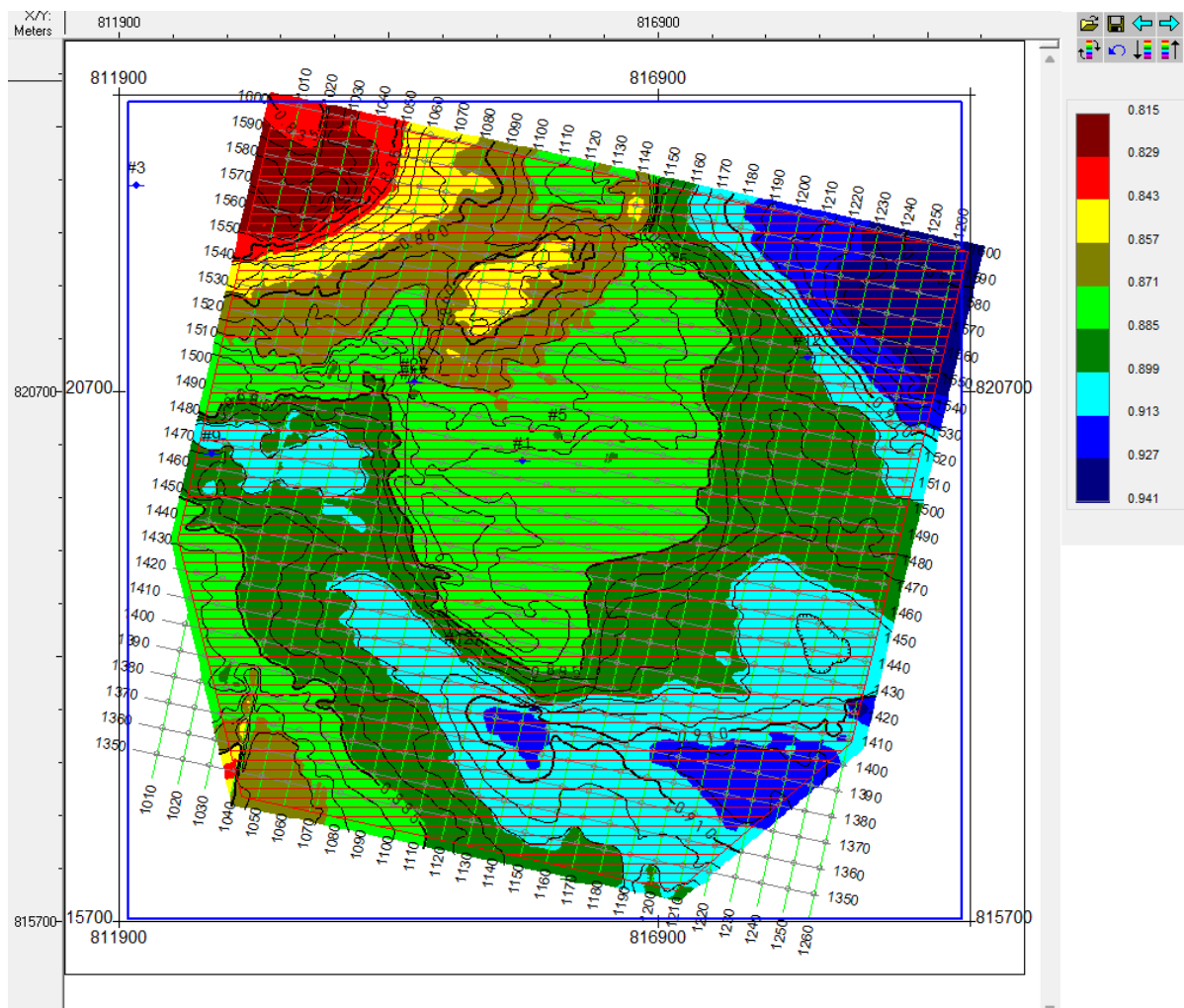


Рис. 1. Карта T0 прокоррелированного горизонта

Представление о площадном распределении параметра T0 отражающих горизонтов палеозоя дает, на котором отмечается погружение отражающего горизонта в юго-восточном направлении.

В программе есть возможность осуществлять трансформацию из временного масштаба в глубинный. Для этого по данным, полученным по сеймокаротажу скважин, строим карту распределения скоростей.

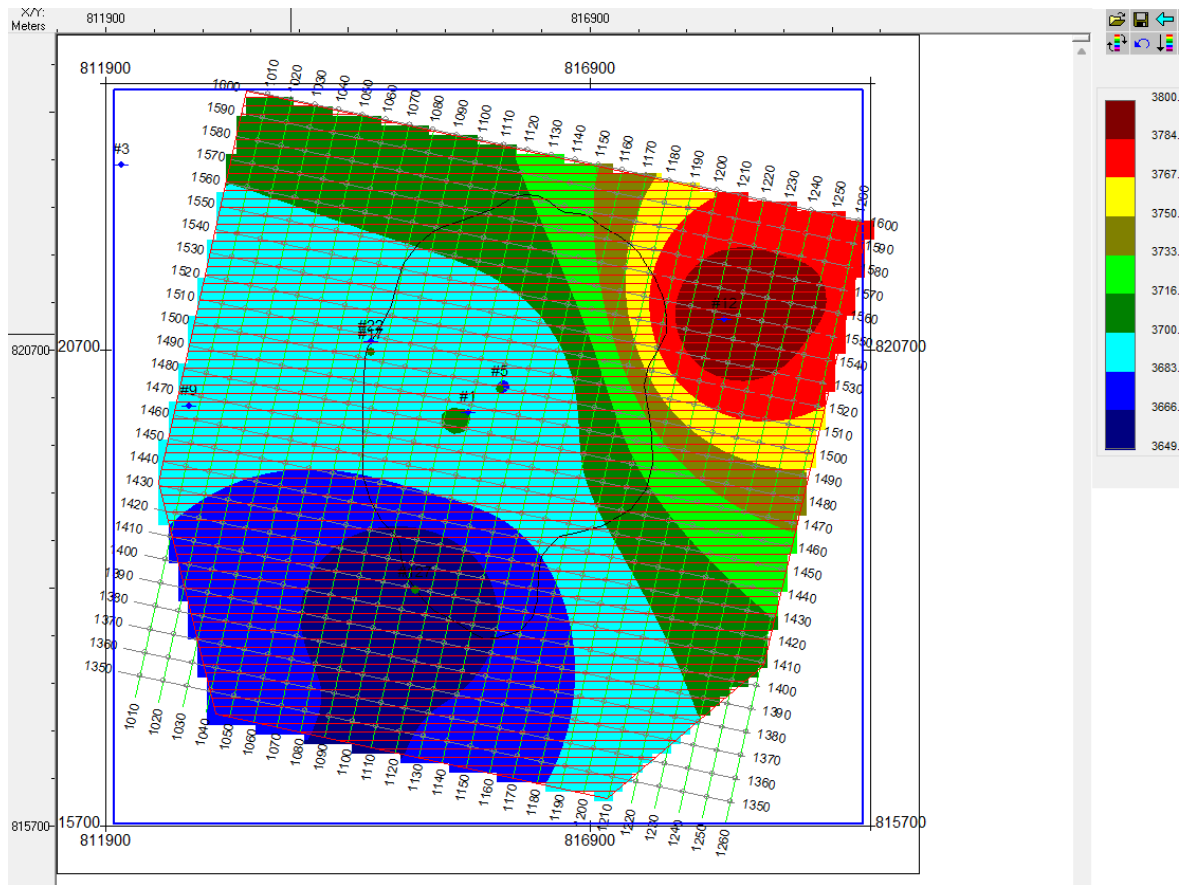


Рис. 2. Карта распределения скоростей по площади

По данной карте, можно заметить увеличение скоростей в северо-восточной части и наоборот понижение в южной части площади.

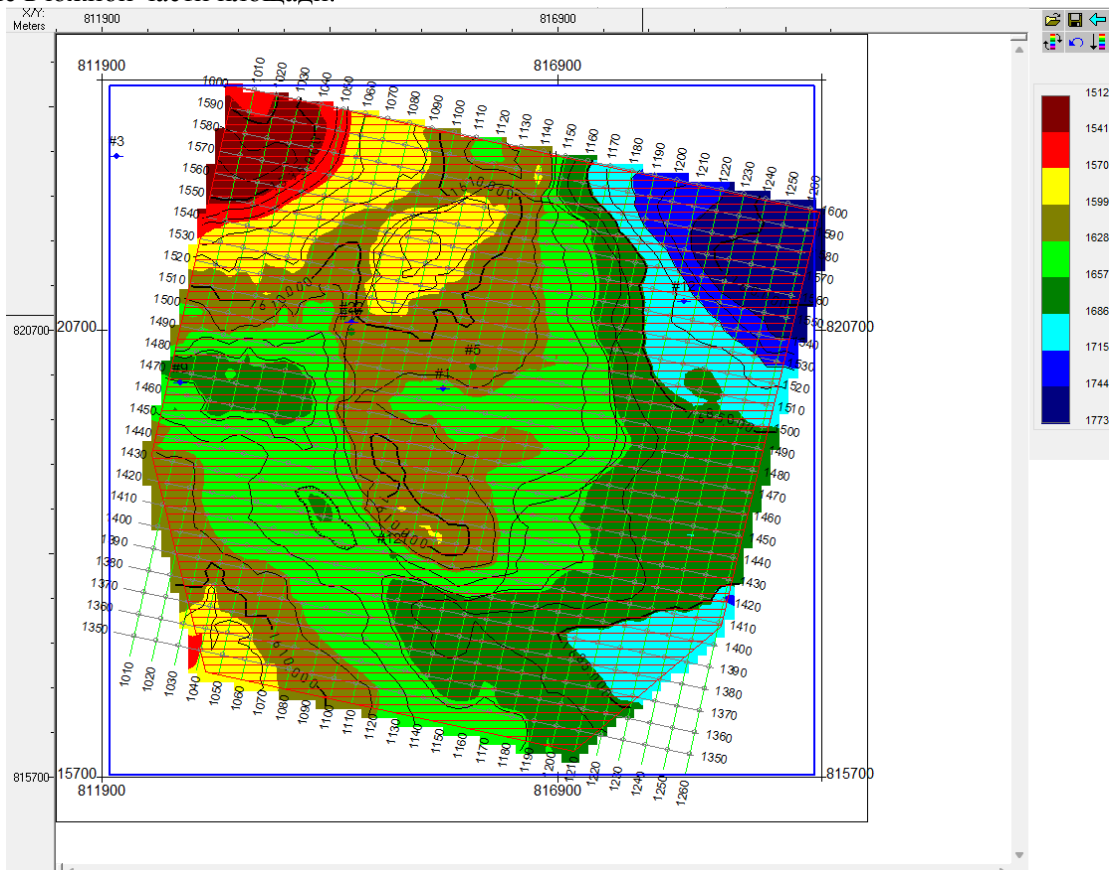


Рис. 3. Карта глубин по горизонту верхней части Турнейского яруса

По построенной карте скоростей, можно рассчитать карту глубин отражающего горизонта

Подводя итоги, мы получили структурную карту отражающего горизонта верхней части Турнейского яруса, приуроченного к отложениям Бельской структуры по которому видно его распространение в среде. Карта показывают линейную структуру погружения кровли солей в направлении с запада на восток. Глубины отражающего горизонта изменяются от 1500 м и до 1800 м глубины. Выделяются небольшие структуры в центре площади и в юго-восточной части и конечно можно выделить антиклинальную структуру в северо-западной части. Истинные размеры структуры пока неизвестны так как ее часть находится за пределами площади работ.

Таким образом, по небольшой части исследования можно сказать изученность структуры достаточна для ее локализации, но недостаточна для подготовки ее к поисковому бурению.

Литература

1. Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич *Сейсморазведка 2006*, стр. 621-709.
2. *Обработка и интерпретация данных сейсморазведки* <https://bookonlime.ru/node/751>
3. *Обработка и интерпретация данных* <https://studfile.net/preview/10001885/page:4/>

КАЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ВЭЗ С ЦЕЛЬЮ ОБНАРУЖЕНИЯ КАРСТОВЫХ ПОЛОСТЕЙ И ЗОН ДРОБЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ДЕРЕВНИ БАЛАШИ)

Петросян Рубен Нверович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
аспирант 2 курса обучения, г. Пермь
petrosyan@antikarst.ru*

Рыжов Никита Валерьевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистр 2 курса обучения, г. Пермь
ryzhov@antikarst.ru*

Аннотация: карст – опасный геологический процесс, представляющий опасность для жизнедеятельности человека. Для исследования карстовых процессов изучают физические и химические свойства подземных вод и грунтов, вскрытых в результате бурения скважин, однако для определения оптимального местоположения скважин проводятся электроразведочные работы с последующей качественной интерпретацией полученных материалов. Качественная интерпретация представляет собой процесс истолкования геофизических данных без определения значений удельных электрических сопротивлений и мощностей слоёв. В статье представлен пример выделения и локализации области распространения карстовых процессов в пределах деревни Балаши.

Ключевые слова: электроразведка, метод сопротивлений, ВЭЗ, сопротивление, качественная интерпретация, карст, бурение.

ANALYSIS OF QUALITATIVE INTERPRETATION FOR THE PURPOSE OF DETECTING KARST CAVITIES AND CRUSHING ZONES (BY THE EXAMPLE OF BALASHI VILLAGE)

Ruben Petrosyan

*Perm State National Research University, Post-graduate Student 2nd, Perm
petrosyan@antikarst.ru*

Nikita Ryzhov

*Perm State National Research University, Master's Degree Student 2nd, Perm
ryzhov@antikarst.ru*

Abstract: Karst is a dangerous geological process that poses a danger to human life. To study karst processes, the physical and chemical properties of groundwater and soils discovered as a result of drilling wells are studied, however, to determine the optimal location of wells, electrical exploration is carried out with subsequent qualitative interpretation of the obtained materials. Qualitative interpretation is the process of interpreting geophysical data without determining the values of electrical resistivity and layer thicknesses. The article presents an example of the allocation and localization of the area of distribution of karst processes within the village of Balashi.

Keywords: electrical exploration, resistivity method, VES, resistivity, qualitative interpretation, karst, drilling.

Карст представляет собой процесс выщелачивания и растворения горных пород под активным воздействием грунтовых вод, результатом которого может являться образования полостей. Часто существует опасность развития провалов на поверхности в следствии расширения полостей до больших размеров. Изучение карстовых процессов позволит прогнозировать образование карстовых провалов, их дальнейшее расширение и своевременно предпринять меры для минимизации или полного устранения ущерба экономике и населению. Сложность изучения карста заключается во внезапности его проявления и скрытности протекания [1, 3, 5].

Для точного определения скорости и направленности распространения карста проводятся буровые работы, сопровождающиеся отбором проб воды и грунта с целью определения физико-механических и механических свойств пород, а также степени агрессивности подземных вод. Однако бурение скважин является дорогостоящим и наличие множества скважин может быть экономически неэффективно, особенно при неверном их пространственном расположении. Ввиду вышесказанного проводят геофизические работы, одной из задач которых является корректировка местоположения скважин. Среди методов геофизики вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ) отличается своей простотой, дешевизной и эффективностью.

ВЭЗ позволяет провести расчленение геологического разреза по литологии и наличию водоносных горизонтов. Главным фактором, оказывающим влияние на значения сопротивлений, является ионная проводимость водонасыщенных горных пород. Поэтому для поиска зон разуплотнения и карстовых полостей, для образования которых одним из главных условий является наличие циркулирующих подземных вод, широкое применение нашёл метод ВЭЗ. Данный метод основан на определении кажущегося электрического сопротивления по измеренным значениям разности потенциалов и значениями силы тока в питающей линии АВ. Причём изменение размеров АВ позволяет варьировать глубиной проникновения тока, что позволяет проводить дифференциацию пород не только по горизонтали, но и по вертикали [2, 4, 6].

Геофизические исследования проводились в д. Балаши Суксунского района Пермского края. Профильные электроразведочные наблюдения выполнены с использованием четырехэлектродной симметричной измерительной установки Шлюмберже. В итоге отработано 45 физических точек на 5 профилях, а также, пробурено 3 скважины глубиной до 90 м.

По данным бурения карстологических скважин с-2, с-3, с-4 карстующийся горизонт представлен породами гипса низкой прочности, средневыветрелого, с прослоями гипса выветрелого до состояния супеси и щебня. Горизонт залегает на глубине 55,5 м, вскрытая мощность – 4,5 м. Подземные карстопроявления по данным бурения представлены тремя незаполненными карстовыми полостями, различной формы и размеров. В скважине с-2 вскрыто две полости в интервале глубин 47,0-47,6 и 54,5-55,5 м. В скважине с-3 вскрыта полость в интервале 74,5-76,4 м. Помимо непосредственно карстовых полостей, широкое распространение имеют зоны дробления – участки толщ гипсов, в пределах которых карстующиеся породы находятся в сильновыветрелом состоянии. По данным бурения вскрыта зона дробления мощностью 4,5 м, на глубине 55,5 м.

Геологический разрез представлен в основном глинистыми отложениями с редкими прослоями скальных грунтов, выветрелых до состояния муки и щебня. В скважине с-2 прослой известняка вскрыты с глубины 8 м, однако чаще всего известняк находится в разрушенном состоянии, начиная с 30 м встречаются прожилки и вкрапления гипса, а с глубины 55 м – слой гипса. В скважине с-3 в разрезе преобладают глинистые отложения, скальные грунты встречаются значительно в меньшем объеме, чем в скважине с-2, и обладают мощностью до 5 м. Гипсы в данной скважине не вскрыты вплоть до глубины 90 м. Исследуемый участок по данным бурения характеризуется неоднородным геологическим строением, и отличается резким опусканием кровли карстующихся пород гипса в восточном направлении.

Гидрогеологические условия участка характеризуются наличием одного горизонта грунтовых вод, вскрытого на глубине от 52,0 до 60,1 м. Коллекторами являются отложения суглинков и супесей.

Анализ результатов качественной интерпретации данных ВЭЗ (рис.1) и сопоставление их с данными бурения позволяет сделать выводы о целесообразности применения данного метода с целью поиска зон дробления и карстовых полостей. Карстовая полость, вскрытая скважиной с-2 на интервале глубин 47,0-47,6 м, заполнена воздухом, из чего следует, что значения сопротивлений должны увеличиваться на данном интервале глубин. Однако значения кажущихся сопротивлений, полученные в ходе полевых наблюдений, остаются достаточно низкими, что может быть связано с небольшой вертикальной мощностью карстовой полости.

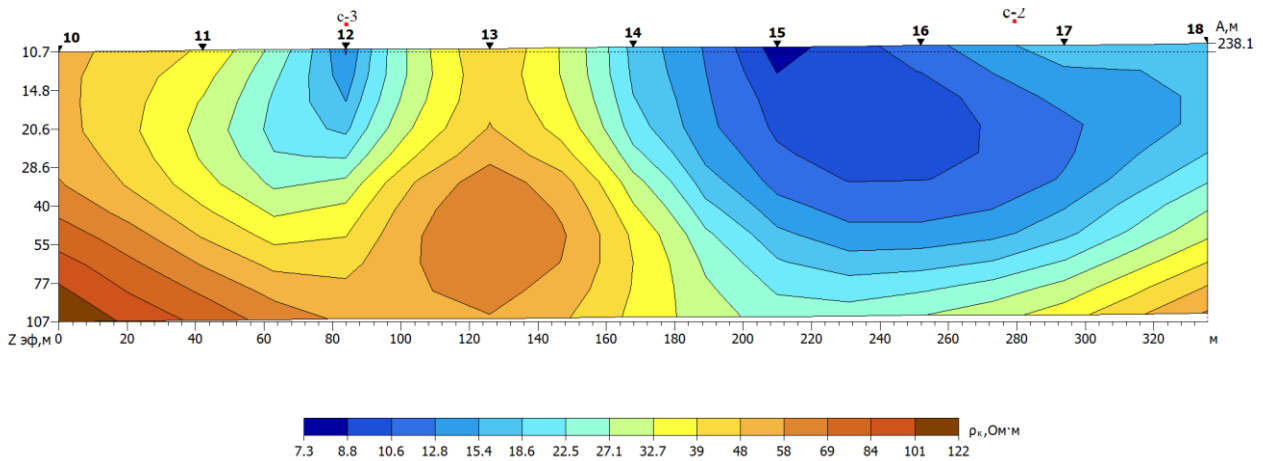


Рис. 1. Разрез кажущихся сопротивлений на профиле 2, где $Z_{эф}$ приблизительно равна $AB/4$

Той же скважиной вскрыта полость на интервале глубин 54,5-55,5. Поскольку полость обводненная, то проводимость в области полости будет характеризоваться высокими значениями, а сопротивление, соответственно, низкими значениями. Однако за счёт преобладания в разрезе глинистых отложений, сопротивление которых сопоставимо с сопротивлениями грунтовой воды, выделить карстовую полость не представляется возможным из-за отсутствия контраста электрических свойств.

Третья полость вскрыта скважиной с-3 в интервале глубин 74,5-76,4. Полость заполнена воздухом, поэтому сопротивление достигает высоких значений, что согласуется с наблюдаемыми значениями кажущегося сопротивления. Ввиду высокого контраста свойств полости и вмещающих пород обнаружение полости не представляет большой трудности. Таким образом, только лишь одна полость из трех однозначно выделяется по данным ВЭЗ. Выделению полостей может препятствовать ряд факторов, среди которых особую роль играют большая глубина, малая вертикальная мощность полости, близость электрических свойств вмещающих пород и полости. Тем не менее, корректировка местоположения скважин с помощью геофизических данных возможна с привлечением архивных данных и данных, полученных в ходе рекогносцировочного обследования, как было в рассматриваемом случае.

Для рассмотрения возможности картирования зоны дробления и области водоносного горизонта, стоит обратиться к картам кажущихся сопротивлений для глубины 50 м (рис. 2), которые могут выявить характер их распространения по латерали. Можно заметить, что на пикетах 12, 15-17, 21, 24-46, 34-46, кажущиеся сопротивления довольно низкие. Нужно отметить, что расположение низкоомных аномалий на данной карте отличается от расположения низкоомных аномалий на картах кажущегося сопротивления для небольших глубин (рис 3).

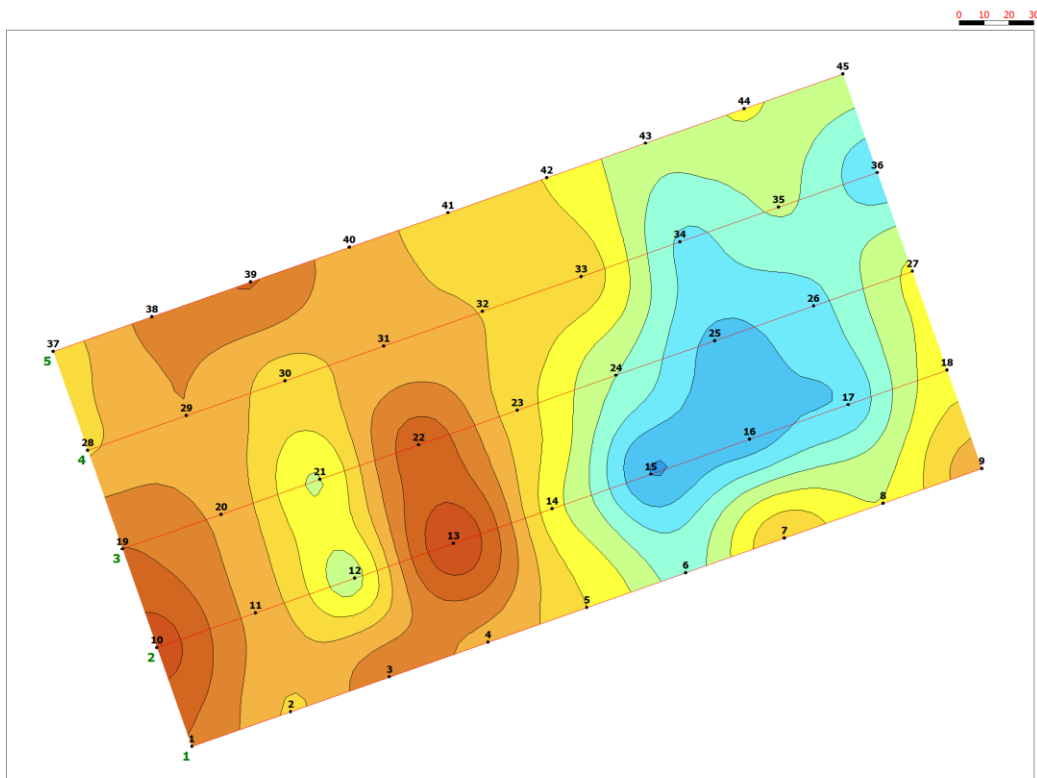


Рис. 2. Карта кажущихся сопротивлений, $AB/2 = 100$ м

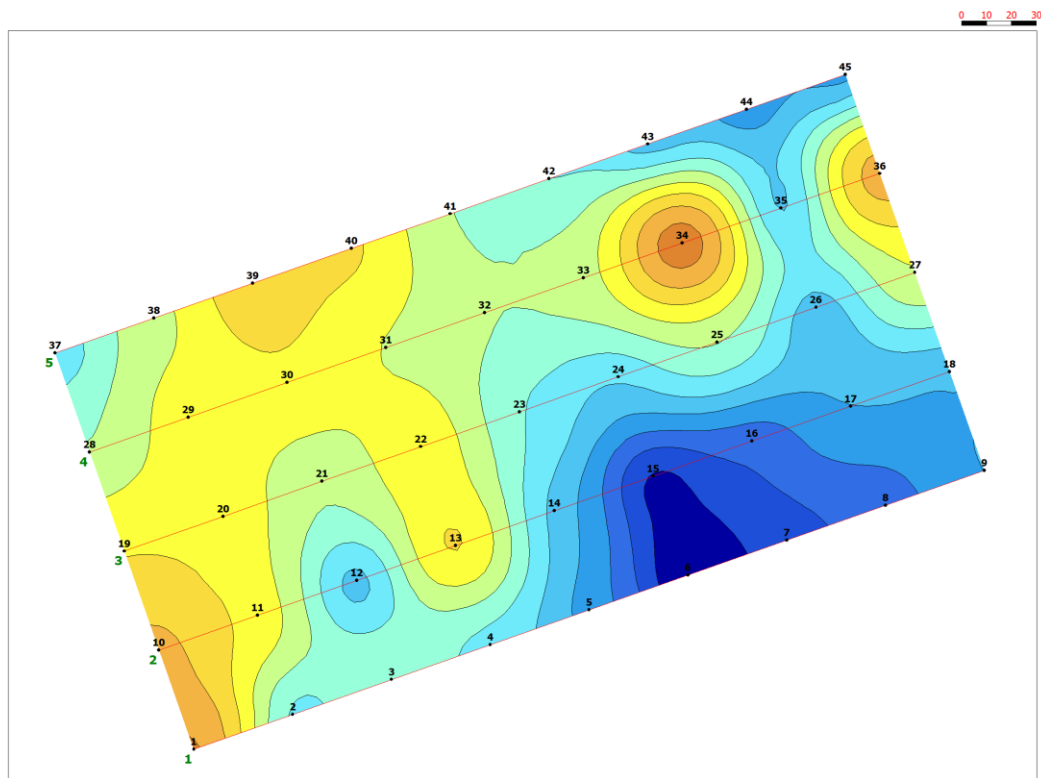


Рис. 3. Карта кажущихся сопротивлений, $AB/2 = 16$ м

Таким образом, качественная интерпретация ВЭЗ создаёт возможность провести корректировку местоположения скважин, позволяя с большей вероятностью вскрыть зоны дробления и карстовые полости. Для дальнейшего уточнения границ карстовых полостей и зон дробления требуется провести количественную интерпретацию с привлечением априорных данных.

Литература

1. Горбунова К.А. Карстоведение. Вопросы типологии и морфологии карста. Пермь: издательство ПГНИУ, 1985 – 88 с.
2. Костицын В.И. Хмелевской В.К. Основы геофизических методов. Пермь: издательство ПГНИУ, 2010 – 400 с.
3. Максимович Г. А. Основы карстоведения. Том I. Пермь: издательство ПГНИУ, 1969 – 445 с.
4. Матвеев Б.К. Электроразведка. М.: издательство «НЕДРА», 1990 – 368 с.
5. Михно В.Б. Бевз В.Н. Карстовые и оползневые процессы. Воронеж: издательство ВГУ, 2003 – 67 с.
6. Электроразведка: Справочник геофизика. М.: издательство «НЕДРА», 1979 – 512 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИИ КЕРНА ДЛЯ УВЯЗКИ КЕРН – ГИС

Сабитов Эмиль Артурович

Казанский (Приволжский) федеральный университет

магистрант 2 года обучения, г.Казань

e-mail: emilsabitovkzn@gmail.com

Научный руководитель: старший преподаватель Платов Борис Викторович

Аннотация: в данной работе рассмотрены примеры применения результатов интегральной составляющей гамма-спектрометрии на полноразмерном керне.

Ключевые слова: керн, гис, увязка, сдвиг, гамма-спектрометрия, гамма-каротаж.

APPLICATION OF CORE GAMMA SPECTROMETRY FOR SHIFTING CORE – GIS

Sabitov Emil Arturovich

Kazan (Volga Region) Federal University

Master student 2nd year, Kazan

E-mail: emilsabitovkzn@gmail.com

Abstract: in this paper, examples of the application of the results of the integral component of gamma spectrometry on a full-sized core are considered.

Keywords: core, gis, shift, gamma spectrometry, gamma ray logging.

В данной работе рассматриваются примеры применения результатов интегральной составляющей гамма-спектрометрии на полноразмерном керне.

Целью работы является увязка глубин отбора кернового материала на основе сопоставления данных скважинного ГК и интегральной составляющей гамма-каротажа по вынесенному керну.

Объектом исследования является 3 скважины месторождений Республики Татарстан.

В настоящее время с целью удешевления и ускорения потоковых исследований кернового материала несколько отходят от методических рекомендаций по исследованию кернового материала. А именно, пропускают одну стадию, так называемый каротаж по керну. Хотя применение гамма-каротажа по керну обеспечивает надежную привязку керна к разрезу путем сопоставления результатов экспрессного определения γ гамма-активности и сопоставление результатов с диаграммами ГК [3].

Стоит отметить, что отбор керна является дорогостоящим процессом. Для выполнения стандартных и специальных петрофизических исследований на керне одной скважины может быть затрачено несколько миллионов рублей. К таким исследованиям относятся геомеханические, оценка коэффициента вытеснения на керне, построения кривых капиллярного давления, определения смачиваемости, анализ шлифов и рентгеноструктурный анализ. Данные исследования как правило выполняются на стандартных или нестандартных образцах. И в случае пропуска этапа измерения естественной радиоактивности керна, можно не зафиксировать смещение керна. То есть в действительности, все результаты необходимо сдвинуть по глубине вверх или вниз. В практике встречаются случаи, когда керн приходится смещать по глубине более чем на 1-2 метра.

Сдвиг керна – это явление, когда в процессе бурения и извлечения керна из скважины происходит смещение его положения относительно первоначального залегания в горных породах. Это может происходить по различным причинам, например, из-за неоднородности горных пород, неравномерного распределения напряжений в земной коре, ошибок при бурении или неправильной установки оборудования для извлечения керна. Он может привести к искажению искомым данных керна, что затрудняет их интерпретацию и анализ.

Так же стоит отметить проблему укладки керна в ящики на буровой. В ходе определенных обстоятельств: падение ящиков с керном и их повторный сбор, невнимательность буровой бригады, желание увеличить процент выноса, керн, уложенный в ящиках, может отличаться от первоначального

залегания. Рекомендуется производить ревизию укладки керна в ящики. С этой целью на стол для осмотра керна необходимо выложить куски керна из одного долбления. После этого выполнить процедуру стыковки кусков керна друг с другом, для подтверждения правильности укладки. В практике встречаются случаи переворота куска керна на 180 градусов, перенос куска керна из одной секции ящика в другую.

Для оценки сдвига и подтверждения правильности ревизии керна необходимо в обязательном порядке выполнять гамма-спектрометрию керна.

Принцип гамма-спектрометрии основан на регистрации прибором естественной радиоактивности горных пород, слагающих разрез скважины. Радиоактивность пород обусловлена содержанием в них таких элементов, как уран (U), торий (Th) и продукты их распада, а также изотопа калия 40К. [1]

Максимальной радиоактивностью в осадочных породах обладают глины, минимальной – чистые карбонатные разности и песчаники [2].

Для определения содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), спектрометра-радиометра гамма-излучений «КРАТОР». Регистрируемые параметры содержание ЕРЭ регистрируется в беккерелях (Бк) и промилле (ppm). Для получения корректных данных замеры производятся с определенными условиями: скорость перемещения керна при проведении исследования составляла 25 мм в минуту, интервал измерений – 100 мм.

Для увязки керна по глубине с результатами ГИС использовались кривые суммарной радиоактивности. Процедура проводилась в программном пакете “ПРАЙМ”. На планшеты были загружены кривая гамма-каротажа, проведенного на скважине после бурения, и кривая суммарной радиоактивности полноразмерного керна, полученная в лаборатории.

В используемом программном обеспечении присутствует возможность проведения увязки глубин несколькими способами. В данной работе использовалась опция увязки глубин по опорным реперам. В качестве опорной кривой использовалась каротажная диаграмма, в качестве увязываемой кривой – результаты гамма-спектрометрии керна. Выполнение увязки керна проводилось по трем скважинам. Увязка проводилась непосредственно на планшете путем совмещения выделяемых интерпретатором, характерных для обеих кривых, интервалов друг с другом. Результаты увязки гамма-спектрометрии кернового материала к каротажным диаграммам, отображены на геофизических планшетах (рисунок 1-3), а также в таблице.

Таблица

Сведения об отборе, выносе и увязки керна

№ скважины	Интервал отбора (по бурению), м		Проходка, м	Вынос, м	Вынос, %	Интервал отбора (по ГИС), м		Смещение интервала, м	Сжатие (-) /растяжение (+)
11	887,0	900,0	13,0	13,0	100,0	888,6	901,6	1,6	0,0
	900,0	913,0	13,0	13,0	100,0	901,6	914,6	1,6	0,0
	913,0	926,0	13,0	13,0	100,0	914,6	927,6	1,6	0,0
	926,0	936,0	10,0	10,0	100,0	927,6	937,6	1,6	0,0
22	900,0	919,0	19,0	19,0	100,0	902,2	920,8	1,7	-0,5
	919,0	938,0	19,0	19,0	100,0	920,8	937,7	1,7	-0,3
	938,0	952,0	14,0	14,0	100,0	937,7	953,8	1,7	-0,3
33	892,0	910,0	18,0	18,0	100,0	892,0	910,0	0,0	0,0
	910,0	928,0	18,0	18,0	100,0	910,0	928,0	0,0	0,0
	928,0	946,0	18,0	18,0	100,0	928,0	945,7	0,0	-0,3
	946,0	964,0	18,0	18,0	100,0	945,7	963,7	0,0	-0,3
	964,0	982,6	18,6	18,6	100,0	963,7	982,3	0,0	-0,3

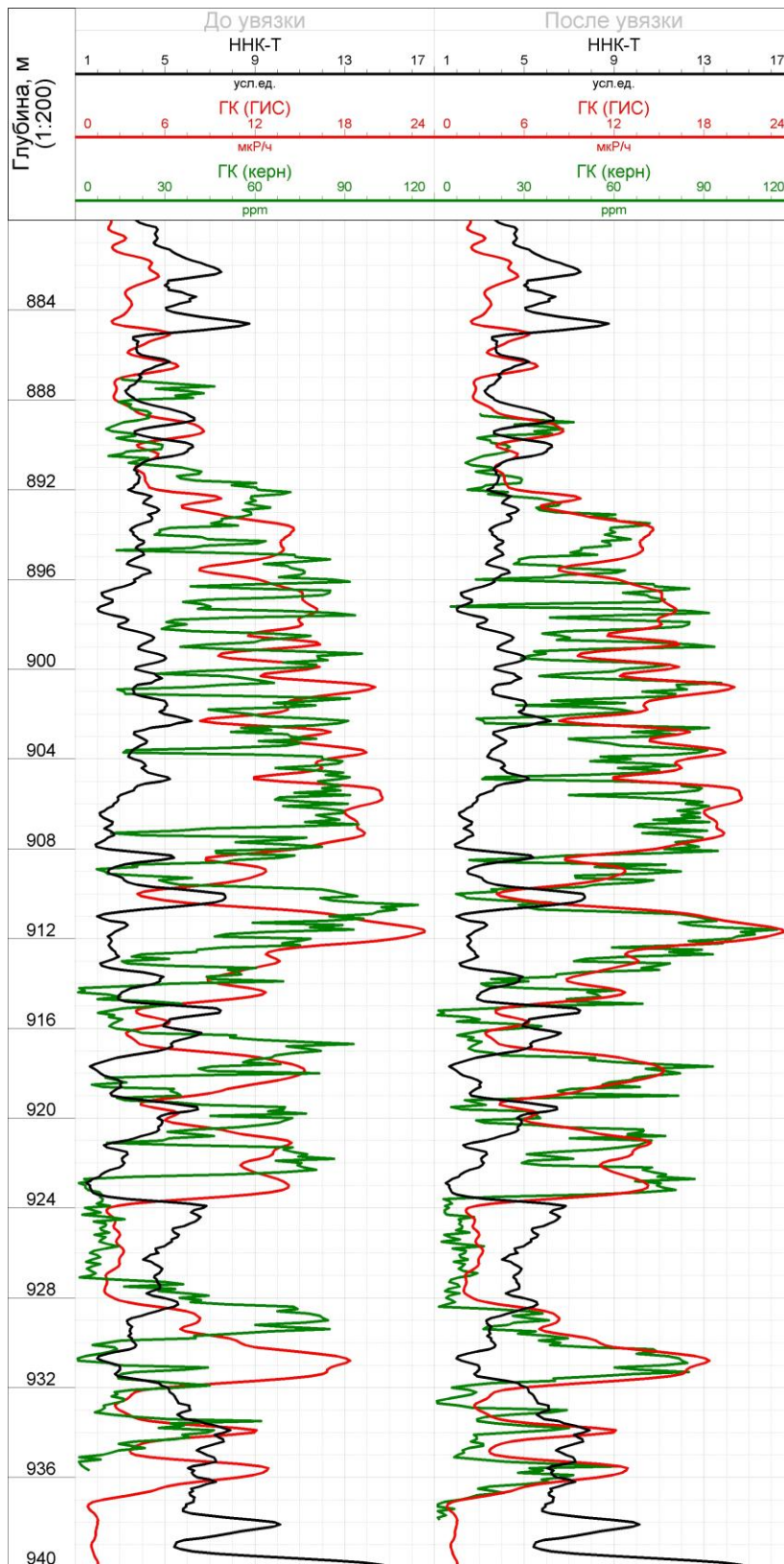


Рис. 1. Сопоставление результатов измерения естественной радиоактивности керна с данными гамма-каротажа скважины 1 Безымянного месторождения. Слева – до увязки, справа – после увязки

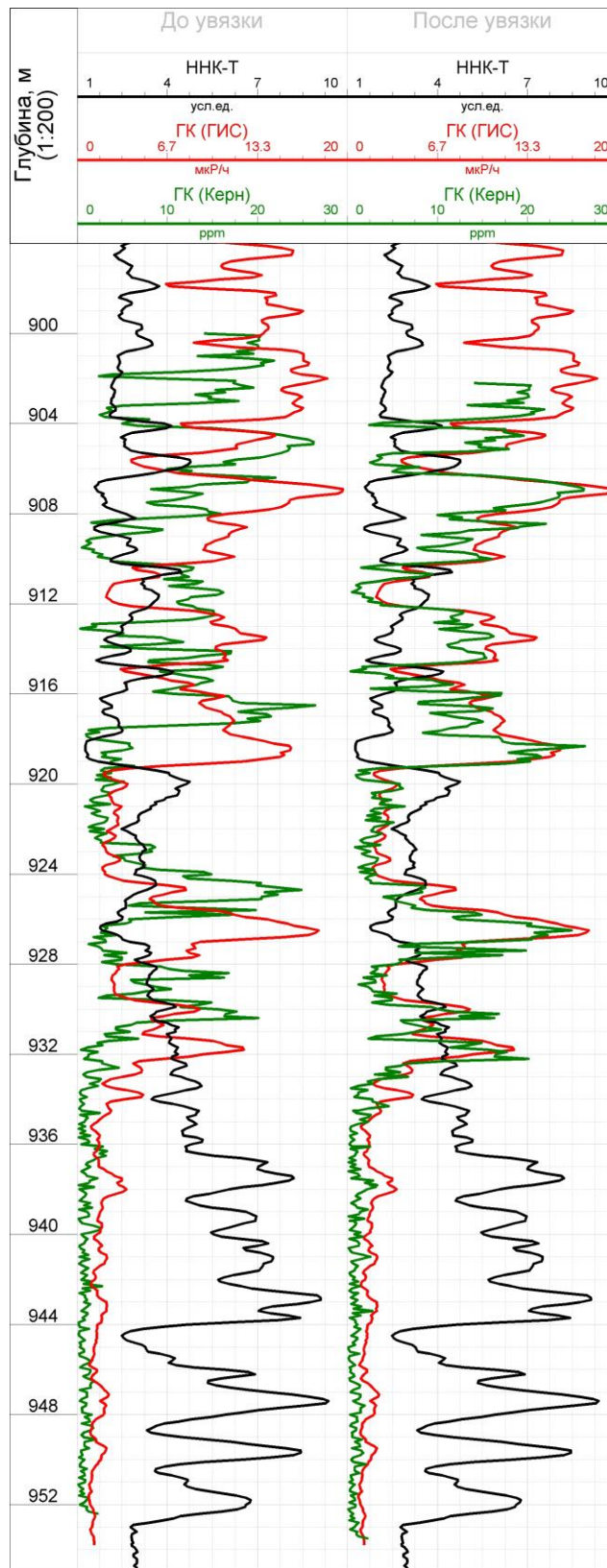


Рис. 2 Сопоставление результатов измерения естественной радиоактивности керна с данными гамма-каротажа скважины 2 Безымянного месторождения. Слева – до увязки, справа – после увязки

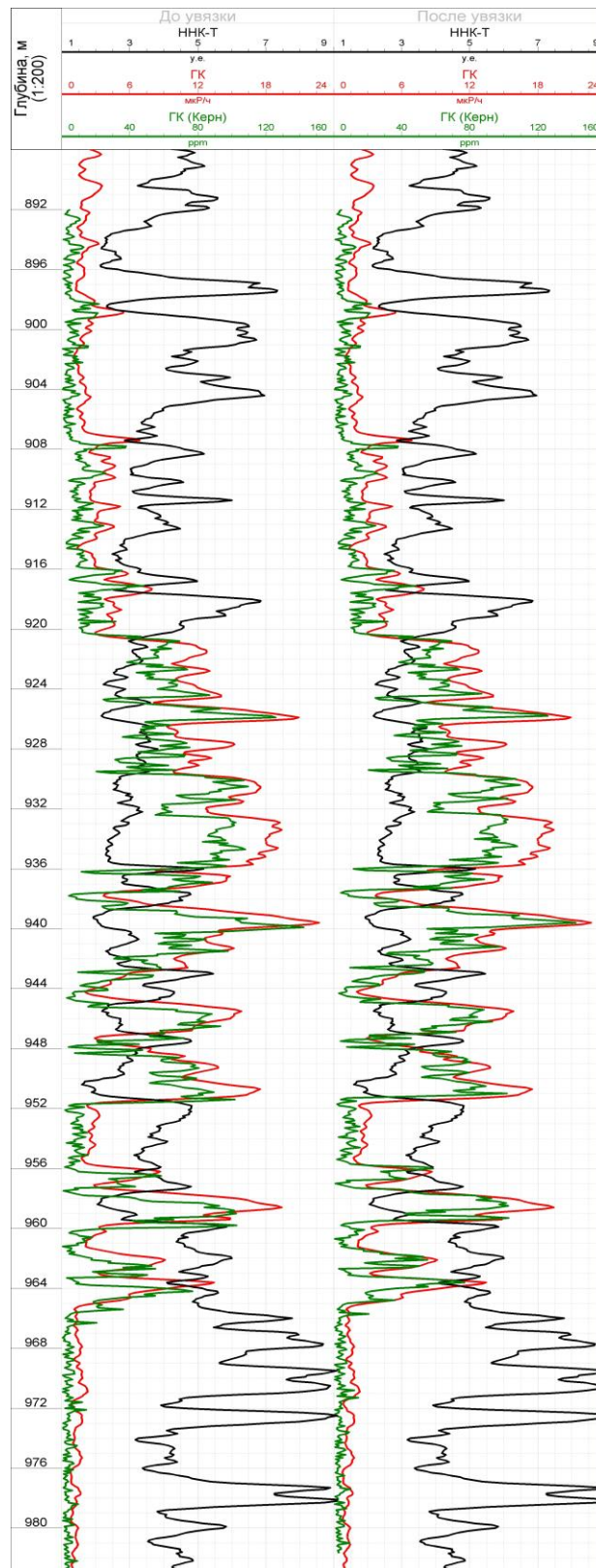


Рис. 3 Сопоставление результатов измерения естественной радиоактивности керна с данными гамма-каротажа скважины 3 Безымянного месторождения. Слева – до увязки, справа – после увязки

Проведение данного комплекса исследований по полноразмерному керну дает возможность привязать полноразмерный керн к разрезу, с целью более представительного отбора образцов для стандартных и специальных исследований. Анализируя результаты, можно однозначно сказать, что имеется большая вероятность в погрешности определения глубины отбора керна по промеру бурильных труб. В данном случае имеется максимальная погрешность в 1.7 метра. Несомненно, что в случае

отказа от подобных исследований результаты как стандартных петрофизических исследований керна или других специальных методов, имели бы меньшую корреляцию с реальными свойствами пласта.

Для минимизации сдвига и обеспечения более точных данных керна могут использоваться специальные технические средства, например, специальные коронки для бурения, обеспечивающие более точное разрушение породы и более аккуратное извлечение керна. Также важно правильно выбирать место бурения и извлечения керна, учитывая геологические условия и особенности конкретного участка скважины.

Также рекомендуется заказывать супервайзинг при отборе кернового материала. Это позволит минимизировать человеческий фактор при укладке керна в ящики, получить более точное первичное описание.

Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. *Промысловая геофизика: Учеб. для вузов / под ред. В.М. Добрынина, Н.Е. Лазуткиной // М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2004. – 400 с.*
2. Мартынов В. Г. и др. *Геофизическое исследование скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой // М.: Инфра-Инженерия. – 2009. – 960 с*
3. *Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. Министерство геологии СССР. Всесоюзный научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт / ВНИГНИ/ Москва 1978*

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ МНОГОЗОНДОВОГО ПРИБОРА БОКОВОГО КАРОТАЖА 5БК И 5ИК ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

Савчук Тимофей Владиславович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: savchuk.tema@list.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Губина Августа Ивановна

Аннотация: в целях повышения эффективности прогноза нефти-газоносности осадочных толщ и оптимизации поисков, разведки и разработки месторождений, первостепенное значение приобретают вопросы прогнозирования качества пород коллекторов и покрышек, формирующих природные резервуары, особенно в высокоомных разрезах и при глубоком проникновении жидкости в пласт, наиболее сложно это становится сейчас, когда мощности исследуемых пластов становятся все меньше и меньше.

Ключевые слова: характер насыщения, зона проникновения, многозондовый боковой каротаж, анализ, удельное электрическое сопротивление, геофизическое исследование скважин.

THE USE OF THE 5- LATERAL LOGGING AND 5- INDUCTIONAL LOGGING LATERAL MULTISONDE DEVICE METHODS AS A SOLUTION FOR GEOLOGICAL TASKS

Savchuk Timofey Vladislavovich

*Perm State National Research University
3^d year student, the city of Perm
e-mail: savchuk.tema@list.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Gubina Augusta Ivanovna

Abstract: In order to increase the efficiency of forecasting the oil-gas content of sedimentary strata and optimize prospecting, exploration and development of deposits, issues of forecasting the quality of reservoir rocks and tires forming natural reservoirs are of paramount importance, especially in high-resistance sections and with deep penetration of liquid into the formation, it becomes most difficult now when the capacities of the studied formations are becoming smaller and smaller less.

Key words: saturation character, penetration zone, multi-probe lateral logging, analysis, electrical resistivity, geophysical well survey.

В комплексе ГИС методы электрического каротажа занимают ведущее положение. Это объясняется тем, что удельное электрическое сопротивление горных пород, является физическим параметром, по величине которого можно судить о литологическом составе вскрываемых скважиной пород, их физические и коллекторских свойствах, насыщении углеводородами [3].

МнБК позволяет выделить пласты малой мощности и изучать с большой подробностью пачки пластов, более точно определять границы, с целью максимально возможной продуктивности нефтегазо отдачи. Все это обязывает будущих инженеров-геологов осваивать навыки исследования пород-коллекторов и флюидоупоров, учитывать факторы, формирующие их качество, и получения фактических данных современными методами изучения природных пластов коллекторов.

Конечной целью каротажа сопротивлений является определение характера насыщения углеводородами по измеряемому параметру истинного удельного сопротивления пласта. Измерить истинное значение удельного сопротивления пласта только одним методом проблематично из-за влияния на показания электрических зондов, УЭС скважины и УЭС зоны проникновения. Основным преимуществом метода МНИК состоит в том, что при его выполнении нет необходимости в прямом электрическом контакте между измерительным зондом и горной породой, следовательно, ИК эффективен

при изучении скважин, заполненных непроводящими буровыми растворами (например, ИЭР) на нефтяной основе, и сухих скважин.

Многозондовый боковой каротаж применяется на месторождениях Пермского края с 2016 года и в настоящее время входит в обязательный комплекс по ряду месторождений.

Боковой каротаж

Прибор МнБК (5БК) предназначен для работы с каротажными регистраторами типа «КарСар» либо другими аналогичными регистраторами. Основными функциями работы прибора являются определения удельного электрического сопротивления горных пород методом бокового каротажа при помощи пяти зондов имеющей различную глубину исследования. Новая аппаратура не имеет недостатков традиционных приборов бокового каротажа, связанных с наличием удаленного электрода, влиянием проникновения в пласт, влиянием непроводящих пластов выше интервалов измерения, а также не имеет погрешностей, связанных с наличием металлического кондуктора большой длины в конструкции скважины. Наличие пяти разноглубинных измерений позволяет получить в результате инверсии истинное сопротивление пласта [5].

Следует отметить, что общая длина зонда в режиме БК5 составляет 8 м (рис. 1. А), что вдвое превышает длину зонда традиционных приборов БК-3 (около 4 м), этим достигается существенно большая глубина исследования прибора КАРСАР 5БК.

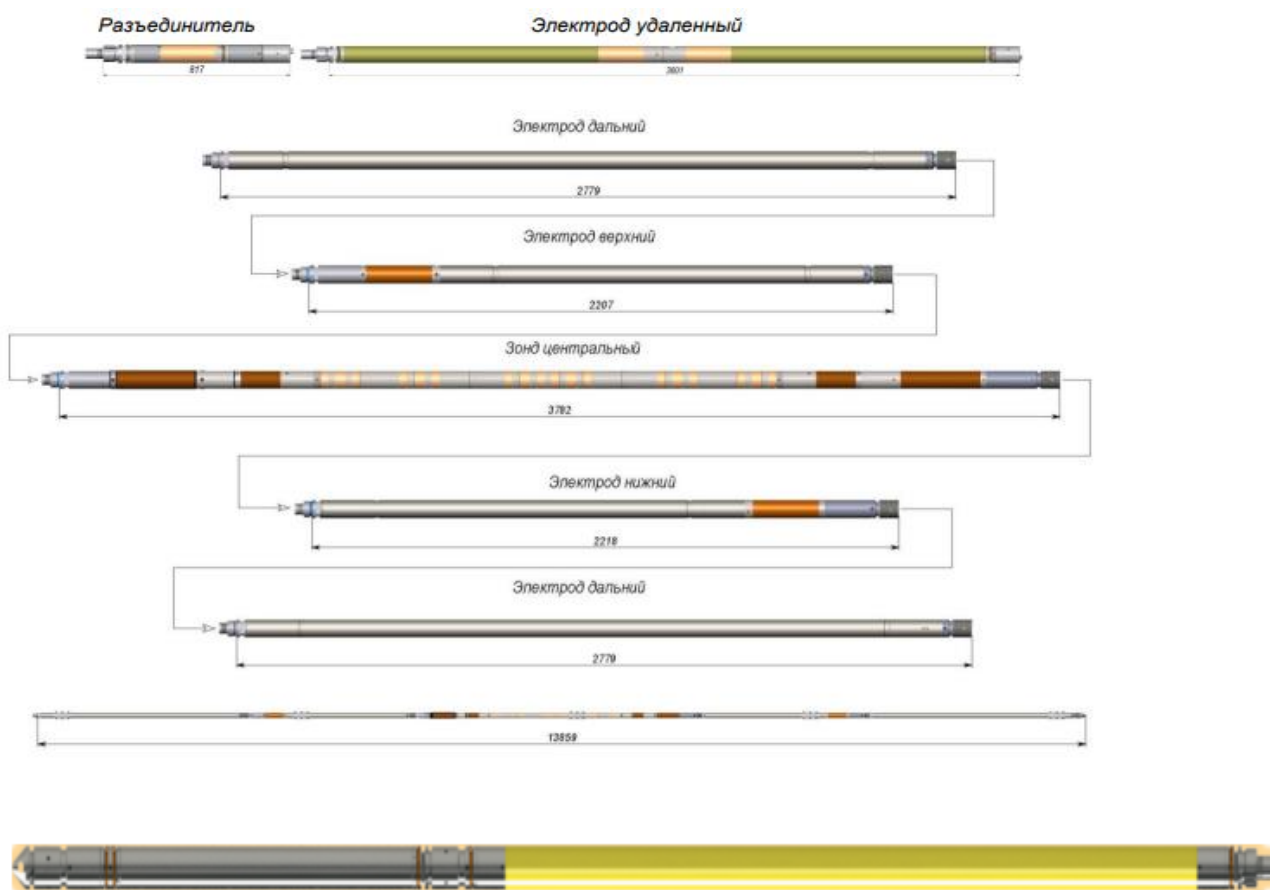


Рис. 1. Общий вид приборов: А – КарСар 5БК73; Б – КарСар 5ИК-73

Измерение сопротивления горных пород методом 5БК заключается в применении пяти зондов БК имеющих разную глубину исследования около скважинного пространства. Каждый зонд бокового каротажа построен на принципе известного трех электродного прибора БК-3, в котором ток центрального электрода фокусируется боковыми электродами в направлении перпендикулярном оси скважины. Глубина исследования таким зондом зависит от общей длины электродов и составляет около 0,8м для зонда БК5 и 0,3 для зонда БК.

В режиме БК1 ток генератора прикладывается между электродами А1 и А6. Ток центрального электрода А0 регулируется так, чтобы разность потенциалов между электродами М1 и М2 была равна 0. Потенциал электродов А2...А5 поддерживается равным потенциалу А6. Таким образом, измери-

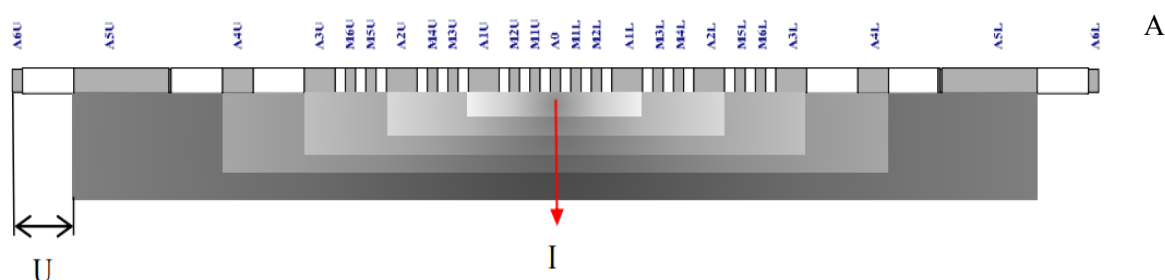
тельный ток электрода А0 распространяется в пласт на глубину не более 0,3м и далее возвращается на электроды А2...А6.

В режиме БК2 схема работает аналогично БК1, но дополнительно потенциал электрода А2 регулируется так, чтобы разность потенциалов между электродами М3 и М4 была равна 0. Таким образом электроды А2 А1 А0 находятся в эквипотенциальной зоне и ток электрода А0 распространяется в пласт уже на глубину 0,4м.

Режимы БК3, БК4, БК5 работают аналогично, в каждом режиме удлиняется «экранный электрод» вокруг электрода А0, поэтому радиус исследования увеличивается.

На (рис. 2. А) схематично изображены пять режимов работы зонда. Эквипотенциальные области каждого режима закрашены одним цветом.

На (рис. 2. Б) продемонстрирована работа экранных электродов различной длины для фокусировки измерительного тока. По горизонтальной оси указана глубина распространения измерительного тока в метрах. Измерительный ток электрода А0 изображен красными линиями. Фокусирующие токи экранных электродов – белыми линиями. В режиме БК1 – пучок тока быстро расширяется уже на глубине 0,2м от поверхности прибора. В режиме БК5 достигается максимальная фокусировка тока, пучок начинает расширяться на расстоянии 0,8м.



Обозначения электродов: А0 – центральный электрод, А1...А5 – экранные электроды, А6 – обратные токовые электроды, М1...М6 – измерительные электроды
 Индексом U обозначены электроды выше центрального электрода А0
 Индексом L обозначены электроды ниже центрального электрода А0

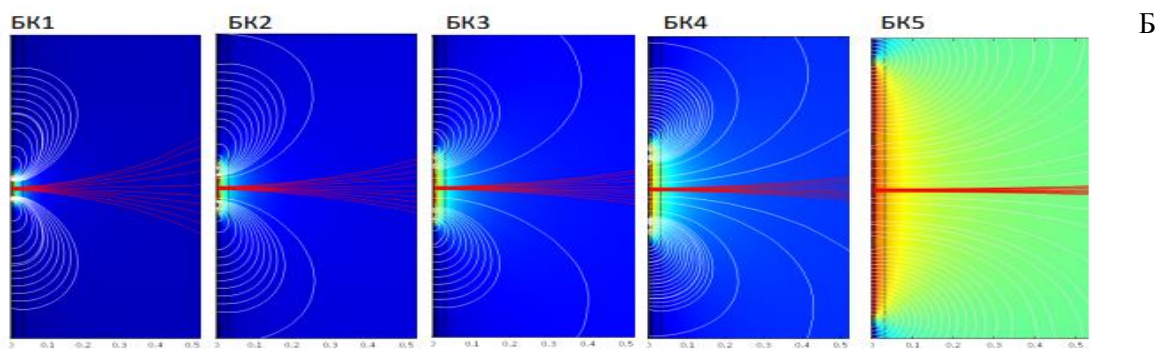


Рис. 2. А – Схема работы зондовых установок 5БК. I – ток зонда, U – потенциал зондов.
 Б – Работа фокусирующих электродов прибора 5БК.

Измерение удельного сопротивления. Измерительными параметрами прибора являются потенциал и ток. Потенциал измеряется между броней кабеля (или буровой колонной) и электродом М2. Ток измеряется как ток электрода А0. Функция преобразования зонда линейная, сопротивление горных пород рассчитывается по формуле (1):

$$R = K * U/I0 \quad (1)$$

Таблица 1

Зонд	К
БК1	0,512
БК2	0,418
БК3	0,376
БК4	0,345
БК5	0,282
Резистивиметр БК1	0,468

Где: R – удельное электрическое сопротивление горных пород (Ом.м); К – коэффициент преобразования зонда(определяются только конструкцией прибора смотреть в таблице 1); U – потенциал зонда (мВ) относительно брони кабеля; I₀ – ток центрального электрода А0 (мА);

Примечание: Коэффициенты зондов рассчитаны для стандартных условий: диаметр скважины 0,216м, отношение УЭС горных пород к УЭС промывочной жидкости 20, положение зонда в скважине – центрированное.

Для измерения сопротивления промывочной жидкости в приборе 5БК73 используются данные короткого зонда БК1. Строится зависимость УЭС промывочной жидкости от потенциала зонда и тока генератора зонда.

$$R_m = K_{рез} * U_z / I_{ген} \quad (2)$$

Где: R_m – сопротивление промывочной жидкости (Ом*м); K_{рез} – коэффициент преобразования резистивиметра; U_з – потенциал зонда БК1 (мВ); I_{ген} – ток генератора (мА);

Коэффициент преобразования резистивиметра определяется только геометрическими размерами электродов K_{рез} = 0,468

Для перехода от зарегистрированных сопротивлений к истинному УЭС пласта, в показания прибора вносят поправки. Порядок введения поправок следующий:

1. Поправка за влияние скважины.
2. Поправка за влияние зоны проникновения.
3. Поправка за мощность пласта.

Для резистивиметра, вносятся поправки за влияние сопротивления пласта. Поправки вносятся на основании заранее рассчитанных палеточных зависимостей в программе «Оптимус Интерпретатор».

Индукционного каротажа

В ОАО НПФ «Геофизика» был разработан модуль многозондового изопараметрического индукционного каротажа 5ИК-73. (см. рис. 1. Б)

Прибор индукционного каротажа, предназначен для исследования скважин, бурящихся на нефть и газ и обеспечивает измерение кажущегося удельного сопротивления с помощью пяти зондов ИК.

Скважинный прибор содержит пять геометрически подобных трехкатушечных зонда ИК – ЗИ025, ЗИ050, ЗИ075, ЗИ125, ЗИ200. Все зонды имеют общую приемную катушку, единый измерительный тракт и работают на одной частоте 100 кГц. Зоны расположены внутри непроводящего электрический ток стеклопластикового контейнера АЛТ0828.000 [4].

Функциональная схема скважинного прибора приведена на рисунке 3. Прибор скважинный содержит четыре трехкатушечных индукционных зонда, которые имеют одну общую измерительную катушку L1 и пару своих генераторных катушек (основную и компенсационную). Генераторные катушки совместно с измерительной образуют следующие зонды:

- L11,L12,L1 – зонд ЗИ03 малого радиуса действия;
- L3,L4,L1 – зонд ЗИ05 малого радиуса действия;
- L5,L6,L1 – зонд ЗИ075 среднего радиуса действия;
- L7,L8,L1 – зонд ЗИ125 среднего радиуса действия;
- L9,L10,L1 – зонд ЗИ200 большого радиуса действия.

Рабочая частота каждого генератора 100 кГц.

Возбуждаемые в породе магнитным полем излучающих цепей зондов вихревые токи создают вторичное магнитное поле, возбуждающее ЭДС в измерительной цепи катушки L1. С обмотки ка-

которых определён как газонасыщенный, газонефтенысыщенный и нефтенасыщенный. По количественной обработке (табл. 2) можно определить тип коллектора, данный интервал относится к коллектору преимущественно к поровому типу. Количественная интерпретация заключалась в расчете коэффициентов пористости и глинистости. Пласт К сложен органогенными известняками. Залежи газа приурочены к Северному куполу Восточно-Дороховской площади и к Восточному куполу Южно-Дороховской площади. Залежи нефти выделены на Южном куполе Восточно-Горновской площади и на Шуртанском куполе Восточно-Дороховской площади. Залежи пластовые сводовые. На Южно-Дороховской площади – пластовая сводовая, тектонически экранированная. В плотных пластах значения зондов ИК сходятся, а в коллекторах возможно искажение значений сопротивлений из-за проникновения бурового раствора в пласт. Так же в каширском горизонте доломиты сильно искажают измерения, завышая или занижая, отчётливо увидеть границы коллекторов сложно, нужно учитывать ВНК, сравнивать с соседними скважинами, зоны перфораций, что там получили, в данном случае соседняя скважина в 2023 году получает 5-6% воды, то есть это почти чистая нефть, исходя из это в нашем интервале характер насыщения определён верно. Геолого-геофизическая характеристика пластов приведена в таблице 3, Rp по БК и ИК в газонефтяных коллекторах будет сильно отличаться, в водяных приблизительно одинаково, сильной разницы не наблюдается. В интервале 1297.4 – 1306.0 пласты В3, В4 сложены известняками, к пласту приурочены залежи нефти на Северном и Южном куполах Восточно-Дороховской площади и на Дороховской площади. Залежи пластовые сводовые, некоторые водоплавающие. Один из коллекторов частично промыт, проникновение фильтрата может привести к повышению сопротивления пласта (повышающее проникновение) либо к понижающему сопротивлению (понижающему проникновению). Понижающее происходит, когда сопротивление фильтрата меньше, чем сопротивление воды, насыщающей поры породы, либо при проникновении фильтрата в нефтегазонасыщенные пласты вследствие вытеснения нефти и газа фильтратом [3]. В нашем случае буровой раствор очень солёный, так как сопротивление очень маленькое. По ИК видно, что сопротивление зоны проникновения и пласта одинаково, по этому не видно чёткой границы коллектора, но по БК отчетливо видно что в пласте сопротивление больше чем в промытой зоне. Исходя из этого можно сделать вывод, данные методы дополняют друг друга и дают более полную картину представления о пластах коллекторах и их насыщения.

Таблица 2

Количественная обработка:	
Критерии выделения коллекторов:	
карбонатный отложения	терригенные отложения
1. $K_{гл} < 5\%$ 2. $K_{п} > 7\%$; $K_e < 0.11$ кол-р, преимущественно, порового типа 3. $K_{п} > 7\%$; $K_e > 0.11$ кол-р смешенного типа	1. $K_{п} > 10\%$ 2. Дополнительно; относительная глинистость $\eta = K_{гл}/K_{нл} + K_{пэф} \leq 0.4$
Обобщенные зависимости	
$K_n = 1 - K_v$ $K_v^{1.8} = 0.8 * (\rho_v / K_n^{1.96}) / \rho_n$ $K_v^2 = (\rho_v / K_n^2) / \rho_n$ При $\rho_v = 0.045$	для терригенных коллекторов для карбонатных коллекторов

Таблица 3

Геолого-геофизическая характеристика пластов

№ п/п	Глубина отметка, м		Толщина пласта, м общ. Эфф.	Литология	Коллектор	Rп БК ИК, Омм	Кп Кд, %	Кгл, % Ке Неп/м	Кн, %	Характеристика насыщения
	Кровля	Подощва								
Каширский горизонт - C2ks 1211.8 - 1262.5 (-868.38 -919.08)										
К 1249.0 - 1262.5 (-905.58 -919.08)										
1	1249.1 -905.6	1250.8 -907.3	1.7 1.7	Известняк доломитизи рованный	Коллектор Поровый	16.5 13.1	11.3 46.3	1.5 0.03	52.5	Газ
2	1250.8 -907.3	1251.8 -908.3	1.0 1.0	Известняк доломитизи рованный	Коллектор Поровый	14.3 7.3	15.8 50.6	0.5 0.00	61.8	Газ + Нефть
3	1254.6 -911.1	1255.2 -911.7	0.6 0.6	Известняк	Коллектор Смешанный	63.3 37.2	12.5 0.0	1.1 0.19	77.5	Газ + Нефть
4	1256.4 -912.9	1257.3 -913.8	0.9 0.9	Известняк доломитизи рованный	Коллектор Поровый	38.8 28.6	18.2 14.7	1.1 0.10	82.5	Газ + Нефть
5	1261.6 -918.1	1262.1 -918.6	0.5 0.5	Известняк	Коллектор Поровый	28.2 20.8	11.6 1.8	1.1 0.00	65.3	Нефть
Верейский горизонт - C2vr 1262.5 - 1320.0 (-919.08 -976.57)										
В3 1297.4 - 1306.0 (-953.98 -962.57)										
6	1298.3 -954.8	1298.6 -955.1	0.3 0.3	Известняк	Коллектор Поровый	4.4 11.0	18.1 6.4	2.2 0.00	43.7	Нефть
7	1298.6 -955.1	1299.2 -955.7	0.6 0.6	Известняк	Коллектор Поровый	13.6 12.5	11.8 6.4	1.1 0.00	59.6	Нефть
8	1300.0 -956.5	1301.5 -958.0	1.5 1.5	Известняк	Коллектор Поровый	7.2 8.2	15.3 9.9	1.1 0.02	45.9	Частично промыт
9	1301.5 -958.0	1302.6 -959.1	1.1 1.1	Известняк	Коллектор Поровый	9.4 14.5	13.0 0.2	0.7 0.01	46.4	Нефть
10	1304.1 -960.6	1305.3 -961.8	1.2 1.2	Известняк Доломитизи рованный	Коллектор Поровый	15.6 15.6	12.2 24.9	0.8 0.00	51.9	Нефть
11	1305.3 -961.8	1305.9 -962.4	0.6 0.6	Известняк	Коллектор Поровый	29.5 21.1	15.8 8.5	0.5 0.00	74.8	Нефть

Перед геофизиками стоит актуальная задача о повышении точности данных ГИС при определении характера насыщения, многозондовый боковой каротаж позволяет повысить геологическую эффективность и точность ГИС. Появляется возможность увеличения продуктивности скважин за счет включения в разработку коллекторов со сложной структурой порового пространства и включения в разработку тонких проницаемых прослоев Дороховского месторождения, которое имеет значительные запасы углеводородного сырья, но имеет сложное геологическое строение. Заказчик хочет уменьшить риски при выборе интервалов перфорации для дальнейшей эксплуатации объектов. Также с целью время экономии, увеличения эффективности и оптимизации сроков бурения скважин, требования заказчика к проведению каротажей модульными сборками за меньшее количество спусков-подъемов операций все актуальнее.

Вывод:

1. Применение метода многозондового бокового каротажа позволяет повысить геологическую эффективность и точность ГИС в решении задачи по оценке характера насыщения.

2. Метод МнБК позволяет с возрастанием глубины исследования более точно определить параметры зоны и радиуса проникновения промывочной жидкости и сопротивление пласта.

3. Основное преимущество метода ИК, он эффективен в скважинах, заполненных непроводящими буровым раствором на нефтяной основе, методы БК в них не работают. Скважины, вскрытые на буровых растворах с низким сопротивлением, это преимущество для метода БК, а для индукционного это помеха, ток начинает растекаться по скважине и очень сильно обрезает запись каротажа, раствор усиливает поле сильнее чем разрешающая способность прибора.

4. Задача определения геоэлектрических параметров пластов в скважинах, бурящихся на объектах со сложной структурой и находящихся на поздней стадии разработки, является одной из самых актуальных задач настоящего времени, для решения которой применяются многозондовые комплексы индукционного, электрического и бокового каротажа.

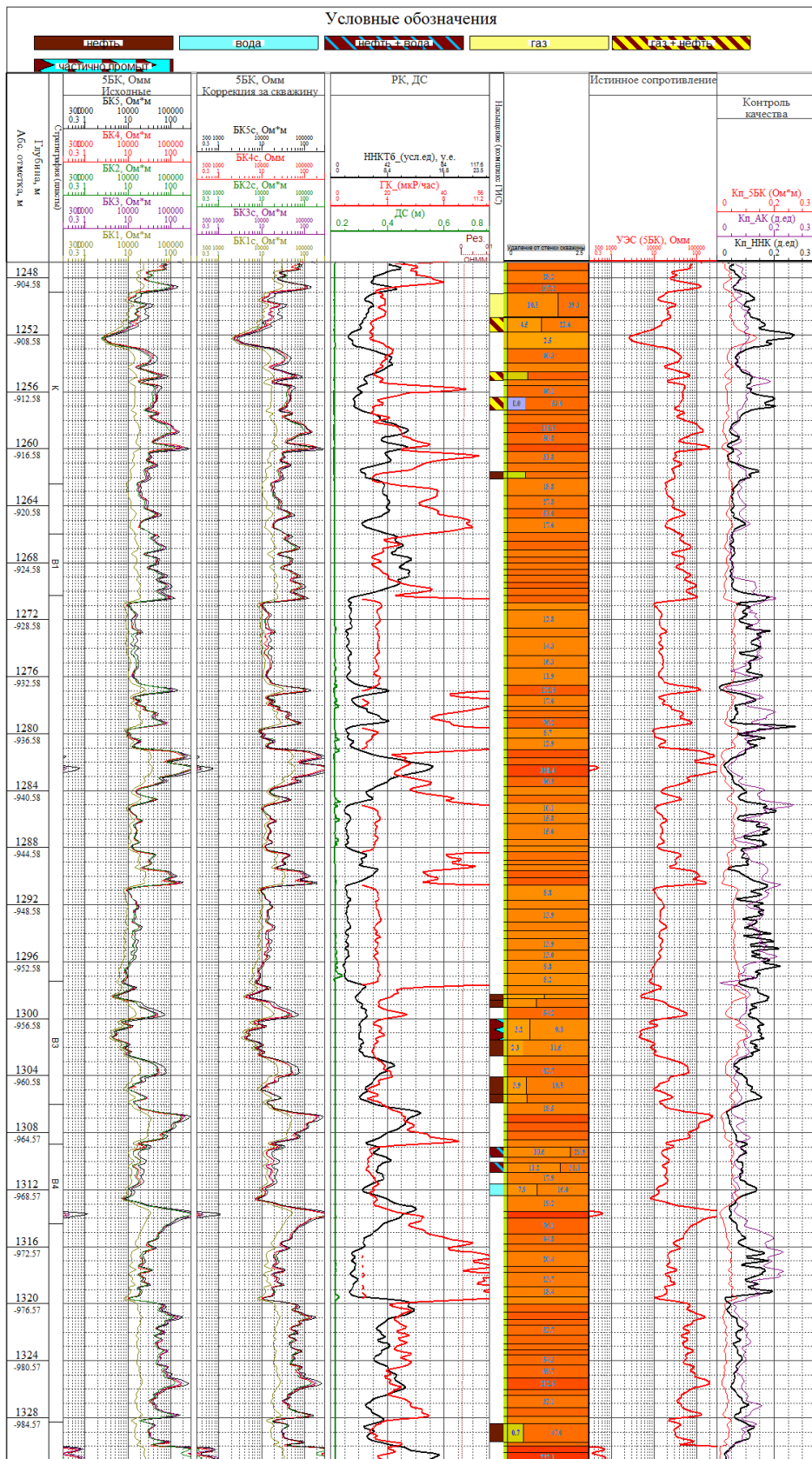


Рис. 4. Пример обработки данных МНБК (5БК) по скважине Дороховского месторождения

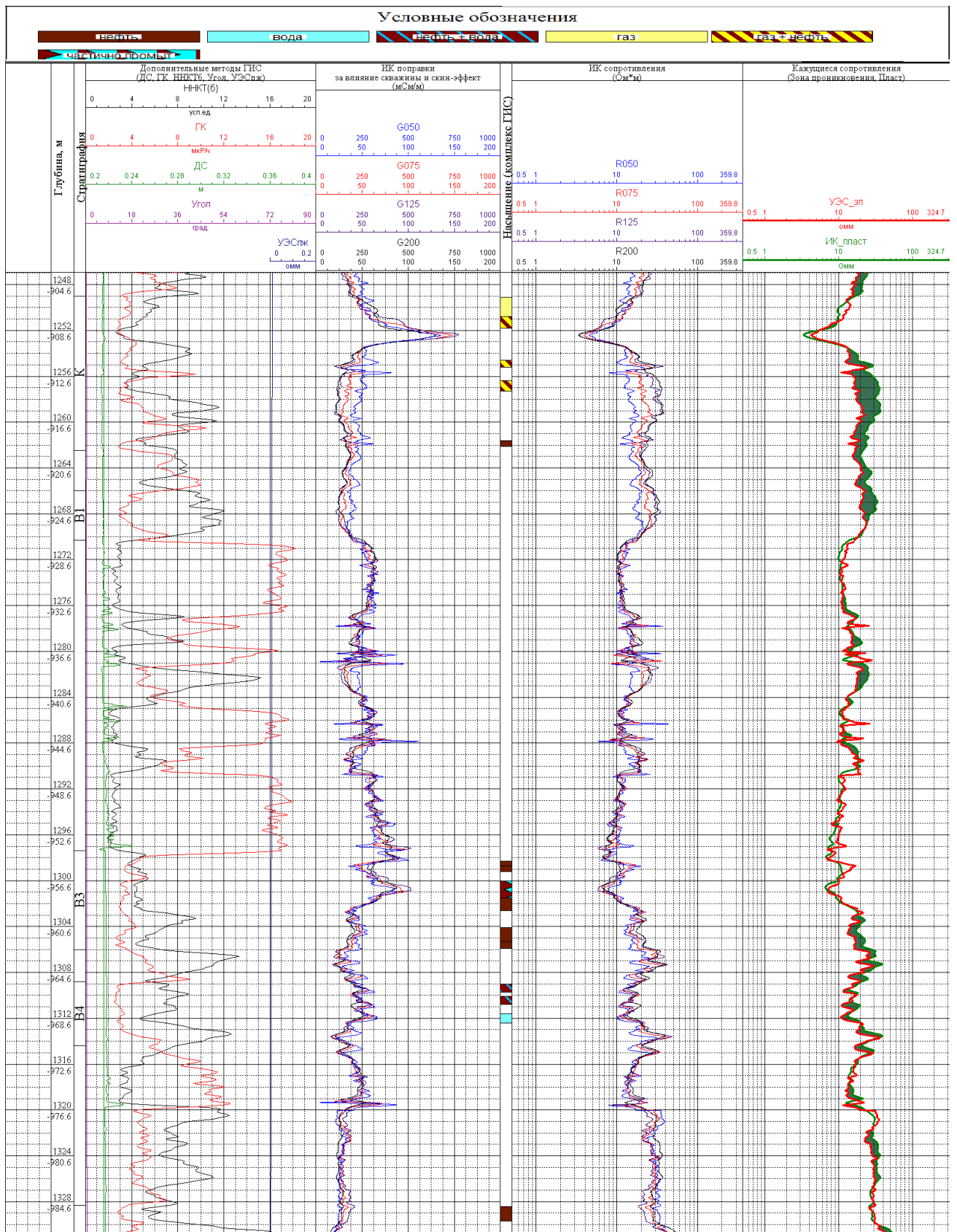


Рис. 5. Пример обработки данных МНБК (5БК) по скважине Дороховского месторождения

Литература

1. Атлас нефтяных и нефтегазовых месторождений Группы «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Под ред. О. В. Третьякова. – Пермь: ООО «Астер Плюс», 2017. – 160 с., ил.
2. Горбачева А.П., Сальникова О.Л., Серкина А.В., Савич А.Д., Чухлов А.С. Повышение эффективности ГИС за счёт использования новых технологий и методов // Геофизика, 2018. №5. С.70 – 80
3. Губина, А.И. Геофизические методы исследования скважин: учеб. пособие // А.И. Губина, П.Н. Гуляев; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь: Книжный формат, 2016. – 281 с.
4. ГеофизТехника // Прибор индукционного каротажного зондирования КарСар 5ИК – 73, руководство по эксплуатации, г.Саратов 2011 – 9с.
5. Скважинный прибор многозондового бокового электрического каротажа КАРСАР 5БК73, руководство по эксплуатации, г.Саратов 2019 – 18с.

О РЕЗУЛЬТАТАХ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Фельк Игорь Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 года обучения, г. Пермь
e-mail: felk100499@gmail.com*

Чакилев Владислав Андреевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 года обучения, г. Пермь
e-mail: vchakilev@inbox.ru*

Научный руководитель: PhD, доцент, Ковин Олег Николаевич

Аннотация: в статье рассмотрены результаты применения комплекса малоглубинных методов геофизики в пользу выполнения задач по выявлению участков повышенной подземной закарстованности пород на опытном участке вблизи г. Арзамас, Нижегородской области.

Ключевые слова: карст, инженерно-геологические изыскания, вертикальное электрическое зондирование, метод преломленных волн, сейсмотомография.

ON THE RESULTS OF THE APPLICATION OF INTEGRATED ENGINEERING AND GEOPHYSICAL RESEARCH IN THE NIZHNY NOVGOROD REGION

Igor Felk

*Perm State University, 2nd year Master's Degree Student, Perm,
e-mail: felk100499@gmail.com*

Vladislav Chakilev

*Perm State University, 2nd year Master's Degree Student, Perm,
e-mail: vchakilev@inbox.ru*

Research Supervisor: PhD, Docent, Oleg Kovin

Abstract: The article discusses the results of the application of a complex of shallow-depth methods of geophysics in favor of performing tasks to identify areas of increased underground karst formation at a site near Arzamas, Nizhny Novgorod region.

Keywords: karst, geotechnical investigation, vertical electric sounding, seismic refraction method, seismic tomography.

В Нижегородской области карстовые процессы значительно осложняют строительство и эксплуатацию зданий и сооружений. Согласно картам и схемам районирования карстовой опасности на территории РФ, прилегающая территория к г. Арзамас приурочена к Центрально-Русской карстовой области, Окско-Клязьминской карстовой провинции с преобладающим развитием сульфатного и карбонатно-сульфатного типа, характеризующаяся умеренно-опасной (высокой) категорией карстоопасности (рис. 1) с высокой интенсивностью возникновения карстовых деформаций [3,5]. Карст является совокупностью геологических, гидрогеологических и техногенных процессов и явлений, определенных растворением скальных или полускальных горных пород, сопровождающейся изменениями структуры и состояния пород, образованием полостей, трещиноватых, разуплотненных зон и связанных с ними деформаций земной поверхности и основания сооружений. В следствие этого, различие физических свойств карстующихся пород от свойств остального массива геологической среды дает возможность к исследованию карстовых процессов методами малоглубинной геофизики в комплексе инженерных изысканий [1,4].

Для выявления опасных геологических процессов, связанных с возможным наличием карстовых проявлений на изыскиваемой территории авторами, был выполнен комплекс инженерно-геофизических исследований, включающий в себя вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ) и сейсморазведку методом преломленных волн (МПВ). На начальном этапе геофизических исследований задачей являлось проведение электроразведочных работ с целью получения информации о глубине залегания кровли карстующихся пород, их строении и физическом состоянии.

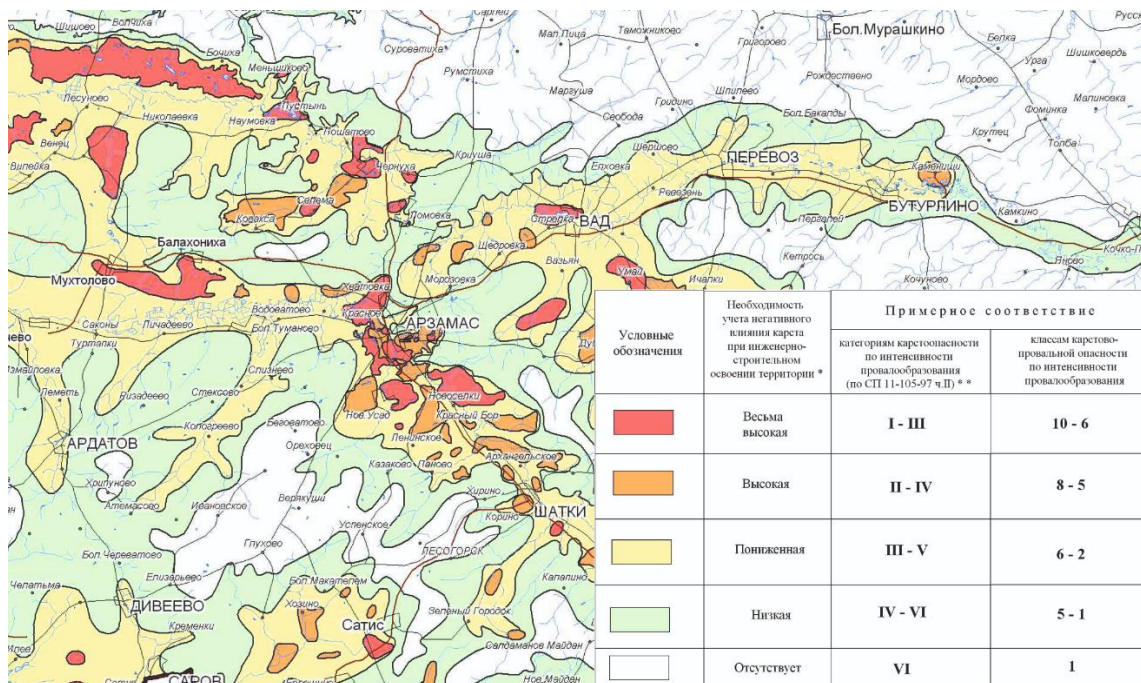
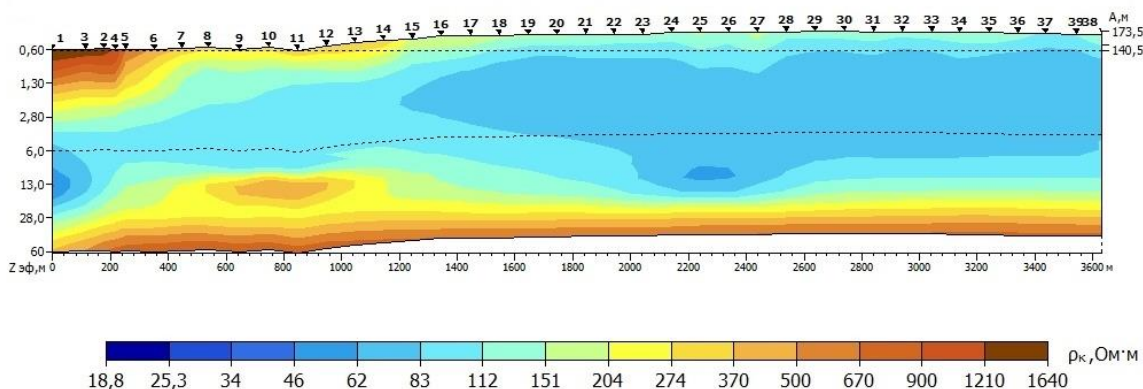


Рис. 1. Фрагмент карты развития карстовых (карстово-суффозионных) процессов территории Нижегородской области (Масштаб 1:1000000)

На данном этапе была проведена съемка методом ВЭЗ на 86 пикетах, с использованием аппаратно-программного комплекса АМС-1 по схеме четырехэлектродной установки Шлюмберже. В процессе съемки были применены полуразносы (AB/2) до 120 м с длиной приемных линий MN 1 и 10 м, что позволило добиться глубины исследования порядка 60 м [2].

На рис. 2 представлен построенный по результатам качественной интерпретации разрез кажущихся сопротивлений, с целью отразить пространственное изменение электрических свойств с глубиной. На разрезе отмечается вертикальная и горизонтальная дифференциация кажущихся сопротивлений, значения которых изменяются в пределах от 30 до 1940 Ом·м. На данном разрезе выделяются две зоны с аномально пониженными значениями сопротивлений: в районе 1 пикета на глубине 20-30 м и в районе пикетов 25 и 26 на глубине около 30 м. Также в районе 10-11 пикета наблюдается зона с аномально повышенными значениями сопротивлений на глубине порядка 20 м. Высокоомную аномалию можно связать с породами с нарушенной целостностью, низкоомные – с заполненными глинистым материалом или обводненными.



Количественная интерпретация проводилась с применением архивных данных бурения карстологических скважин. Карстующаяся толща на исследуемом участке представлена известняками, доломитами, гипсами и ангидритами. Результатом количественной интерпретации является геоэлектрический разрез (рис. 3), на котором выделено 4 геоэлектрических слоя. Первый геоэлектрический слой представлен песками и супесями, УЭС в которых в среднем составляет 174 Ом·м. Под ним залегает толща глин и суглинков, являющаяся вторым геоэлектрическим слоем, в которой наблюдается выдержанное по профилю понижение удельных сопротивлений. Третий геоэлектрический слой сложен переслаивающимися выветрелыми известняками и доломитами, среднее значение УЭС в которых составляет 263 Ом·м. В его пределах выделяется зона повышенных значений сопротивлений в районе пикетов 9-11 на глубинах 17,3-34,4 м (408 Ом·м). Подстилает толщу опорный геоэлектрический горизонт гипсов и ангидритов, являющийся высокоомным.

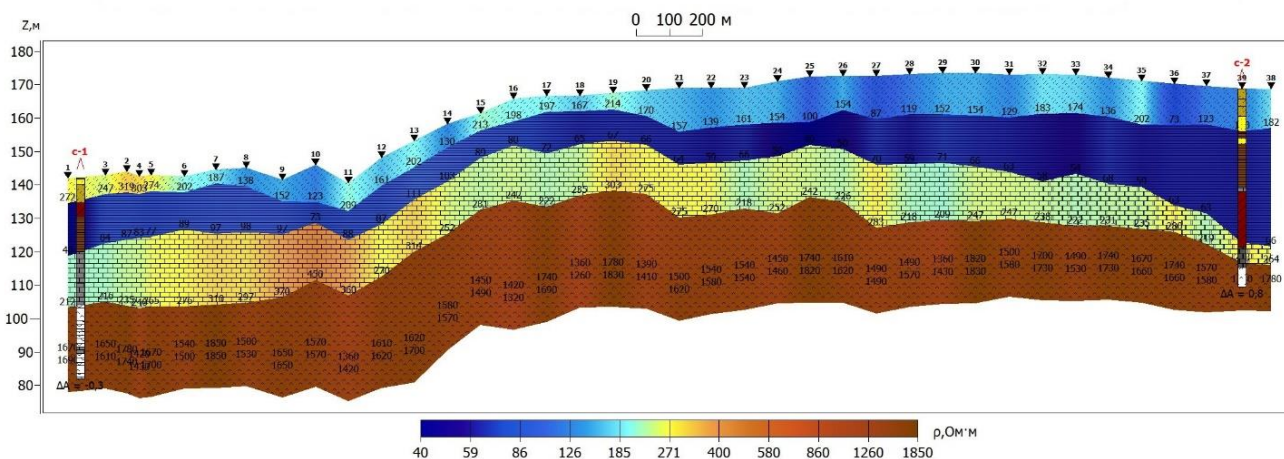


Рис. 3. Геоэлектрический разрез

Для предотвращения неоднозначности определения глубинных границ карстующихся пород в местах аномалий закладывались дополнительные работы по изучению их кровли. Была проведена детальная съемка ВЭЗ на нескольких профилях с уменьшением шага между точками, что позволило оконтурить зоны аномальных значений сопротивления. Наибольший интерес представляла зона повышенных сопротивлений в районе пикетов 9-11.

По результатам дополнительных ВЭЗ пикетов 9-11 с целью подтверждения аномалии проведена сейсморазведка МПВ. Съемка МПВ выполнена по методике продольного профилирования с получением встречно-нагоняющих годографов с применением цифровой сейсмической станции «Лакколит 24-М2» фиксированной косой на базе приемной линии длиной 48 м. Возбуждение упругих колебаний осуществлялось на 7 пунктах возбуждения (ПВ) с регистрацией продольных волн с накоплением импульсов, обеспечивающим устойчивость получаемых результатов путем увеличения соотношения сигнал/помеха [2].

Результатом обработки и интерпретации полевых сейсмических материалов МПВ является скоростной разрез изучаемой среды, полученный методом сейсмотомографии на рефрагированных волнах.

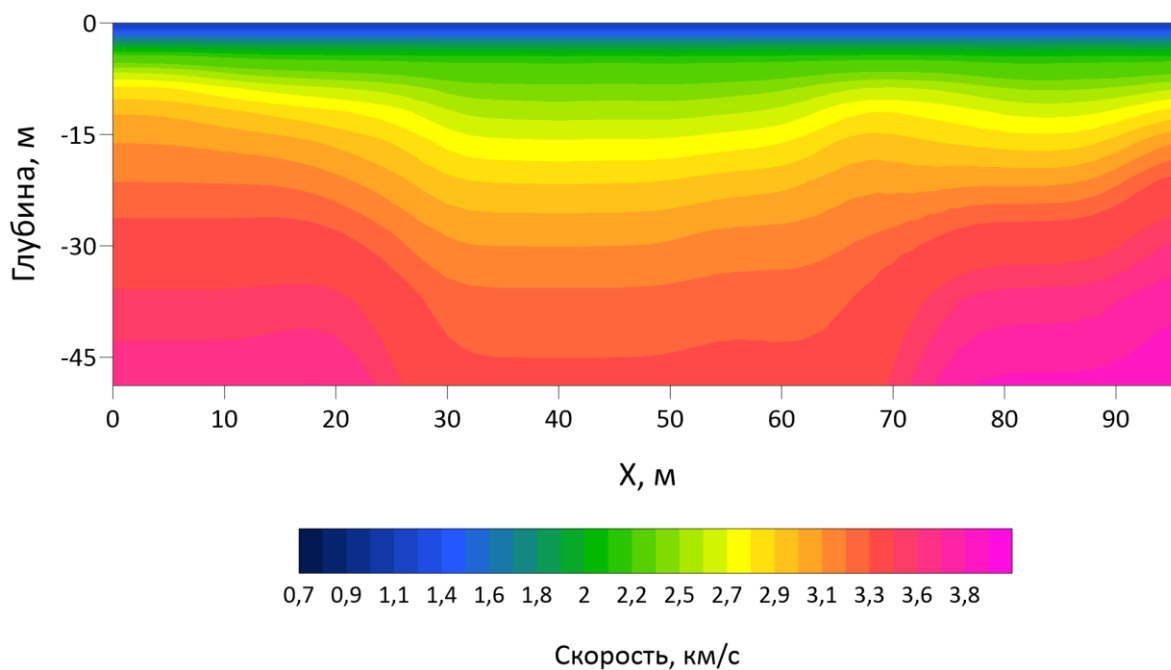


Рис. 4. Скоростной разрез

При анализе волновой картины было отмечено распределение скоростей распространения продольных сейсмических волн в пределах 900-4000 м/с. В центральной части ($X=25-70$ м), на глубине 25-45 м наблюдается понижение скорости относительно тех же глубин остальной части разреза.

Совместный анализ данных МПВ и интерпретации ВЭЗ позволяет полагать, что данная зона может быть связана с развитием карстовых процессов. По результатам применения малоглубинной геофизики аномальная зона была подтверждена бурением карстологической скважины, на глубине 24 – 26 м была вскрыта карстовая полость.

Литература

1. Огильви А.А. Основы инженерной геофизики: учебник для вузов по спец. «Гидрогеология и инженерная геология» / А.А. Огильви, под. ред. В.А. Богословского. – М: Недра, 1990.
2. СП 11-105-97. Свод правил. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. Правила производства геофизических исследований: Одобрен Госстроем России 17.02.2004 № 9-20/112: введен 01.07.2004. – Москва, ФГУП «ПНИИИС» Госстроя России, 2004.
3. СП 115.13330.2016. Свод правил. Геофизика опасных природных воздействий: Актуализированная редакция СНиП 22-01-95: Утвержден Минстроем Российской Федерации 16.12.2016 № 956/пр.: введен 17.07.17. – Москва, ФГУП Стандартинформ, 2016.
4. ТСН 22-308-98 НН. Территориальные строительные нормы Нижегородской области: Утверждены Постановлением Губернатора Нижегородской области от 30.08.1999 г. № 26: введены 01.09.1999. – Нижний Новгород: Администрация Нижегородской области, 1999.
5. Чикишев А.Г. Карст русской равнины. М.: Изд-во «Наука», 1978.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ И ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Шешенина Анна Владимировна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистр 2 курса обучения, г. Пермь,
e-mail: sheshenina.a@yandex.ru*

Научный руководитель: д. г.-м. н., профессор, Губина Августа Ивановна

Аннотация: Статья посвящена гидродинамическим исследованиям методом установившихся отборов. Описана теоретическая часть метода, технология проведения работ. Приведены результаты интерпретации и сделаны выводы о преимуществах метода.

Ключевые слова: гидродинамические исследования, индикаторная диаграмма, проницаемость, гидропроводность, коэффициент продуктивности, пластовое давление, забойное давление.

APPLICATION OF HYDRODYNAMIC STUDIES TO SELECT THE OPTIMAL MODE OF WELL OPERATION, DETERMINE THE PRODUCTIVITY COEFFICIENT AND RESERVOIR PRESSURE

Sheshenina Anna

*Perm State University, 2nd Master's Degree Student, Perm
e-mail: sheshenina.a@yandex.ru*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, professor Gubina A.I.

Abstract: The article is devoted to hydrodynamic studies by the method of steady selections. The theoretical part of the method, the technology of the work are described. The results of the interpretation are given and conclusions are drawn about the advantages of the method.

Keywords: hydrodynamic studies, indicator diagram, permeability, hydraulic conductivity, productivity coefficient, reservoir pressure, bottomhole pressure.

Гидродинамические исследования скважин направлены на измерение определенных параметров (давление, температура, дебит, время и др.) в работающих или остановленных скважинах.

ГДИС информационно обеспечивают процесс контроля энергетического состояния объектов разработки месторождений углеводородного сырья.

Основой всех методов является изучение изменения давления на забоях скважин и изменение в связи с этим скорости движения жидкости в залежи.

Одним из направлений гидродинамических исследований является метод исследования скважин при установившемся режиме работы (метод установившихся отборов), к которому относится индикаторная диаграмма (ИД).

Индикаторная диаграмма представляет собой зависимость изменения дебита скважины от созданной депрессии.

Диаграммы (рис.1) могут иметь вид прямых линий (1), что указывает на сохранение линейного закона фильтрации Дарси в достигнутом диапазоне депрессий, могут быть выпуклыми к оси дебитов (2), могут быть выпуклыми к оси давлений (3) и иметь S-образную форму (4), что указывает на нарушение линейного закона фильтрации.

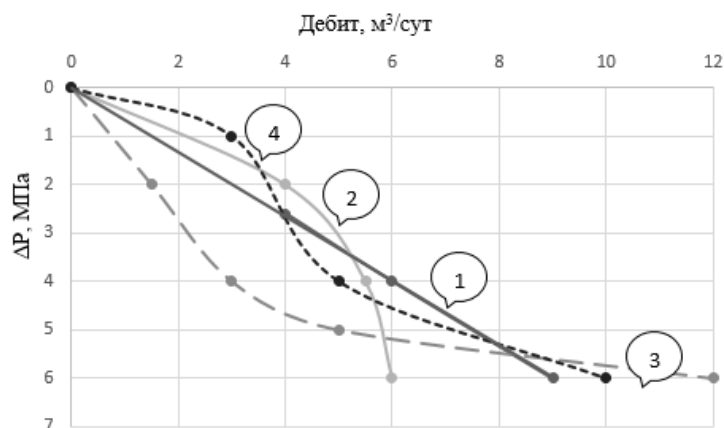


Рис.1. Виды индикаторных диаграмм

Если диаграмма имеет вид выпуклой к оси дебитов (рис.1), это может быть связано с несовершенством скважины по характеру вскрытия; уменьшением фазовой проницаемости в призабойной зоне пласта при снижении давления ниже давления насыщения; снижением проницаемости ввиду уплотнения коллектора при снижении давления (выше давления насыщения), происходит смыкание трещин; изменением физических свойств жидкости (зависимость вязкости жидкости от давления); увеличением инерционных сопротивлений при большом дебите.

Если диаграмма имеет вид выпуклой к оси давлений (рис.1), то на это может повлиять изменение рабочей толщины пласта вследствие подключения слабопроницаемых пропластков при увеличении депрессии.

Линии S-образной формы (рис.1) свидетельствуют о некачественном исследовании (скважина исследовалась на явно неустановившемся режиме) или одновременное проявление различных видов нарушения линейного закона.

Для выявления зависимости между дебитами скважин и забойными давлениями при установившихся режимах эксплуатации на них проводятся специальные циклы исследований. В каждом таком цикле скважина последовательно эксплуатируется на нескольких установившихся режимах, отличающихся дебитом и забойным давлением [2].

Технология проведения исследования заключается в следующем: в скважину на проволоке спускают глубинный манометр и производят запись забойного давления на рабочем режиме, далее меняют режимы работы скважины. Стоит отметить, что в случаях, когда спуск глубинного манометра невозможен, то давление на ВНК пересчитывают с помощью изменения положения динамического уровня и соответствующему ему затрубного давления [3].

Режим работы можно изменять следующими способами: сменой диаметра штуцера, изменением числа качаний, сменой частоты тока и изменением режима работы (цикл: работа/накопление) скважины.

Новый режим эксплуатации скважины устанавливается не сразу. В зависимости от конкретных условий (проницаемости пласта, вязкости жидкости в пластовых условиях и др.) на это уходит от нескольких часов до нескольких суток. Число режимов в цикле также определяется конкретными условиями. При этом глубинный манометр продолжает фиксировать забойное давление. Необходимо, чтобы скважина вышла на установившийся режим, т.е. процесс перераспределения давления в пласте завершился и давление существенно не менялось. В процессе всего исследования непрерывно регистрируется изменение дебита скважины. Использование установки АСМА для замеров дебитов жидкости, газа и обводненности позволяет получать высокоточные замеры продукции на всех режимах работы скважины.

Полученные данные используются для построения графика зависимости дебита скважины от забойного давления. Такие графики называются индикаторными диаграммами скважин. При построении индикаторных диаграмм в координатах дебит – забойное давление принято значения забойных давлений откладывать по оси ординат, а дебит – по оси абсцисс (рис.1).

Чтобы изменить режим работы сменой частоты тока применяется установка МУВР (мобильная установка по выводу на режим). Установка МУВР – это программно-аппаратный комплекс, предназначенный для проведения исследований скважин, оборудованных штанговыми или погружными насосами. Данное решение позволяет охватить работами практически весь механизированный фонд

скважин. Главной особенностью установки является то, что в ее состав входят станции управления, с частотными преобразователями, как ЭЦН, так и ШГН. Установка позволяет практически без потерь нефти и специальной подготовки проводить ГДИ и вывод на режим. Переключив управление ЭЦН или ШГН на МУВР, изменяя частоту тока, меняем производительность насоса ПЭД или электродвигателя ШГН, в результате получаем разные режимы работы скважины. МУВР позволяет непрерывно вести регистрацию параметров работы, как скважины, так и работы ЭЦН или ШГН [4].

По результатам исследования определяют коэффициент продуктивности скважины, т.е. как изменяется дебит при изменении давления на единицу. Определив коэффициент продуктивности, можно рассчитать параметры призабойной зоны пласта (ПЗП) – гидропроводность и проницаемость, текущие пластовые и забойные давления на ВНК. Главная цель проведения исследования является определение оптимального режима работы.

Исследование проводилось на скважине № 1387 Батырбайского месторождения, расположенного в Бардымском районе Пермского края. Исследуемая скважина расположена на Асьюльском поднятии, объект В3-В4.

К Асьюльскому поднятию приурочена одна залежь нефти. Залежь пластовая сводовая, размером 12.0×6.0 км, высотой 42.1 м.

В разрезе верейского горизонта продуктивными являются газонефтяные пласты В3 и В4. Для нефтяных залежей характерно наличие газовых шапок. Коллектор представлен известняками биоморфными (фораминиферовыми), детритовыми (фораминиферово- и мелкодетритовыми, известняковыми раковинными песчаниками), сгустковыми (фораминиферово- и детритово-сгустковыми) [1].

Среднее значение пористости по ГИС – 14.0 %, нефтенасыщенность – 78.0% [1].

Исследование проводилось в интервале перфорации 1462-1472 метров, пласт В3-В4. Время исследования составило 104 часа. Для замера давлений и температур была спущена аппаратура «Фотон» на глубину 1410 метров. В процессе исследований режимы работы скважины задавались сменой частоты тока, подаваемого на двигатель штангового насоса. При смене частоты тока, подаваемого на двигатель штангового насоса изменяется число качаний. Изменяя число качаний, изменяются давления (изменяется депрессия) и дебиты. Исследования проведены последовательно на частотах тока 50 Гц, 40 Гц и 25 Гц. На всех создаваемых режимах непрерывно велась регистрация динамических уровней в затрубном пространстве, затрубного давления и давления на приеме насоса (рис.2). Дебиты жидкости и газа замерялись установкой АСМА. После выхода на каждый установившийся режим работы проводились отборы проб добываемой продукции для оценки обводненности.

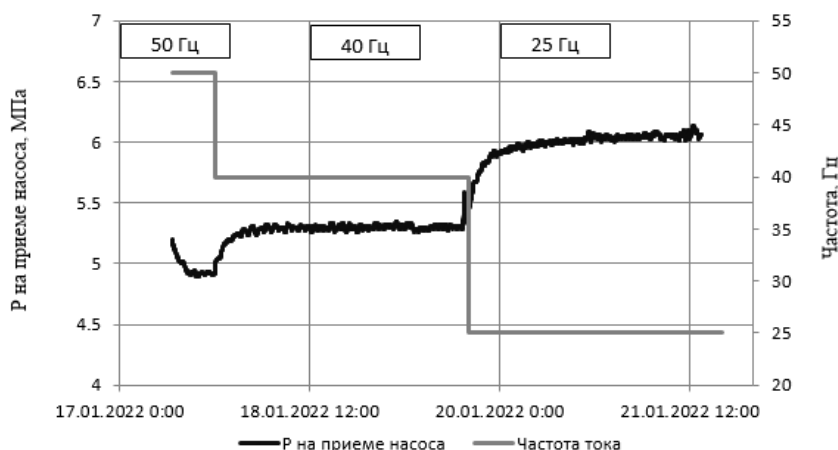


Рис.2. Замеры давления на приеме насоса во время исследования на 3-х режимах

Дебиты жидкости на режимах изменяются от 14.4 м³/сут до 26 м³/сут. Средняя обводненность продукции по пробам составила 2.0 %, по замерам установкой АСМА обводненность также не превышает 2.3 %. Для расчетов принята обводненность продукции, определенная установкой АСМА, составляющая в среднем 2.0 %. По полученным данным построена индикаторная диаграмма (рис.3). По ней оценены текущее пластовое давление и коэффициент продуктивности скважины, определены параметры ПЗП. Текущее пластовое давление на ВНК (-881 м) составляет 8.14 МПа, коэффициент продуктивности 9.62 м³/сут/МПа, гидропроводность призабойной зоны пласта равна 15.56 мкм²*см/МПа*с, проницаемость ПЗП равна 0.2717 мкм².

Индикаторная диаграмма имеет прямолинейный вид, это указывает на сохранение линейного закона фильтрации Дарси в достигнутом диапазоне депрессий. Принятая обводненность продукции не превышает 2.3%. Поэтому при расчете параметров ПЗП использованы свойства пластовой нефти. Одновременные замеры динамических уровней и давления на приеме насоса позволило оценить плотность газо-нефтяной смеси в затрубном пространстве: на частоте тока в 50 Гц плотность составила 0.629 гр/см³, на 40 Гц – 0.706 гр/см³ и на частоте тока в 25 Гц – 0.753 гр/см³.

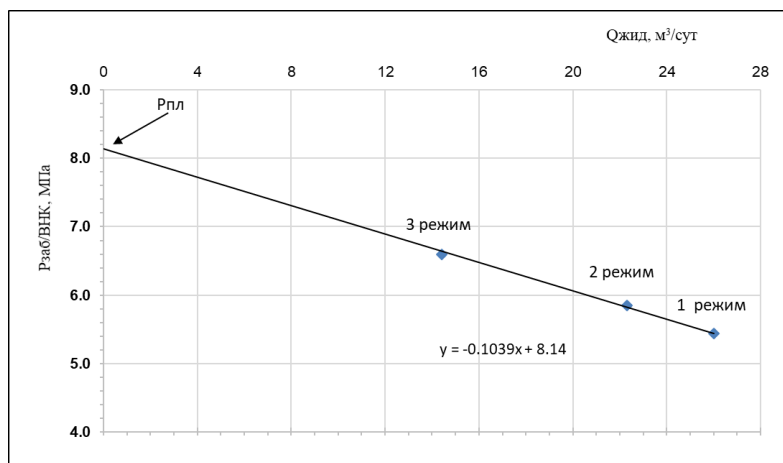


Рис.3. Индикаторная диаграмма по скважине 1387 Батырбайского месторождения

Учитывая текущее пластовое давление на ВНК (8.14 МПа) оптимальный режим рекомендуется на частоте тока в 50 Гц, поскольку получен максимальный дебит жидкости (25.4 м³/сут) при забойном давлении на ВНК (5.4 МПа). Полученный коэффициент продуктивности равняется 9.62 м³/сут/МПа, гидропроводность призабойной зоны пласта – 15.56 мкм²*см/МПа*с, проницаемость ПЗП – 0.2717 мкм².

Таким образом, исследование методом установившихся отборов позволяет определить оптимальный режим работы скважины, определить текущее пластовое давление и параметры призабойной зоны пласта без остановки скважины. Это является преимуществом, поскольку позволяет снизить потери при добыче.

Литература

1. Атлас нефтяных и нефтегазовых месторождений Группы «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Под ред. О. В. Третьякова. – Пермь: ООО «Астер Плюс», 2017. – 160 с.
2. Васильевский В.Н. Оператор по исследованию скважин: учебник для рабочих / А.И. Петров. – М.: Недра, 1983. – 310 с.
3. РД 39-3-593-81 Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин / М.: ВНИИ, 1982. – 180 с.
4. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений / М., 2002. – 75 с.

*XVI СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»*

***РАЗДЕЛ 4:
ПРОБЛЕМЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ И ОХРАНЫ НЕДР***

*XVI COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***SECTION 4:
PROBLEMS OF ENGINEERING GEOLOGY AND SUBSOIL PROTECTION***

СТЕПЕНЬ ЗАКАРСТОВАННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЗВЕСТНЯКОВ «ОБМАНКА»

Асанова Рената Игоревна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 1 курса магистратуры, Пермь
rena.asanova.146@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Алванян Антон Карпетович

Аннотация: Изучены и рассмотрены физико-географические условия района работ. Рассчитана закарстованность месторождения, определены диаметры воронок, определены условия развития карста.

Ключевые слова: карст, инженерно-геологические условия, средняя закарстованность по горизонтам, закарстованность по каждой скважине, диаметры воронок.

Asanova Renata Igorevna

*Perm State University,
1st year master's student, Perm
rena.asanova.146@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader Alvanyan Anton Karapetovich

THE DEGREE CAVERNOUS POROSITY OF FORMATION OF THE LIMESTONE DEPOSIT "OBMANKA"

Abstract: The physical and geographical conditions of the area of work were studied and considered. The karst content of the deposit was calculated, the diameters of the funnel were determined, and the conditions for the development of karst were determined.

Keywords: karst, engineering-geological conditions, average karstness by horizons, karstness for each well, funnel diameters.

Введение

Карст – опасный инженерно-геологический процесс, который вызывает сложности при проведении горных работ, особенно на месторождениях, где полезное ископаемое представлено карстующимися породами. Закарстованность осложняет и увеличивает стоимость разработки месторождений. При определенных гидрогеологических условиях, степени закарстованности часть полезной толщи может быть признана непригодной для эксплуатации, что приводит к потере запасов полезного ископаемого.

Цель работы: оценка закарстованности месторождения известняков «Обманка» в Лысьвенском муниципальном районе Пермского края. Для достижения поставленной цели необходимо: ознакомиться с физико-географическими условиями района, изучить геологические условия данного района, оценить инженерно-геологические условия, вычислить закарстованность данной территории.

Участок расположен на территории Лысьвенского городского округа Пермского края, в 12 км северо-восточнее г. Лысьва, в 1,0 км севернее н. п. Обманка-1, на водоразделе рек Обманка и Мал. Вашкор (Рис. 1) [1].

В орографическом отношении район работ расположен в пределах Западно-Уральской внешней зоны складчатости, на Вашкурской антиклинали [3].

В геоморфологическом отношении изучаемый район представляет собой невысокое, достаточно всхолмленное пространство между реками Сылвой и Чусовой с типичным эрозионным рельефом. Для района характерны широкие междуречья с мягкими очертаниями рельефа [1].

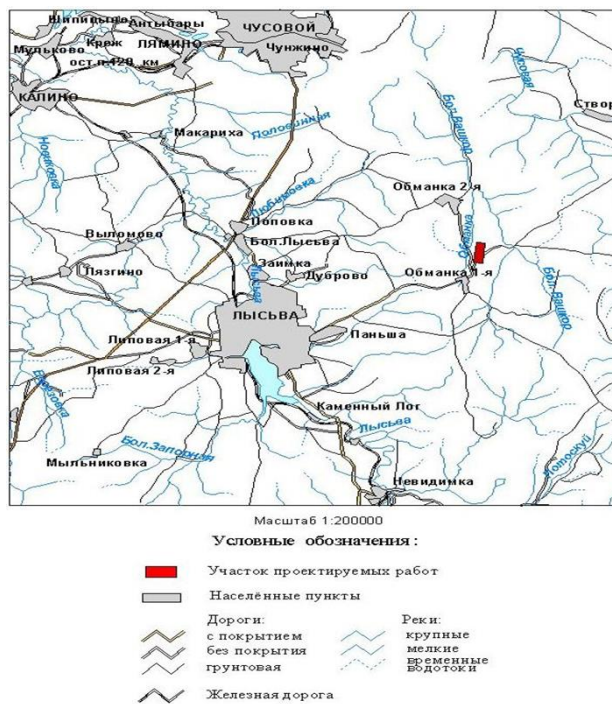


Рис. 1. Обзорная карта района работ
(Цифровая модель ПГГСП «Геокарта». Масштаб 1:500 000, 2005г.)

Самая крупная река в районе работ – р. Лысьва. Основные притоки р. Лысьвы (правые: Полоскуй, Бурсяк, Татарка, Сосновка, Запорная, Б. Травянка, Мельничная, Гарёвка, Полеванная, Майдан, левые: Грязнуха, Запорная, Заболотная, Ломовка, Берёзовка и др.) [2].

Район работ, согласно тектоническому районированию Пермского края, находится в пределах Урало-Новоземельского складчатого пояса, вблизи границы двух структур I порядка: Предуральского краевого прогиба и Западно-Уральской складчато-надвиговой мегазоны [3].

В результате поисково-оценочных работ 1988-1990 гг. было выявлено Обманковское месторождение строительного камня. Месторождение связано с г. Лысьва дорогой с твердым покрытием. Месторождение находится на землях государственного лесного фонда Лысьвенского лесничества. Целевое назначение лесов – эксплуатационные леса [1].

Месторождение представляет собой пластовую залежь карбонатных пород, сложенную доломитизированными известняками, доломитами и известняками. Представляет собой пластовую залежь карбонатных пород, протягивается в северном направлении на расстояние 3,9 км в виде полосы средней шириной 372 м.

В геологическом строении Обманковского месторождения участвуют карбонатно-терригенные отложения нижнего и среднего карбона. С поверхности породы перекрыты рыхлыми элювиально-делювиальными образованиями четвертичного возраста.

Мощность полезной толщи от 9,8 до 15,0 м, в среднем – 13,2 м; вскрышных пород 0,3-5,2 м, в среднем – 1,8 м. Наибольшим развитием на участке пользуются известняки и доломиты известковые. Полезная толща включает почти 80 % чистых известняков.

Месторождение не обводнено. Водоприток в карьере возможен за счет атмосферных осадков и весеннего снеготаяния, ликвидировать который можно простым механизированным водоотливом.

Карст на месторождении присутствует в виде подземных форм. Он проявляется в виде полостей, заполненных глиной, щебнем и мукой карбонатных пород, а также открытых полостей (провал бурового инструмента). Мощность полостей изменяется от 0,8 до 12,5 м.

С поверхности породы перекрыты почвенно-растительным слоем, мощностью 0,2 м и рыхлыми элювиально-делювиальными суглинками четвертичного возраста, которые включают разное количество песчаного и щебнистого материала, мощностью от 0,0 до 13,0 м.

С учетом результатов предшествующих геологоразведочных работ, учитывая значительную степень изменчивости качества сырья по прочности, изменчивую мощность полезной толщи, Обманковское месторождение отнесено ко 2-ой группе (пластообразные залежи, штоки, дайки и жилы с невыдержанными качественными показателями).

Закарстованность рассчитывается пропорцией: за 100% принимаем верхнюю глубину полости, то есть, где начинается полость, а за X берем разность между верхним и нижним основанием полости. Разделяем полости по глубине на три горизонта: первый горизонт начинается с 311 по 296 метров, в него входят скважины 7,8,13, второй горизонт с 296 по 281 метра, находятся скважины 3,6,11, третий горизонт с 281 по 264 метра, скважина 1. Находим закарстованность у каждой скважины в горизонте, затем общую закарстованность по горизонту, результаты приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1
Закарстованность по каждой скважине

Номер горизонта	Номер скважины	Объем, м	Закарстованность, %
1 (311-296 м)	С-7	0,7	5,6
	С-8	3,8	32,5
	С-13	2,1	12,4
2 (296-281 м)	С-3	6,6	49,2
	С-6	4	66,6
	С-11	0,4	6,1
3 (281-264 м)	С-1	12,5	147

Таблица 2
Средняя закарстованность по горизонтам

Номер горизонта	Закарстованность %
1 (311-296 м)	27,3
2 (296-281 м)	40,6
3 (281-264 м)	147

$$З = (27,3 + 40,6 + 147)/3 = 71,6 \quad (1)$$

Закарстованность пород полезной толщи слабая, в среднем по месторождению она составляет 10%. При этом необходимо отметить, что в отдельных скважинах, в краевых частях месторождения, закарстованность может достигать 70%.

Заключение

Оценивая инженерно-геологические условия, были изучены топографический план, геолого-литологические разрезы и закарстованность. Из расчетов по закарстованности можно сделать вывод: чем меньше мощность вскрышных пород, тем больше закарстованность. Чем меньше мощность, тем больше воды проникает в карстующиеся породы, тем интенсивнее проявляется процесс карстообразования.

Известняки и доломиты Обманковского месторождения были оценены в качестве щебня, используемого для строительных работ (заполнитель в бетоны), щебеночных оснований и покрытий автомобильных дорог.

Литература

1. Отчет «Геологическое изучение (оценка) запасов карбонатных пород для производства строительного щебня на Обманковском месторождении в Лысьвенском городском округе Пермского края» ООО «Пермгеолнеруд», Пермь, 2021 г
2. Л.А. Шимановский, И.А. Шимановская. Пресные подземные воды Пермской области. Пермь, 1973.
3. Тартаковский А. М. Атлас Пермского края. Пермь, 2012.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОТИВОТУБЕРКУЛЕЗНОГО ДИСПАНСЕРА В Г. АРЗАМАС

Асанова Рената Игоревна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 1 курса магистратуры, Пермь
rena.asanova.146@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Алванян Антон Карапетович

Аннотация: Изучены и рассмотрены физико-географические условия г. Арзамас, геологические и гидрогеологические условия района работ, инженерно-геологические, гидрогеологические и карстологические условия площадки строительства, рассчитаны и определены диаметры карстовых провалов, категории карстоопасности по интенсивности провалообразования.

Ключевые слова: оценка карстового риска, инженерно-геологические условия, геотехнические противокарстовые мероприятия, карст, категории карстоопасности, формула В.В. Толмачева.

Asanova Renata Igorevna

*Perm State University,
1 year master's degree, Perm
rena.asanova.146@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader Alvanyan Anton Karapetovich

ENGINEERING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE CONSTRUCTION SITE OF THE ANTI-TB DISPENSARY IN ARZAMAS

Abstract: The physical and geographical conditions of the city of Arzamas, the geological and hydrogeological conditions of the work area, the engineering-geological, hydrogeological and karstological conditions of the construction site were studied and considered, the diameters of karst failures, the categories of karst hazard according to the intensity of failure formation were calculated and determined.

Keywords: karst risk assessment, engineering-geological conditions, geotechnical anti-karst measures, karst, categories of karst hazard, formula by V.V. Tolmachev.

Введение

Наличие карстового процесса может привести к катастрофическому воздействию на следующие виды инженерной деятельности человека: транспортные пути (линейные сооружения), гидроэнергетика (водохранилища), горнодобывающая промышленность, жилищное и промышленное строительство. Поэтому карстологическое обследование, оценка карстовой опасности и мониторинг являются обязательными при проведении инженерно-геологических изысканий на территории распространения карстующихся пород. А рекомендации противокарстовой защиты должны быть учтены при проектировании будущего здания, сооружения.

Оценка карстовой опасности выполнялась на основании материалов инженерно-геологических изысканий [1], рекогносцировочного обследования, статического зондирования грунтов, буровых работ и лабораторных исследований, а также с использованием архивных материалов, методических документов и научно-технических публикаций. Кроме того, при её выполнении были учтены строительные параметры объекта. Противокарстовые мероприятия разрабатывались исходя из проведенной оценки карстовой опасности и риска, с учетом строительных параметров сооружений.

Цель работы: оценка инженерно-геологических условий площадки строительства противотуберкулезного диспансера в г. Арзамас.

В административном отношении площадка проектируемого строительства расположена в районе с. Кирилловка, по ул. Ленина в границах г. Арзамаса Нижегородской области (рис.1).

В геоморфологическом отношении изучаемый участок расположен в пределах Приволжской возвышенности.

В структурно-тектоническом отношении район изысканий расположен в западной части Токмовской системы сводовых поднятий и приурочен к юго-западному склону крупного Арзамасского поднятия.

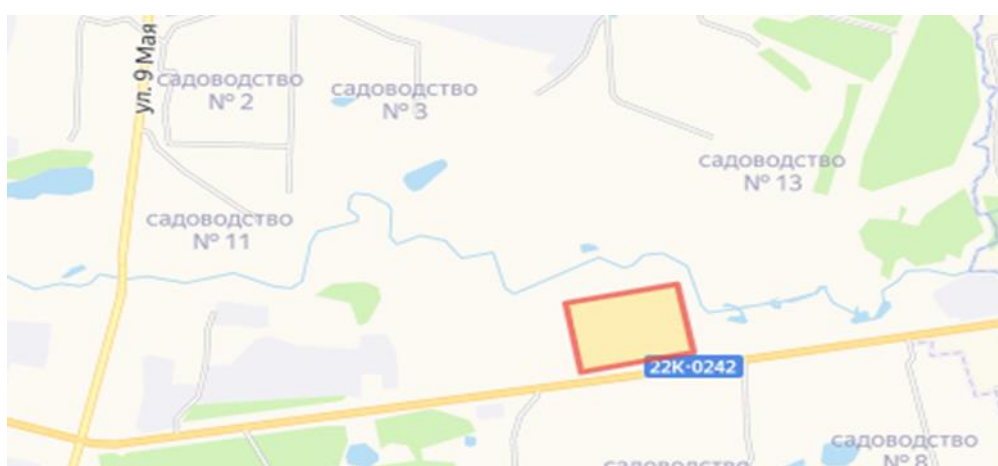


Рис. 1. Выкопировка из административной карты местности

Водоснабжение севера Нижегородской области обеспечивает Ветлужский и Московский артезианский подземный бассейн.

С поверхности залегают современные техногенные образования (tQ_{IV}), представленные песками пылеватыми, суглинками, супесью с включением строительного мусора, обломков кирпича, стекла, щебня, дресвы, щепы, бетона.

Среднечетвертичные аллювиально-флювиогляциальные отложения (afQ_{II}) представлены песками и суглинками.

Отложения татарского яруса верхней перми (P_{2t}) представлены глиной с включениями щебня доломита до 5-15%.

Отложения казанского яруса верхней перми (P_{2kz}) представлены в верхней части – дресвяно-щебенистым грунтом, в средней и нижней части – доломитом.

Отложения сакмарского яруса нижней перми (P_{1s}) вскрыты скважинами с глубины 29,0 и 73,0 м. Верхнюю часть массива составляют гипсы, ангидриты, нижнюю – доломиты.

К наиболее опасным инженерно-геологическим процессам и явлениям на территории Нижегородской области относятся оползневой и карстовый процессы, овражная и речная эрозия, заболачивание, солифлюкция. Эти процессы характеризуются масштабностью своего проявления, а часто и внезапностью.

Предварительная оценка карстоопасности выполнена на основании имеющихся архивных и фондовых материалов.

В соответствии с «Картой карстоопасности г. Арзамаса с инженерно-строительной характеристикой освоения закарстованных территорий» (масштаб 1:5 000, 2002 г.) [2] юго-восточная часть площадки строительства относится к I-III категории карстоопасности по интенсивности провалообразования, а остальная часть площадки – к III-IV категории карстоопасности (рис.2).

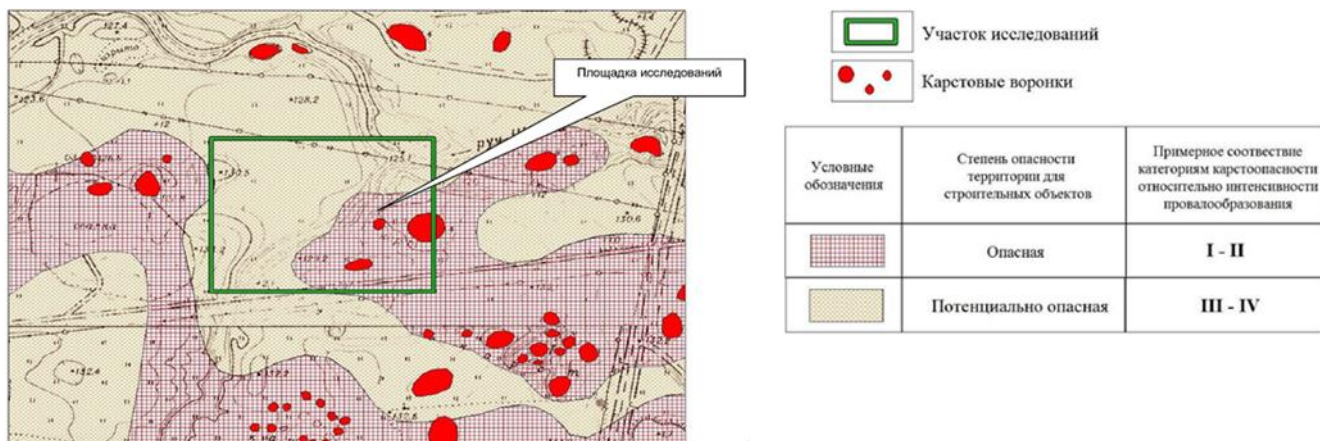


Рис. 2. Карта карстоопасности г. Арзамаса с инженерно-строительной характеристикой освоения закарстованных территорий (масштаб 1:5 000, 2002 г.)

Согласно СП 22.13330.2016 [3] изучаемая площадка целиком относится к опасной категории в карстово-суффозионном отношении.

Таким образом, на площадке строительства выделены участки, характеризующиеся I, II и III категориями карстоопасности по интенсивности провалообразования [4,6,7] (9,7 и 6 классами карстово-провальной опасности [4]).

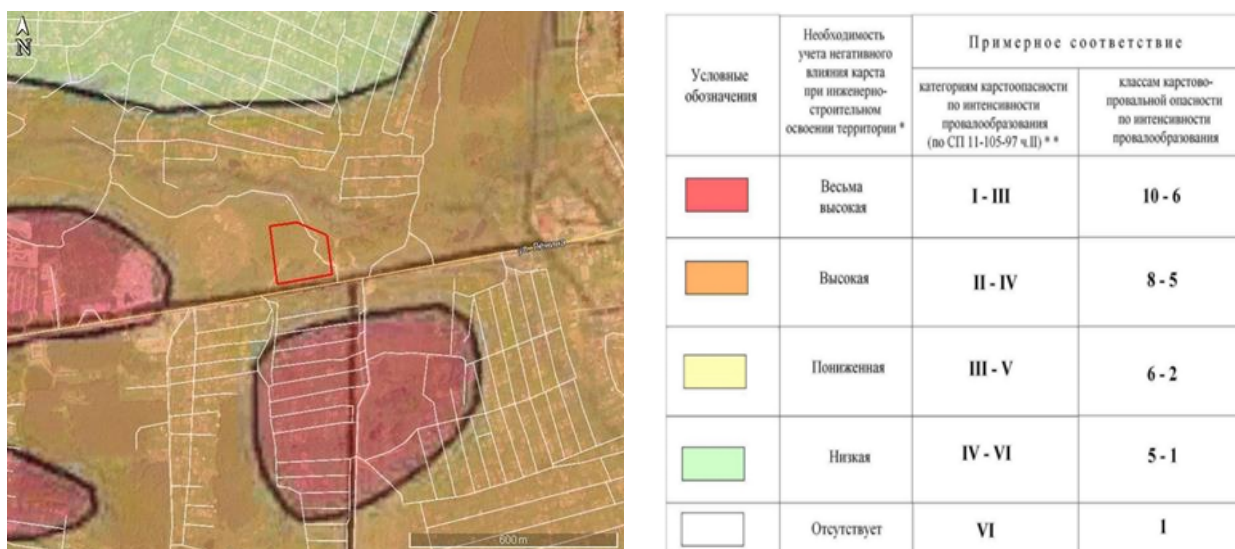


Рис. 3. Схематическая карта закарстованности территории г. Арзамаса и его окрестностей (масштаб 1:100 000, 2012 г.)

Согласно приведенной на рисунке 4 гистограмме распределения, средний диаметр вероятных провалов $d_{ср}$ на изучаемой площадке составляет 12,9 м. Указанное его значение соответствует категории карстоопасности Б по среднему диаметру карстовых провалов [4, 5, 6, 7] (классу карстово-провальной опасности «е» [4]).

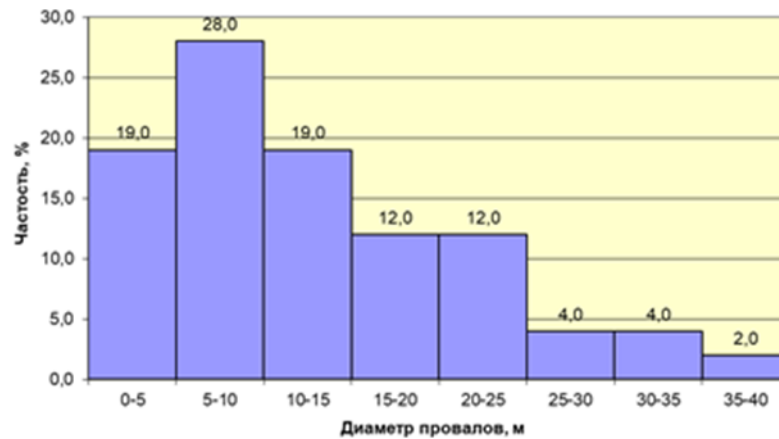


Рис. 4. Гистограмма распределения диаметров карстовых провалов по г. Арзамасу

Оценку карстового риска LRb определяют по формуле В.В Толмачева (1) через соотношение риска Prb к допустимой его величине Rnb :

$$LRb = Prb/Rnb \quad (1)$$

Нижний индекс “b” (building – сооружение) означает, что значение рассматриваемой величины определено для площадных сооружений.

d_{cp} и d_{max} – средний и максимальный диаметры возможных карстовых провалов, м;

A_0 – площадь зоны, га, границы которой отстоят от проектируемого сооружения на расстоянии $d_{max}/2$.

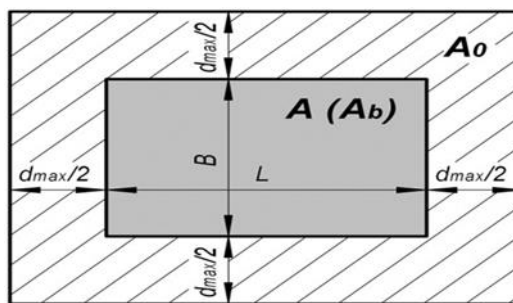


Рис. 5 Расчетная схема для определения карстового риска

Корпус противотуберкулезного диспансера расположен внутри участков, отнесенных к I категории карстовой опасности, что не допускается действующими нормативно-методическими документами согласно СП 116.13330.2012 [7], п. 3.4 Рекомендаций [8] и Рекомендаций [4]. Имеется два основных варианта решения сложившейся ситуации:

1. Перенос всех зданий и сооружений на новую, менее закарстованную, площадку.
2. Выполнение геотехнической противокарстовой защиты в основании корпуса противотуберкулезного диспансера, например, заполнение (тампотаж) карстовых полостей, закрепление разрушенных, трещиноватых и кавернозных зон в карстующихся породах, закрепление ослабленных зон в покровной (надкарстовой) толще, усилению грунтов в толще над карстующимися породами и в основании зданий и сооружений, провести мероприятия по отводу воды в растворимые породы, подобрать состав раствора таким, чтобы не происходило расслоение раствора и произошло затвердевание.

Заключение

На площадке проектируемого строительства развит карбонатно-сульфатный карст. Исследуемая площадка относится к Арзамасско-Павловскому карстовому району. Карст является покрытым и глубоким. Наличие 4 поверхностных карстовых форм (Кф), Кф3 засыпается строительным бытовым мусором. Поверхностные карстовые формы Кф1-3 пересекают контур корпуса противотуберкулезного диспансера, а Кф4 – располагается на удалении 4,2 м от него. В соответствии с положениями ГОСТ Р 51901.23-2012 для данного строительного объекта карстовый риск является высоким. Значение уровня риска LRb изменяется от 1,18 до 3,86. Средний диаметр вероятных провалов d_{cp} составляет 12,9 м.

Литература

1. Рабочие материалы по инженерно-геологическим изысканиям на объекте: «Строительство противотуберкулезного диспансера в г. Арзамас». Шифр: Н-011/20-ИГИ. ООО «Нижегород-стройизыскания». 2020. Предоставлены Заказчиком в электронном виде.
2. Заключение о карстоопасности площадки строительства противотуберкулезного диспансера в г. Арзамасе. ООО «Дзержинская карстовая лаборатория». Дзержинск, 2020. Предоставлено Заказчиком в электронном виде.
3. СП 22.13330.2016. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*. – М.: Минстрой России, 2016. – 225 с.
4. Рекомендации по проведению инженерных изысканий, проектированию, строительству и эксплуатации зданий и сооружений на закарстованных территориях Нижегородской области (утв. Департаментом градостроительного развития территории Нижегородской области). – Нижний Новгород, 2012. – 139 с.
5. Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста / ПНИИИС (авторы И.А. Саваренский, Н.А. Миронов). – М., 1995. – 167 с.
6. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. – М.: Госстрой России, 2003. – 88 с.
7. СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003. – М.: Минрегион России, 2012. – 59 с.
8. Рекомендации по использованию инженерно-геологической информации при выборе способов противокарстовой защиты / ПНИИИС. – М.: Стройиздат, 1987. – 80 с.

ОЦЕНКА ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА ТЕПЛИЧНОГО КОМПЛЕКСА «ПЕРМСКИЙ» НА ТЕРРИТОРИИ ЧУСОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ПЕРМСКОГО КРАЯ

Васькина Анжела Андреевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса 2021 года обучения, г. Пермь
e-mail: anzhielavaskina3@gmail.com*

Рыжков Роман Федорович

*Уральский государственный горный университет,
аспирант 2 курса, г. Екатеринбург*

Научный руководитель: *к.г.-м.н., доцент, Алванян Антон Каранетович*

Аннотация: Приводится характеристика инженерно-геологических условий площадки строительства тепличного комплекса, проведен анализ оценки изменения физико-механических свойств грунтов под нагрузкой.

Ключевые слова: тепличный комплекс, площадка строительства, инженерно-геологические условия, Чусовской городской округ.

EVALUATION OF ENGINEERING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE CONSTRUCTION SITE OF THE GREENHOUSE COMPLEX "PERMSKY" ON THE TERRITORY OF THE CHUSOVSKY URBAN DISTRICT OF THE PERM KRAI

Vaskina Anzhela Andreevna

*Perm State National University (Perm, Russia)
1st Master's Degree Student, 2021 year of study, Perm
e-mail: anzhielavaskina3@gmail.com*

Ryzhkov Roman Fedorovich

*Ural State Mining University (Yekaterinburg, Russia)
1st Post-graduate Student, Yekaterinburg*

Research Supervisor: *Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Alvanyan A.K.*

Abstract: The characteristics of the engineering-geological conditions of the construction site of the greenhouse complex are given, an analysis is made of the assessment of changes in the physical and mechanical properties of soils under load.

Key words: greenhouse complex, construction site, engineering and geological conditions, Chusovskoy urban district.

Введение

После введения масштабных санкций назрела необходимость активно развивать производство овощей и других товаров. В настоящее время происходит расширение площадей и усовершенствование технологии выращивания овощей в закрытом грунте. В связи с необходимостью импортозамещения началась масштабная программа по созданию новых тепличных комплексов. Тепличный комплекс «Пермский» – крупнейшее в Пермском крае производство овощей в закрытом грунте, обладающее высокотехнологичностью.

Цель: анализ изменения физико-механических свойств (плотность, коэффициент пористости) пород под нагрузкой.

Задачи:

- Изучение физико-географических условий, геологического строения и инженерно-геологических условий исследуемого участка;
- Определение физико-механических свойств грунтов;
- Сравнение физико-механических свойств грунтов, определенных в 2018 году с современными характеристиками.

Физико-географические условия района работ

В Административном положении исследуемый участок работ расположен в Чусовском городском округе Пермского края (рис.1).

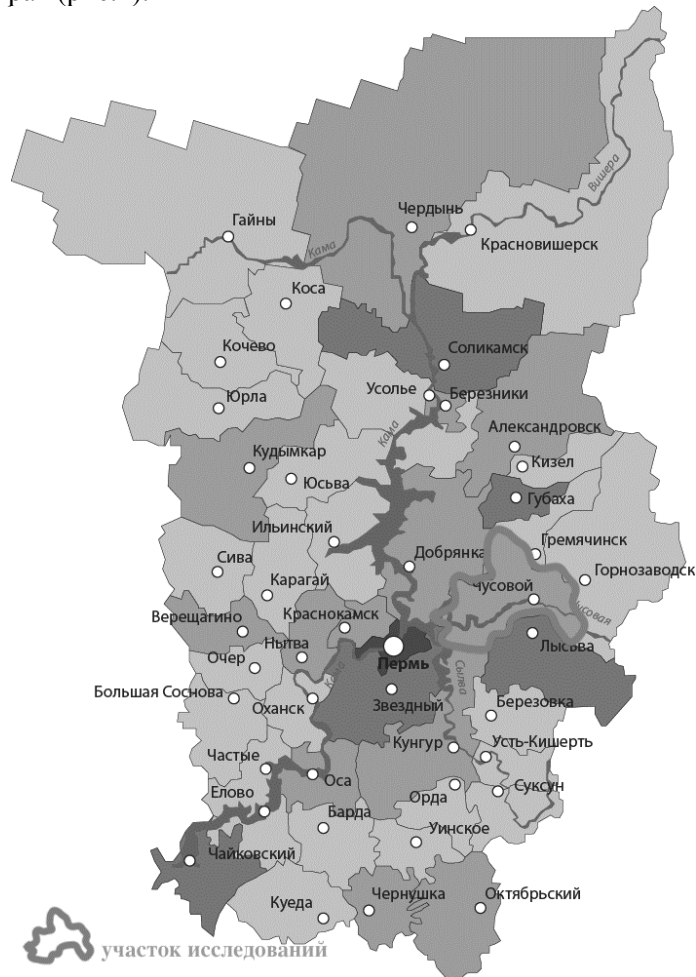


Рис. 1. Географическая карта Пермского края

В геоморфологическом отношении западная часть исследуемой территории располагается в пределах I-й надпойменной террасы р. Лысьва, восточная часть располагается в пределах II-й надпойменной террасы р. Лысьва [4].

Климат исследуемой территории континентальный, характеризуется холодной продолжительной зимой, тёплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками.

В тектоническом отношении участок изысканий расположен в пределах Урало-Новоземельского складчатого пояса, Южно-Предуральского краевого прогиба, Юрюзано-Сылвенской впадины [3].

Площадка строительства на данный момент представляет собой спланированный и подработанный участок. Площадка оснащена инженерными сетями, дорогами, зданиями и сооружениями тепличного комплекса. Рельеф строительной площадки ровный, спланированный.

Геологическое строение площадки строительства

В геологическом строении территории по результатам бурения инженерно-геологических скважин **в ноябре 2018 года** до глубины 30,0 м принимают участие четвертичные аллювиально-делювиальные (adQ_{IV}), элювиальные (eQ) и пермские (P₂) отложения.

На основании анализа данных бурения инженерно-геологических скважин и результатов лабораторных исследований грунтов, в геолого-литологическом разрезе площадки строительства до глубины 30,0 м, согласно ГОСТ 25100-2011 и ГОСТ 20522-2012, выделено 13 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

Аллювиальные четвертичные отложения (аQ)

ИГЭ-1 – Гравийный грунт с песчаным и суглинистым заполнителем (35-40 %);

ИГЭ-2 – Песок средней крупности средней плотности водонасыщенный;

ИГЭ-3 – Суглинок легкий/тяжелый пылеватый/песчанистый тугопластичный;

ИГЭ-4 – Суглинок легкий/тяжелый пылеватый/песчанистый мягкопластичный;

ИГЭ-5 – Суглинок легкий/тяжелый пылеватый текучепластичный;

ИГЭ-6 – Суглинок легкий/тяжелый пылеватый/песчанистый текучепластичный слабозаторфованный;

ИГЭ-7 – Глина легкая пылеватая полутвердая;

ИГЭ-8 – Глина легкая пылеватая тугопластичная слабозаторфованная;

ИГЭ-9 – Глина легкая/тяжелая пылеватая/песчанистая мягкопластичная слабозаторфованная;

Элювиальные четвертичные отложения (еQ)

ИГЭ-10 – Дресвяный грунт с суглинистым заполнителем;

Породы пермских отложений (P₂)

ИГЭ-11 – Отложения погребенной долины (гравийный грунт с песчаным заполнителем, суглинок гравелистый твердый и суглинок с гравием твердый);

ИГЭ-12 – Песчаник очень низкой прочности сильновыветрелый разягчаемый;

ИГЭ-13 – Мергель очень низкой прочности сильновыветрелый разягчаемый.

В геологическом строении территории по результатам бурения инженерно-геологических скважин в **марте-апреле 2021 года** до глубины 15,0 м принимают участие пермские и четвертичные аллювиальные, элювиальные отложения (*aeQ*), перекрытые с поверхности техногенными (*tQ*) отложениями.

На основании анализа данных бурения инженерно-геологических скважин и результатов лабораторных исследований грунтов, в геолого-литологическом разрезе изыскиваемой территории до глубины 15,0 м, согласно ГОСТ 25100-2011 и ГОСТ 20522-2012, выделено 11 (одиннадцать) инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

ИГЭ – 1 Насыпной грунт (*tQ*);

ИГЭ – 2 Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный (*aQ*);

ИГЭ – 3 Суглинок тяжелый песчанистый мягкопластичный (*aQ*);

ИГЭ – 4 Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (*aQ*);

ИГЭ – 5 Глина легкая пылеватая полутвердая (*aQ*);

ИГЭ – 6 Глина легкая пылеватая мягкопластичная слабозаторфованная (*aQ*);

ИГЭ – 7 Песок средней крупности (*aQ*);

ИГЭ – 8 Гравийный грунт (*aQ*);

ИГЭ – 9 Дресвяный грунт с суглинистым заполнителем (*eQ*);

ИГЭ – 10 Отложения погребенной долины (P₂);

ИГЭ – 11 Мергель очень низкой прочности сильновыветрелый (P₂) [5].

Методика и объем выполненных работ

Инженерно-геологические изыскания проводились с целью определения геологического строения, литологического состава, физико-механических свойств грунтов.

Виды и объемы инженерно-геологических изысканий (2018 и 2021гг.), выполненные с учетом II категории сложности инженерно-геологических условий приведены в таблице 1.

Таблица 1

Виды и объемы выполненных работ

№ п/п	Виды работ	Единица измерения	Объем	
			2018г.	2021г.
1	Инженерно-геологическое рекогносцировочное обследование	Га	53	53
2	Механическое колонковое бурение скважин диаметром менее 160 мм, глубиной до 30.0 м (2018г.), до 15.0 м (2021г.)	<u>КОЛ-ВО СКВ.</u> п.м.	<u>196</u> 2264.5	<u>63</u> 945
3	Отбор и анализ проб грунта - ненарушенной структуры - нарушенной структуры	монолит проба	301 177	132

В процессе полевых работ в районе изысканий проведено инженерно-геологическое рекогносцировочное обследование местности с подробным описанием. Рекогносцировочное обследование проводилось в соответствии с требованиями пунктов 5.4, 5.5 СП 11-105-97 и с требованиями «Рекомендаций по производству инженерно-геологической рекогносцировки» [2].

Бурение скважин произведено механическим колонковым способом, станком УРБ-2А-2, начальным диаметром 132 мм, с обсадкой в неустойчивых грунтах.

В процессе бурения скважины велось порейсовое описание всех встреченных литологических разновидностей грунтов с отражением их текстурных и структурных особенностей.

Из скважин отобраны пробы грунта нарушенной и ненарушенной структуры (монолиты), послойно для определения его номенклатурного вида, физико-механических характеристик, гранулометрического состава.

Лабораторные определения физических и физико-механических свойств грунтов проведены в грунтовой лаборатории.

Полевая документация, отбор, упаковка, транспортирование и хранение проб грунтов выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 12071- 2014.

После окончания полевых работ все выработки ликвидированы путем обратной засыпки выбуренным грунтом с послойным тампонажем.

Обработка результатов лабораторных исследований грунтов произведена согласно ГОСТ 20522-2012.

Номенклатура грунтов определялась в соответствии с ГОСТ 25100-2011.

В процессе камеральной обработки материалов полевых работ и лабораторных исследований проведена статистическая обработка данных лабораторных испытаний грунтов, составлена таблица нормативных и расчетных значений свойств грунтов. Камеральная обработка материалов изысканий произведена с использованием программ AutoCAD, MS Office [1].

Анализ изменения физико-механических свойств грунтов под нагрузкой

На основании анализа данных бурения инженерно-геологических скважин и результатов лабораторных исследований грунтов в 2018 г. и 2021 г. можно сделать следующие выводы:

1. Изучаемая площадка сложена двумя грунтовыми массивами:

- Грунты естественного залегания, распространенные на восточной и юго-восточной части территории, представленные аллювиальными и элювиальными отложениями четвертичной системы, а также отложениями пермской системы;

- Техногенные грунты, распространённые практически повсеместно с поверхности и представлены в основном дресвяными, щебенистыми и гравийными грунтами с суглинистым заполнителем, а также глинистыми грунтами (глины и суглинки), перемещенные путем механизированной разработки с восточной части.

2. Сравнив физико-механические свойства грунта, находящегося выше уровня залегания подземных вод в 2018 году и физико-механические свойства этого же грунта, но перемещенного, отсыпанного и уплотненного в 2021 году, можно сказать, что физико-механические свойства грунтов незначительно изменились. В следствии вертикальных нагрузок техногенной насыпи, плотность грунта увеличилась, коэффициент пористости уменьшился. Сравнительная характеристика физико-механических свойств грунтов 2018 и 2021гг приведена в таблице 2.

Сравнительная таблица физико-механических свойств грунтов 2018 и 2021гг.

2018г.				2021г.			
Физико-механические характеристики				Физико-механические характеристики			
№ скв.	Грунт	Плотность, г/см ³	Коэффициент пористости	№ скв.	Грунт	Плотность, г/см ³	Коэффициент пористости
С-62	Суглинок мягкопластичный	1,90	0,825	С-30	Суглинок мягкопластичный	1,95	0,734
С-68	Суглинок текучепластичный	1,93	0,840	С-31	Суглинок мягкопластичный	1,95	0,841
С-77	Суглинок мягкопластичный	1,86	0,970	С-32	Суглинок мягкопластичный	1,99	0,737
	Суглинок текучепластичный	1,91	0,867		Суглинок текучепластичный	1,99	0,728
С-43	Суглинок гравелистый твердый	2,14	0,421	С-4	Суглинок гравелистый твердый	1,96	0,690
С-148	Глина мягкопластичная	1,91	0,846	С-17	Глина мягкопластичная	1,95	0,948
С-140	Суглинок тугопластичный	1,88	0,795	С-16	Суглинок мягкопластичный	1,91	0,854
С-98	Глина полутвердая	1,99	0,797	С-14	Глина полутвердая	2,01	0,702
	Глина мягкопластичная	1,82	1,090		Глина мягкопластичная	1,96	0,851
С-178	Суглинок текучепластичный	1,94	0,812	С-19	Суглинок текучепластичный	2,01	0,733
С-93	Суглинок текучепластичный	1,85	0,932	С-20	Суглинок текучепластичный	1,96	0,776
С-79	Глина полутвердая	1,94	0,745	С-24	Глина полутвердая	1,95	0,697

Заключение

По результатам исследования:

- изучены геологические условия площадки строительства;
- приведена методика выполненных работ;
- проведен анализ изменения физико-механических свойств грунтов под нагрузкой.

Сравнив данные геологического строения, можно сделать выводы о том, что из-за техногенной подработки территории происходит изменение физико-механических свойств, что влияет на здания и сооружения. В следствии вертикальных нагрузок техногенной насыпи, плотность грунта увеличилась, коэффициент пористости уменьшился.

Литература

1. Пособие по составлению и оформлению документации инженерных изысканий для строительства. Ч.2. Инженерно-геологические (гидрогеологические) изыскания (к СНиП II-9-78) / ПНИИИС. – М.: Стройиздат, 1986. – 160 с.
2. Рекомендации по производству инженерно-геологической рекогносцировки. М., Стройиздат, 1974, 16 с.
3. Сергеев Е.М. Инженерная геология СССР. Том второй. Западная Сибирь. Под ред. Чл.-корр. АН СССР Е.М. Сергеева. М.: Издательство Московского Университета, 1976г.
4. Снитко Г. П., Гай В. В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 200 000. Издание второе. Серия Пермская. Лист О-40-Х (Кизел). Объяснительная записка. – М.: Московский филиал ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2017. 167 с. (Минприроды России, Управление по недропользованию по Пермскому краю (Пермь недра), ОАО «Геокарта-Пермь»). Лист О-40-ХVI.
5. Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям на объекте: «Тепличный комплекс «Пермский» площадью 24 Га для выращивания овощной продукции защищенного грунта на территории Чусовского городского округа Пермского края».

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЧЁРНЫХ МАГНИТНЫХ ПЕСКОВ НА ПРИМЕРЕ ПЕСКОВ ИЗ УРЕКИ (ГРУЗИЯ)

Жуйков Андрей Сергеевич

*Санкт-Петербургский Горный университет, студент 1 курса, Санкт-Петербург
e-mail: qwer110902@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Панкратова Ксения Викторовна

Аннотация: Объект исследования – магнитный чёрный песок, отобранный в посёлке городского типа Уреки (Грузия). Цель работы – инженерно-геологическая классификация магнитных чёрных песков. Актуальность работы определяется повышенным интересом к пескам для лечения, однако информации о грунте с точки зрения инженерной-геологии крайне мало. Уникальные условия образования этого песка увеличивают заинтересованность к нему. Был проведён ряд лабораторных исследований, в результате которых были получены данные о минеральном и гранулометрическом составе, физических и водных свойствах грунта. Выполнен литературный обзор по данному вопросу.

Ключевые слова: магнитный песок, физические свойства, минеральный состав, гранулометрический состав, водные свойства, классификация.

ENGINEERING-GEOLOGICAL CLASSIFICATION OF BLACK MAGNETIC ON THE EXAMPLE OF SANDS FROM UREKI (GEORGIA)

A.S. Zhuikov

*Saint Petersburg Mining University, 3rd year Student, Saint Petersburg
e-mail: qwer110902@mail.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Pankratova Ksenia Viktorovna

Abstract: The message tells about properties, composition and genesis of magnetic black sand. The decision on the study made due to the extremely small amount of information about the rock from the point of view of engineering-geology. The unique conditions of the genesis of this sand increase interest in it. Laboratory studies carried out, as a result of which data on the mineral and granulometric composition, physical and water properties of the rock obtained, In addition to laboratory studies, information obtained from printed sources and the Internet.

Keywords: magnetic sand, physical properties, mineral composition, granulometric composition, water properties, classification.

Магнитные чёрные пески давно вызывают интерес своими бальнеологическими свойствами. Но при всем многообразии информации о лечебных свойствах песка, отсутствуют данные об инженерно-геологической классификации этого грунта.

Цель работы – инженерно-геологическая классификация магнитных чёрных песков.

Грунт отобран с пляжа в курортном посёлке Уреки в Грузии, куда он попадает в результате совместной деятельности рек Сепа, Кучхис Абано, Натанеби, Супса и Чёрного моря. В результате столкновения двух течений: тёплого морского и перпендикулярного ему более холодного подземного течения, которое идёт с суши через песчаные слои большой мощности образуется сильное круговое морское течение. При выносе грунта, его мелкая фракция уносится в море и оседает на большой глубине, а крупная песчаная фракция остаётся не далеко от берега. Во время шторма холодное течение усиливается, оно переносит песок в сторону берега, где он отлагается.

Помимо посёлка Уреки, чёрные магнитные пески можно также встретить в Сарафово (Бургас, Болгария) и на Халактырском пляже, на Камчатке (Россия).

Для классификации чёрных магнитных песков нужно было исследовать их свойства. Изучение физических и водных свойств грунтов производилось с помощью проведения опытов, которые закреплены в различных ГОСТах. Физические свойства: ГОСТ 5180-2015; ГОСТ 12536-2014. Водные свойства: ГОСТ 25584-2016. Лабораторные исследования проведены на базе Санкт-Петербургского горного университета.

В минеральном составе можно выделить преобладание пироксена железистого (75-80%), амфибола железистого (10-15%) и магнетита (до 10%) (таблица 1). Отмечены единичные значения полевых шпатов, кварца, эпидота, граната, вторичных минералов по пироксену, а также возможно присутствие турмалина и ильменита (таблица 1).

Таблица 1

Минеральный состав грунта

Минерал	Содержание, %
Пироксен железистый (возможно геденберgit)	75-80
Амфибол железистый (роговая обманка)	10-15
Магнетит	10
Полевой шпат	Единичные значения
Кварц	Единичные значения
Эпидот	Единичные значения
Гранат	Единичные значения
Вторичные продукты по пироксену	Единичные значения
Турмалин	Единичные значения
Ильменит	Единичные значения

Гранулометрический состав изучаемого грунта определялся лабораторными методами (ситовым и пипеточным) (таблица 2).

Таблица 2

Результаты определения гранулометрического состава

Размер частиц, мм	>3	3-2	2-1	1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,05	0,05-0,002	<0,002
Ситовой метод									
Содержание, %	Сл.	Сл.	0,8	8,0	61,0	28,0		2,2	
Пипеточный метод									
Содержание, %		0,2		5,0	49,0	42,7	0,2	0,4	2,5

Результаты, полученные пипеточным методом, за счет диспергации при пробоподготовке, показывают перераспределение процентного содержания фракций 0,5-0,25 и 0,25-0,1 мм, и незначительное увеличение содержания пылеватой и глинистой фракции. Количество фракции 0,5-0,25 мм уменьшилось с 61% до 49%, а содержание фракции 0,25-0,1 мм, наоборот, увеличилось с 28% до 42,7%. По ГОСТ 25100-2020 грунт является песком средней крупности, по классификации Охотина – песком среднезернистым (рис.).

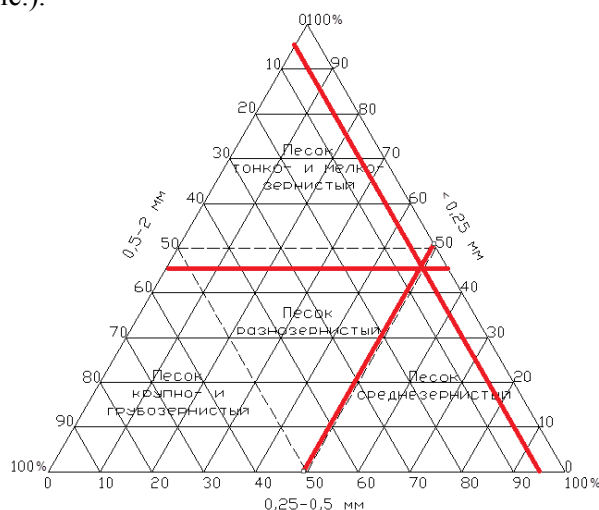


Рис. Треугольная диаграмма Ферре для отображения гранулометрического состава

С помощью логарифмической кривой был определён коэффициент неоднородности изучаемого грунта ($C_u = 2,03$), что означает, что грунт однородный.

Результаты определения физических свойств представлены в таблице 3. Для исследования механических свойств грунта был использован метод компрессионного сжатия (таблица 4) и испытания грунта на срез.

Таблица 3

Результаты определения физических свойств грунта

Показатель	Значение	Классификация по ГОСТ 25100-2020
Плотность грунта в рыхлом сложении	1,86 г/см ³	-
Плотность грунта в уплотнённом сложении	2,16 г/см ³	-
Пористость	33,5 %	сильнопористый
Коэффициент пористости	0,504	плотный
Коэффициент уплотняемости	0,16	-
Влажность полного водонасыщения	18,8 %	-
Плотность минеральной части	3,22 г/см ³	-
Коэффициент фильтрации	8,05 м/сут	сильноводопроницаемый

Для инженерно-геологической классификации в первую очередь важны следующие характеристики грунта: гранулометрический состав, однородность, пористость, коэффициент пористости, водопроницаемость и плотность скелета (информации о плотности скелета данного грунта нет, так как образец нарушенного сложения).

В результате лабораторных исследований были получены данные о чёрном магнитном песке, который имеет уникальные условия образования и свойства. Данный грунт можно классифицировать по ГОСТ 25100-2020 как сильнопористый, плотный, однородный, сильноводопроницаемый песок средней крупности.

Литература

1. Гамкрелидзе П.Д. Геология СССР. Том 10. М.: Недра, 1964, 610с.
2. Магия Уреки: [Электронный ресурс]. 25.07.2021. URL: <https://batumi-today.com/magija-ureki/> (дата обращения: 31.01.2023).
3. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация : Межгосударственный стандарт : дата введения 30-04-2020 / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2020. – 38 с.
4. ГОСТ 5180-2015. Грунта. Методы лабораторного определения физических характеристик : Межгосударственный стандарт : дата введения 22-07-2015 / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 20 с.
5. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава : Межгосударственный стандарт : дата введения 05-12-2014 / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 20 с.
6. ГОСТ 25584-2016. Грунты. Методы лабораторного определения коэффициента фильтрации : дата введения 31-08-2016 / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Изд. официальное. – Москва : Стандартинформ, 2016. – 19 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ДЕФОРМИРОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ КАРБОНАТНО-ГЛИНИСТЫХ ГРУНТОВ УРЖУМСКОГО ЯРУСА ПРИ ЦИКЛИЧЕСКИХ УВЛАЖНЕНИЯХ И ПРОМЕРЗАНИЯХ-ОТТАИВАНИЯХ

Зарипова Зарина Илгизаровна

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, студент 3 курса, г. Казань
Zaripowa2002@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Королев Эдуард Анатольевич

Аннотация: в статье представлены данные исследования грунтов Уржумского яруса с объекта М-12 «Строящаяся скоростная автомобильная дорога Москва-Нижний Новгород-Казань» км 663-км 729.

Ключевые слова: инженерная геология, Уржумский ярус, карбонатно-глинистые грунты, деформация, разрушение.

STUDIES OF DEFORMATION AND FRACTURE CHARACTERISTICS OF CARBONATE-CLAY SOLIS OF THE URZHUMIAN TIER UNDER CYCLIC MOISTENING AND FREEZING- THAWING

Zaripova Zarina Ilgizarovna

*Kazan (Volga Region) Federal University, 3rd year undergraduate student, Kazan
Zaripowa2002@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Korolev Eduard Anatolievich

Abstract: The article presents the data of the Urzhumsky layer soil investigation from the M-12 site "The Moscow-Nizhny Novgorod-Kazan high-speed freeway under construction, km 663-km 729".

Keywords: engineering geology, Urzhumian Stage, carbonate-clay soils, deformation, fracture.

Введение

Карбонатно-глинистые грунты являются одними из наиболее распространенных типов грунтов в мире. Они встречаются в различных климатических условиях и подвергаются различным воздействиям, таким как циклические увлажнения и промерзания-оттаивания. Именно поэтому изучение особенностей деформирования и разрушения карбонатно-глинистых грунтов при таких условиях является актуальной задачей для геотехнических исследований.

Одно из последних исследований на эту тему было проведено в Уржумском ярусе на территории России. Исследователи изучали особенности деформирования и разрушения карбонатно-глинистых грунтов при циклических увлажнениях и промерзаниях-оттаиваниях в лабораторных условиях.

В ходе исследования было выявлено, что карбонатно-глинистые грунты при циклических увлажнениях и промерзаниях-оттаиваниях проявляют следующие особенности:

1. Увеличение влажности грунта приводит к уменьшению его прочности и увеличению деформаций. При дальнейшем высыхании грунта прочность может восстановиться, однако остаточные деформации остаются.

2. Промерзание грунта вызывает уменьшение его объема, что приводит к напряжениям, вызывающим трещины. Оттаивание грунта увеличивает его объем, что приводит к расслаблению напряжений и сужению трещин.

3. Циклические увлажнения и промерзания-оттаивания вызывают циклические деформации и приводят к появлению микротрещин внутри грунта, которые могут привести к его разрушению.

4. При повторных циклических нагрузках происходит накопление упругих деформаций, что приводит к росту деформаций со временем и уменьшению прочности грунта.

Таким образом, исследование показало, что карбонатно-глинистые грунты подвержены различным деформациям и разрушению при циклических увлажнениях и промерзаниях-оттаиваниях. Дальнейшие исследования в этой области необходимы для более глубокого понимания этих процессов и разработки методов для улучшения устойчивости таких грунтов в геотехнических условиях.

Для изучения особенностей деформации и разрушения грунтов Уржумского яруса были взяты образцы с объекта М-12 «Строящаяся скоростная автомобильная дорога Москва-Нижний Новгород-Казань» км 663-км 729.

Геология

Приказанская территория находится на северо-западе России и является частью Печорского бассейна. Геологически она принадлежит к Ледовому и Мезозойскому периодам, а также к раннему кайнозойскому периоду. В основе грунтов составляющих Приказанскую территорию лежат известняки и глины.

При проведении строительных работ на карбонатно-глинистых грунтах необходимо учитывать их особенности и принимать меры для предотвращения деформации и разрушения. Специалисты в области геологии рекомендуют применять методы, которые позволяют укреплять грунты и уменьшать деформацию при нагрузке.

Таким образом, карбонатно-глинистые грунты являются важным составляющим Приказанской территории, но имеют свои особенности и вызывают проблемы при проведении строительных работ. Необходимо учитывать эти особенности и применять меры для предотвращения деформации и разрушения грунтов. Вся работа должна вестись под контролем специалистов в области геологии.

Механические свойства

Карбонатно-глинистые грунты уржумского яруса представляют собой один из важных геологических объектов, которые входят в состав многих регионов России. Они характеризуются высокой прочностью, что обусловлено их уникальными механическими свойствами.

Главной особенностью карбонатно-глинистых грунтов уржумского яруса является высокая плотность, что в свою очередь влияет на другие их механические свойства. Так, например, у таких грунтов высокая устойчивость к сжатию и изменению объема. Однако, они могут быть достаточно вязкими и иметь низкое сцепление с другими материалами.

Механические свойства карбонатно-глинистых грунтов уржумского яруса также связаны с их составом. Они содержат значительное количество кристаллической глины, которая обладает специфическими свойствами. Так, кристаллическая глина придает грунтам высокую прочность, устойчивость к деформациям и термостойкость.

Карбонатно-глинистые грунты уржумского яруса также обладают специфической структурой, благодаря которой они могут выдерживать большие силы и не ломаться. Однако, это свойство не делает грунты убедительно прочными, поскольку они все равно могут подвергаться деформациям и нести какие-то определенные динамические нагрузки, например, ветровые.

Материалы и методы

Метод замачивания карбонатные-глинистых пород является одним из наиболее эффективных для улучшения их пластических свойств. Этот метод особенно важен для строительства, так как карбонатные-глинистые породы широко применяются в качестве основания под здания, а также для изготовления кирпичей и других строительных материалов. Замачивание карбонатно-глинистых пород – процесс, при котором породы насыщаются водой. Это позволяет улучшить их пластические свойства и снизить водопоглощение, что, в свою очередь, увеличивает прочность и долговечность строительных конструкций. В процессе замачивания карбонатно-глинистые породы помещаются в воду на определенное время. Во время замачивания частицы глины, которые являются основным компонентом породы, насыщаются водой и становятся более пластичными. Кроме того, происходит связывание между частицами глины, что способствует увеличению прочности и снижению водопоглощения материала. Это позволяет избежать загрязнения пород и сохранить их качество. Кроме того, время замачивания необходимо контролировать, и оно может варьироваться в зависимости от типа и состояния породы. Применение метода замачивания карбонатно-глинистых пород позволяет значительно улучшить их пластические свойства, что важно для процесса строительства и производства строительных материалов. Кроме того, этот метод помогает увеличить прочность и долговечность строительных конструкций, что имеет большое значение для обеспечения безопасности и устойчивости зданий и сооружений.

Результаты

Таблица

Результаты исследования по взятым образцам

1. Глина в основании песчаника, зеленовато-серая	Разрушился после первого замачивания; $\rho=1,83$ Хорошо размокаемый.
2. Глина, красно-бурая	Разрушился после первого замачивания; $\rho=2,05$ Хорошо размокаемый.
3. Доломит слабоглинистый	Было 3 замачивания, с каждым разом образец отделялся по мелким частицам, $\rho=1,99$
4. Мергель доломитовый	Было 3 замачивания, с каждым разом образец трескался на крупные частицы; $\rho=1,95$ При постоянном замачивании образец впитывает в себя воду.
5. Мергель доломитовый	Было 3 замачивания, образец отделялся по мелким частицам, но остался целостный; $\rho=1,98$ При постоянном замачивании образец впитывал в себя воду.
6. Песчаник пылеватый, карбонатный	Было 3 замачивания, образец осыпался песчанистыми частицами; $\rho=1,68$
7. Доломит заглинизированный	Образец впитал в себя небольшую часть воды; $\rho=1,96$
8. Мергель серый, труха	Разрушился после первого замачивания; $\rho=1,65$
9. Глина полиминеральная	Разрушился после первого замачивания; $\rho=1,68$
10. Мергель бурый	Было 3 замачивания, с каждым разом образец распадался на крупные частицы; $\rho=1,77$ При постоянном замачивании образец впитывает в себя воду.

Вывод

Всего было проанализировано 10 образцов с объекта М-12 «Строящаяся скоростная автомобильная дорога Москва-Нижний Новгород-Казань» км 663-км 729.

По результатам исследования можно сделать вывод, что велика вероятность образования карста на месте отбора образцов, а также вероятность образования обвалов и оползней.

Увеличение влажности грунта привело к уменьшению его прочности.

Литература

1. Геологическое строение // Студопедия URL: <https://studopedia.info/9-21413.html>
2. Жарницкий В.Я. ИССЛЕДОВАНИЕ КАРБОНАТНО-ГЛИНИСТОГО ГРУНТА – ПРОДУКТА РАЗРУШЕНИЯ МЕРГЕЛЯ // Природообустройство. 2011. № 3. С. 34-39.
3. Нургалиева Н.Г., Хасанова Н.М., Габдрахманов Р.Р. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕННИЙ УРЖУМСКОГО ЯРУСА ПО ДАННЫМ ЭПР // Ученые записки Казанского государственного университета. Серия: Естественные науки. 2010. Т. 152. № 1. С. 226-234.

ПРОФИЛЬ ХИМИЧЕСКОГО ВЫВЕТРИВАНИЯ КАРБОНАТНО-ТЕРРИГЕННОГО ЭЛЮВИЯ НА ТЕРРИТОРИИ ЮГО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Зиннатуллина Диляра Маратовна

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет,
студент 3 курса, г. Казань, dilyaralovecat@mail.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель Гараева Анастасия Николаевна

Аннотация: Породы зоны гипергенеза являются наиболее значимыми по влиянию на инженерно-хозяйственную деятельность человека. Именно они определяют выбор технологий возведения инженерных объектов и способ ведения сельскохозяйственных работ. Недоучет характера и интенсивности изменения пород зоны выветривания может вызвать активизацию негативных геодинамических процессов в приповерхностной части Земли при строительстве или в период эксплуатации сооружений. Учитывая это, было проведено изучение особенностей преобразования, строения карбонатных и терригенных пород зоны гипергенеза Бугульминско-Белебеевской возвышенности и, изучение физических и химических свойства карбонатных и терригенных грунтов.

Ключевые слова: химическое выветривание, физическое выветривание, свойства, элювиальные грунты.

CHEMICAL WEATHERING PROFILE CARBONATE-TERRIGENIC ELUVIUM ON THE TERRITORY OF THE SOUTH-EASTREPUBLIC OF TATARSTAN

Zinnatullina Dilyara Maratovna

*Kazan (Volga Region) Federal University 3rd year undergraduate student, Kazan,
dilyaralovecat@mail.ru*

Scientific adviser: senior lecturer Garayeva Anastasia Nikolaevna

Abstract: The rocks of the hypergenesis zone are the most significant in terms of their impact on human engineering and economic activities. It is they who determine the choice of technologies for the construction of engineering facilities and the method of conducting agricultural work. Underestimation of the nature and intensity of changes in the rocks of the weathering zone can cause the activation of negative geodynamic processes in the near-surface part of the Earth during construction or during the operation of structures. Taking this into account, a study was made of the features of transformation, the structure of carbonate and terrigenous rocks of the hypergenesis zone of the Bugulma-Belebeev Upland, and the study of the physical and chemical properties of carbonate and terrigenous soils

Keywords: chemical weathering, physical weathering, properties, eluvial soils.

Характеристика инженерно-геологических условий территории

Бугульминско-Белебеевская представляет собой платообразную возвышенность, расположенную на востоке Восточно-Европейской платформы в Предуралье. Возвышенность характеризуется сильно расчлененным рельефом с максимальными высотами 280-360 м. Эрозионно-денудационные останцы Бугульминского плато сложены терригенными и карбонатными породами казанского и уржумского яруса Биармийского отдела пермской системы, подвергающихся выветриванию, мощных слоев плотных известняков, доломитов и песчаников.

С инженерно-геологической точки зрения комплекс представляет собой сложную построенную толщу пород неоднородных по составу, строению с изменчивыми физико-механическими параметрами. В приповерхностных горизонтах грунты комплекса в значительной степени подвергаются выветриванию и приобретают свойства элювиальных грунтов.

Климат района умеренно континентальный. Среднегодовое количество осадков 503 мм, в вегетативный период 493 мм. Глубина общего промерзания грунта до 2 м.

Водоносные горизонты и комплексы приурочены к зоне активного водообмена и их питание осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и паводковых вод, в пределах водоразделов – путем перетоков из вышележащих комплексов в нижележащие, а в долинах рек – за счет вос-

ходящих подтоков из нижележащих подразделений. Подземные воды залегают на глубинах 23,0-32,5 м. Водовмещающими грунтами в разрезе комплекса являются песчаники, алевролиты, известняки и мергели трещиноватые. В верхней части разреза воды преимущественно безнапорные, а с глубиной приобретают напорные свойства. Воды гидрокарбонатно-кальциевые. Минерализация изменяется от 0,2 до 0,5 г/дм.

Методика выполнения работ

Анализ строения элювиальных отложений проводился в строительных карьерах, где вскрывались полные профили молодых кор выветривания. В общей сложности были изучены техногенные обнажения в стенках 10 карьеров с территории поселков Наратлы Бугульминский район, Новые Бавлы и Поповка Бавлинский район Республики Татарстан.

При описании вскрытых разрезов выделялись слои пород различной степени преобразованности, отмечались особенности их сложения и минерального состава. Попутно проводился отбор образцов пород для определения их физико-механических свойств. На основании полученных данных была установлена стадийность гипергенного преобразования карбонатных и терригенных пород на вершинах эрозионно-денудационных останцев Бугульминского плато [1]. Лабораторные исследования на физические свойства элювиальных грунтов произведены СП 47.13330.2012 [2] с соблюдением ГОСТ 25100-2020 [3] рекомендаций по оценке инженерно-геологических свойств элювия карбонатных грунтов и учету их изменения при строительстве (ПНИИС г. Москва, 1986 г) [4]. Химическое выветривание изучалось в замкнутой системе фильтрации при полном водонасыщении образца. Для моделируемой химической модели использовалась дистиллированная вода.

Результаты

Анализ профилей выветривания карбонатных пород в стенках карьеров показал (рис.1), что породы сложены в основании плотными известняками с вертикальными трещинами разгрузки на крупные останцы и представляет собой сохранный массив. Выше по разрезу залегают структурный элювий – сложен плотными, слабо трещиноватыми известняками. Снизу вверх по разрезу последовательно увеличивается количество пересекающихся трещин, возрастает степень их раскрытия, в полостях разрывных нарушений появляется иллювиальный тонкодисперсный карбонатный материал. Соответственно, снизу вверх уменьшаются размеры блоков отдельностей с блочной параллелепипедной до грубо-, толсто- и средне-плитчатой. И еще выше по разрезу залегают бесструктурный элювий сложенный разобщенными плиточками карбонатных пород, разориентированными по отношению друг к другу, размеры которых уменьшаются снизу вверх по разрезу молодой коры выветривания. В отдельных участках горизонта плиточки налегают друг на друга, в других – наклонены под углом 5-20°, в-третьих – волнообразно изгибаются, образуя небольшие по амплитуде экзогенные складочки. Плиточки карбонатных пород разделены относительно широкими вертикальными и горизонтальными трещинами, заполненными тонкодисперсным карбонатным материалом с включениями дресвы. Мощность горизонта составляет от 0,3 до 0,6 м [5].

Согласно Приложениям Б ГОСТ 25100-2020 были изучены физические свойства элювиальных карбонатных пород. Сохранный массива карбонатных пород характеризуются: средняя плотность – 2,6-2,7 г/см³, пористость 3,1-5,5 %. Структурный элювиальный карбонатный горизонт: средняя плотность – 2,5-2,6 г/см³, пористость 6,2-10,5 %. Бесструктурный элювиальный карбонатный горизонт: плотность грунта находится в пределах 1,76-2,0 г/см³. Пористость 31,68-50,5%. По результатам лабораторных исследований видно, что физические свойства ухудшаются от степени выветрелости, трещиноватости породы.

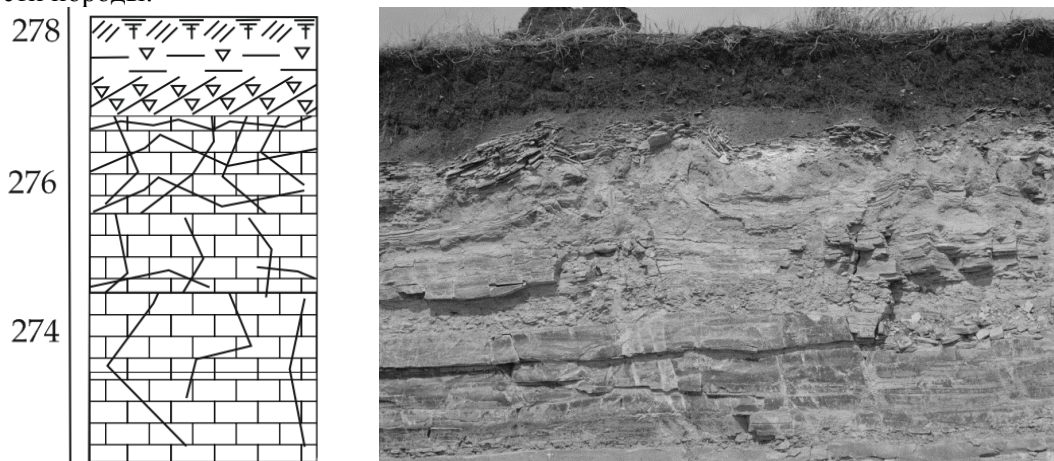


Рис. 1. Схема залегания карбонатных пород и фото карьера п. Александровка Ютазинский район

Химическое выветривание так же оказывает большое влияние на изменение физических свойств карбонатных пород, где происходит преобразования минералов и горных пород под воздействием воды, кислорода, углекислого газа, органических кислот, а также вследствие биогеохимических процессов. Исследованию подвергались те же образцы, что и для изучения физического выветривания.

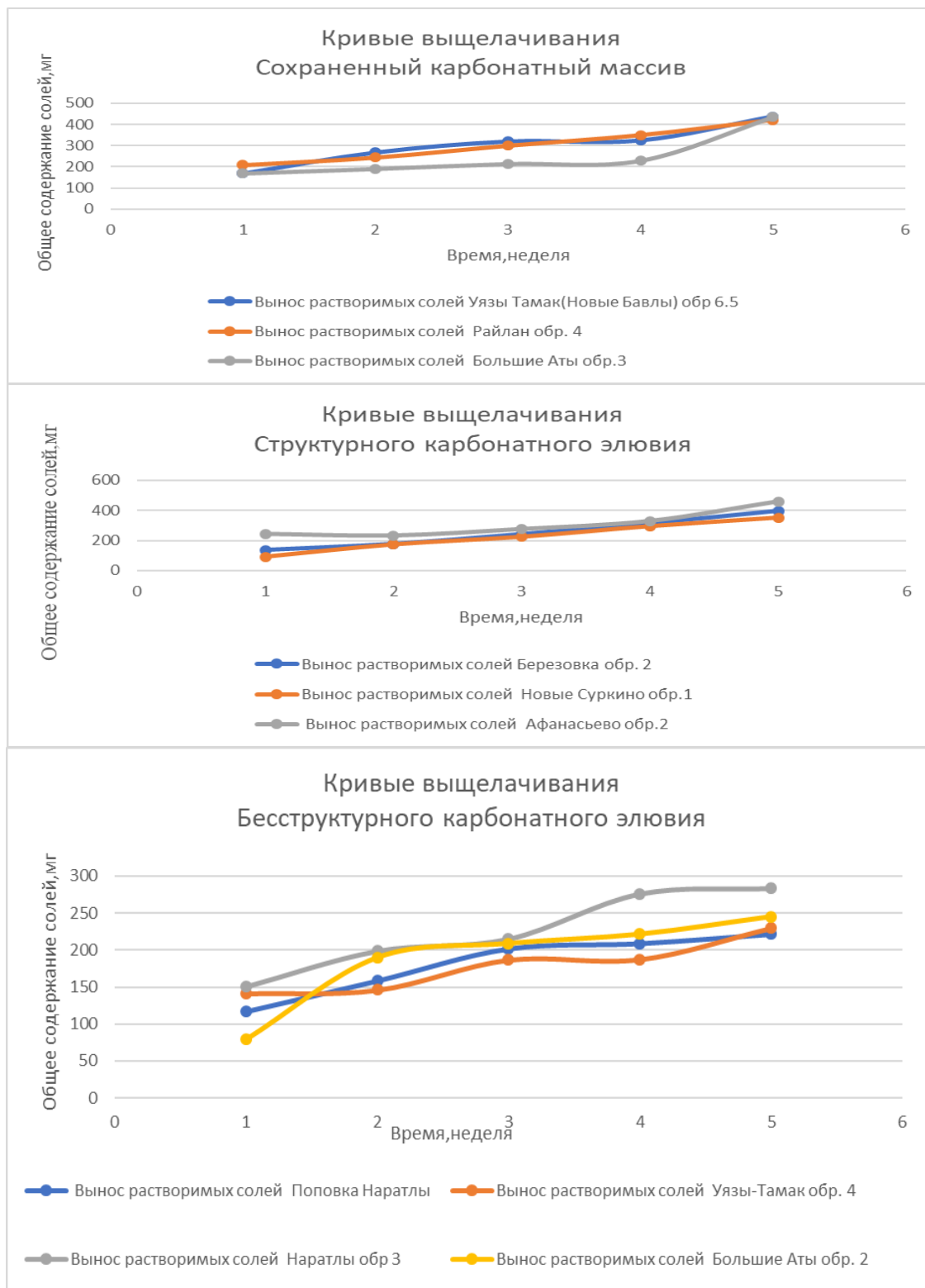


Рис. 2. Кривые выщелачивания карбонатного элювия

Растворимость карбонатных пород определяется размерами обломков и их минеральным составом. При сравнении двух первых графиков видно, что с уменьшением размеров кусков пород увеличивается интенсивность их растворение, так как возрастает удельная поверхность. Третий график не-

сколько выбивается из этой тенденции в силу изменения в образцах соотношения растворимых и нерастворимых компонентов. В составе бесструктурного элювия в большом количестве присутствуют глинистые частицы, зерна кварца и полевых шпатов, доля карбонатной компоненты существенно снижена. Поэтому растворимость рыхлых терригенно-карбонатных пород из слоя бесструктурного элювия несколько ниже, по сравнению с относительно мономинеральными карбонатными обломками.

Песчаные породы, подвергающиеся гипергенезу, претерпевают несколько другие процессы преобразования (рис. 2). Анализ профилей выветривания песчаников в стенках карьеров показал, что в основании зоны гипергенеза так же расположены плотные, прочные терригенные породы, по своим свойствам относящиеся к классу скальных грунтов [1], которые можно отнести к сохранному массиву (горизонту), выше которого залегают выветрелые песчаники, рыхлые в виде мелкозернистого песка с небольшой примесью глинистого материала (структурный горизонт). При этом мощностью слоя несцементированного песка может доходить до 15,0 м. Особенностью слоя рыхлого песка является сохранение структуры, текстуры и состава обломочной компоненты от первичной, исходной породы. При этом в нем практически полностью отсутствует кальцитовый цемент, скрепляющий обломки минералов и горных пород. По своим свойствам песок относится к классу дисперсных несвязанных элювиальных грунтов [1].



Рис. 3. Схема залегания терригенных пород и фото карьера п. Нижняя Чегодайка Черемшанский район

Согласно Приложениям Б ГОСТ 25100-2020 были изучены физические свойства терригенного профиля: сохранный терригенный горизонт – средняя плотность – 2,6-2,8 г/см³, пористость 16,2-25,5 %. Структурный терригенный горизонт – средняя плотность – 2,4-2,6 г/см³, пористость – 35,2-46,5 %, угол откоса в воздушно-сухом состоянии – 34-41°, коэффициент фильтрации – 3,99-6,41 м/сут. Химическое выветривание так же оказывает большое влияние на изменение физических свойств терригенных пород.

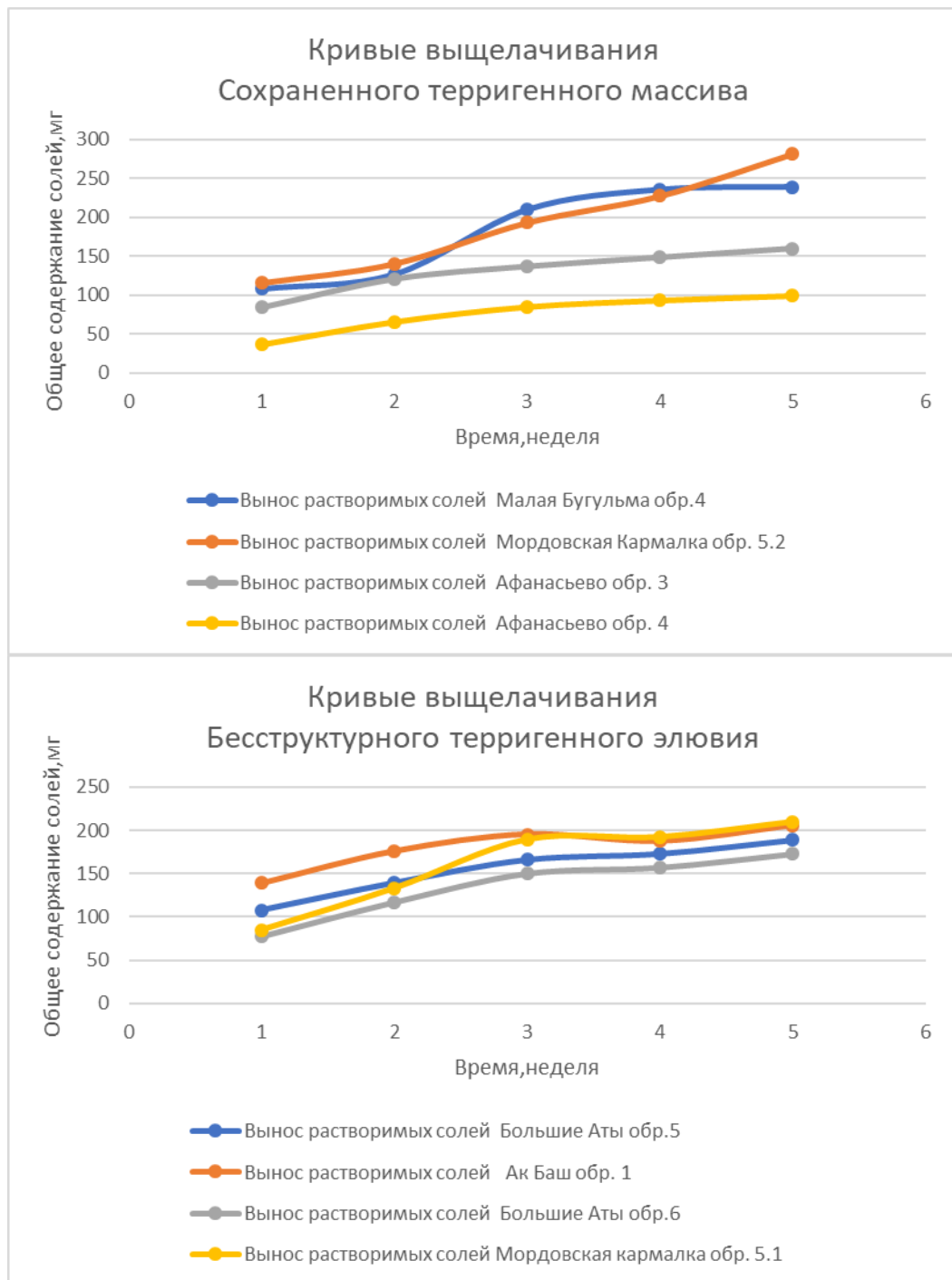


Рис. 4. Кривые выщелачивания терригенного элювия

Из графиков следует, что терригенные породы неизменной части грунтового массива характеризуются лучшей растворимостью, по сравнению с теми же породами зоны бесструктурного элювия. Это обусловлено наличием или отсутствием карбонатного цемента в песчаниках. В слабо измененных песчаниках присутствует кальцитовый цемент, который при взаимодействии с водой активно растворяется, увеличивая количество ионов в растворе. В песчаниках структурного элювия кальцитовый цемент уже был большей частью выщелочен. Остались лишь плохо растворимые минералы. Поэтому растворимость рыхлых терригенных пород существенно хуже, по сравнению с неизменными аналогами.

Характер преобразования карбонатно-терригенных пород в зоне гипергенеза показал, что при поверхностном разрушении карбонатных массивов ведущую роль приобретают процессы физического выветривания, а при разрушении массивов песчаников – процессы химического выветривания. Это обусловлено как гетерогенностью минерального состава пород, так и их плотностью сложения.

Литература

1. Гараева А.Н., Латыпов А.И., Зарипова Д.Р. Особенности гипергенного преобразования карбонатно-терригенных пород Бугульминско-Белебеевской возвышенности //Геологические науки – 2021: Материалы Всерос. научно-практ. конф. (Саратов, 2 – 3 декабря 2021 г.) – Саратов: Издательство «Техно-Декор», 2021. – С.49-53 с.
2. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. I. Общие правила производства работ. – М.: Госстрой России, 1997. – 47 с.
3. ГОСТ 25100 2020. Грунты. Классификация. – Введ.01.01.2021. – М.: Стандартиформ, 2020. – 41 с.
4. ПНИИС. Рекомендаций по оценке инженерно-геологических свойств элювия карбонатных грунтов и учету их изменения при строительстве. – М.:Стройиздат,1986. – 32 с.
5. Карбонатные элювиальные грунты Бугульминско-Белебеевской возвышенности / А. И. Латыпов, А. Н. Гараева, Э. А. Королев // Сергеевские чтения. Фундаментальные и прикладные вопросы современного грунтоведения. Выпуск 23. Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии (31 марта –1 апреля 2022 г.). – Москва: изд-во «ГеоИнфо». – 2022. – В. 23.– С. 78-84.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ОБОГАЩЕНИЯ БЕНТОНИТОВЫХ ГЛИН НА ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Королева Наталия Вячеславовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
бакалавр 4 курса, г. Пермь
natali_koroleva_2015@mail.ru*

Научный руководитель: ассистент кафедры Федоров Максим Вячеславович

Аннотация: Изучение свойств бентонитовой глины является одним из перспективных направлений по причине того, что большую часть в минеральном составе бентонита занимает монтмориллонит, который обладает высокими сорбционными свойствами, а также низкой водопроницаемостью. Несмотря на широкое применение глинистых пород и большой опыт строительства на них, существует много неизученных вопросов, связанных с изменением свойств пород при различных воздействиях на них. В данном исследовании рассмотрено влияние гравитационного обогащения бентонитовой глины на ее физические свойства. Полученные результаты могут использоваться для формирования глинистых грунтов с «заданными» физическими свойствами.

Ключевые слова: бентонит, седиментационное обогащение, физические свойства.

STUDY OF THE EFFECT OF SEDIMENTATION ENRICHMENT OF BENTONITE CLAYS ON THEIR PHYSICAL PROPERTIES

Natalia Koroleva

*Perm State University, 4th year Student, Perm City,
e-mail: natali_koroleva_2015@mail.ru*

Research Supervisor: Assistant of the department, Maksim Fyodorov

Abstract: The study of the properties of bentonite clay is one of the promising directions due to the fact that most of the bentonite mineral composition is occupied by montmorillonite, which has high sorption properties, as well as low water resistance. Despite the widespread use of clay rocks and extensive experience in building on them, there are many unexplored issues related to changes in the properties of rocks under various influences on them. In this study, the influence of gravitational enrichment of bentonite clay on its physical properties is considered. The results obtained can be used to form clay soils with "specified" physical properties.

Keywords: bentonite, sedimentation enrichment, physical properties.

Введение. Глинистые породы являются одним из самых распространенных типов горных пород, слагающих земную кору. С ними часто приходится иметь дело при строительстве различных инженерных сооружений, а также за счет своей доступности глины используют в качестве сырья во многих отраслях промышленности. К примеру, бентонитовую глину используют в черной металлургии, в строительстве, а также медицине и фармацевтике. Основным компонентом бентонитовой глины является монтмориллонит, для которого характерны изоморфные замещения в октаэдрической сетке. В результате этих изоморфных замещений на поверхностях структурных слоев появляются некомпенсированный отрицательный заряд, равный 0,66 эв. Этот заряд компенсируется молекулами воды и обменными катионами Na. Связь между структурными слоями слабая молекулярная, поэтому структурные слои могут раздвигаться при поступлении воды и обменных катионов. Благодаря этому бентонитовые глины обладают высокой пластичностью и набухаемостью, а также низкой водопроницаемостью [5].

На сегодняшний день разработаны различные методы влияния на глинистые породы с целью улучшения их свойств: механическое (дробление шаровой мельницей), химическое (влияние различными химическими растворами), гравитационное (удаление пустой породы), и комплексное воздействие несколькими методами. Так, в работе [3] было установлено, механическое обогащение повышает содержание активной составляющей – монтмориллонита, влияющего на селективную сорбцию.

Это значительно увеличивает способность глин избирательно фиксировать радиоцезий: потенциал связывания радиоцезия обогащенного образца бентонитовой глины увеличивается в 6,4 раза по сравнению с природным образцом. В работе [2] установлено, что коллоидальность восстанавливается в ряде случаев до максимальных значений, что может означать, что бентонит в кислой среде сохраняет свою уникальную слоистую структуру, при этом за счет лучшего «вымывания» изначально входивших в его состав ионов кальция и магния ионообменная емкость материала существенно увеличивается. В работе [1] установлено, что при обработке кислотой с последующим катионозамещением увеличивается сорбционная способность глин по отношению к нефтепродуктам, что обусловлено изменением химических свойств поверхности сорбентов.

Таким образом, видно, что различные методы активации глин с целью формирования заданных физико-химических свойств глин представляют значительный интерес.

Поэтому **целью работы** является изучение влияния седиментационного метода обогащения на изменение физических свойств бентонитовых глин.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **задачи**:

- Разработать методику обогащения бентонитовой глины;
- Изучить физические свойства природной и обогащенной глины;
- Сделать выводы о влиянии седиментационного обогащения на физические свойства природной и обогащенной бентонитовой глины.

Объектом исследования стала четвертичная бентонитовая глина курганского месторождения.

Методика исследования. Седиментационное обогащение бентонитовой глины проводилось с целью увеличения числа глинистых частиц и проводилось следующим образом: бралась навеска исследуемого грунта весом 20 грамм, затем тщательно взмучивалась в воде в течение 1 минуты, далее суспензия отстаивалась в течение 12 минут. За это время происходило оседание крупных песчаных частиц и примесей тяжелых минералов, и их отделение от мелких медленно оседающих глинистых и пылеватых частиц. Не осевшая в течение 12 минут взвесь сливалась в отдельную емкость, после чего получившаяся суспензия отстаивалась еще 5 суток при комнатной температуре. Далее лишняя жидкость удалялась, а осевшие глинистые частицы помещались в фарфоровые чашки для просушивания. Таким образом, в процессе отмучивания природной глины, происходило отделение глинистой и пылевой фракции, итоговая масса которых после обогащения составляла не более 3-5 граммов. Отмучивание глины производилось несколько раз для получения необходимого количества обогащенной бентонитовой глины.

Далее были определены следующие физические свойства: число пластичности, плотность твердых частиц, гигроскопическая влажность, а также гранулометрический состав.

В соответствии с ГОСТ 5180-2015, граница текучести определялась как влажность приготовленной из исследуемого грунта пасты, при которой балансирующий конус погружался под действием собственного веса за 5 с на глубину 10 мм. В соответствии с этим же ГОСТ определялась граница раскатывания (пластичности), которая определялась как влажность перехода грунта из пластичного состояния в твердое. Приготовленная из исследуемого грунта паста, раскатывалась в жгуты диаметром 3 мм до появления трещин и разлома на кусочки длиной 3-10 мм. Результаты экспериментальных данных по определению числа пластичности природной бентонитовой глины представлены в таблице 1, отмученной бентонитовой глины в таблице 2.

Влажность грунта w , % определялась по формуле:

$$W = 100(m_1 - m_0) / (m_0 - m) \quad 1)$$

Где m – масса пустого бюкса с крышкой, г;

m_1 – масса влажного грунта с бюксом и крышкой, г;

m_0 – масса высушенного грунта с бюксом и крышкой, г.

Исходя из результатов влажностей верхнего и нижнего пределов, вычисляем число пластичности, которое определяется разностью влажностей соответствующим двум состояниям грунта.

Определение плотности твердых частиц проводилось в соответствии с ГОСТ 5180-2015 пикнометрическим методом. [4]

P_s определялась по формуле:

$$P_s = P_w * m_0 / (m_0 + m_2 - m_1) \quad 2)$$

Где m_0 – масса сухого грунта, г;

m_1 – масса пикнометра с водой и грунтом после кипячения при температуре испытания, г;

m_2 – масса пикнометра с водой при той же температуре, г;

P_w – плотность воды при той же температуре, г/см³

Ареометрический метод основан на изменении плотности суспензии, изменяющийся по мере выпадения из нее более крупных частиц. Определение состава глинистых грунтов ареометрическим методом производят путем измерения плотности суспензии ареометром в процессе отстаивания. Опыт проводился в соответствии с ГОСТ 5180-2015. [4]

Процентное содержание фракций грунта менее 1,0мм считалось по следующей формуле:

$$L_c = (P_s * R_p / (P_s - P_w) * m_0) * (100 - R) \quad 3)$$

Где P_s – плотность твердых частиц грунта, г/см³;

P_w – плотность воды, равная 1 г/см³;

m_0 – вес абсолютно сухой средней пробы грунта, г;

R_p – показания ареометра с поправками;

R – суммарное содержание фракции грунта размером более 1,0мм, %

Всего исследовано 10 образцов: из них 5 образцов природного сложения и 5 образцов модифицированной седиментационным методом.

Результаты исследований и их обсуждение.

В таблицах 1 и 2 приведены результаты определения числа пластичности природной и отмученной бентонитовой глины.

Таблица 1

Журнал определения числа пластичности природной бентонитовой глины

№	W на границе раскатывания, г	W на границе текучести, г	Число пластичности, %
1	33,29	62,66	29,37
2	36,41	64,32	27,91
3	35,77	63,59	27,82
4	38,01	67,85	29,84
5	34,56	61,09	26,53

Таблица 2

Журнал определения числа пластичности отмученной бентонитовой глины

№	W на границе раскатывания, г	W на границе текучести, г	Число пластичности, %
1	26,67	73,44	46,67
2	27,05	79,76	52,71
3	25,52	75,01	49,49
4	29,98	77,99	48,01
5	28,66	78,69	50,03

Результаты показывают, что после отмучивания глины число пластичности увеличилось практически в 2 раза. Вероятно, это связано с тем, что во время отстаивания крупные и тяжелые частицы осели на дно емкости, а далее были удалены из исследуемой суспензии. Для подтверждения данного вывода были проведены исследования плотности твердых частиц и гранулометрического состава.

Результаты определения плотности твердых частиц приведены в таблице 3. Из приведенных результатов видно, что плотность твердых частиц уменьшилась с 2,78 до 2,70 г/см³. Данные результаты подтверждают предположение о том, что в ходе отмучивания происходит оседание тяжелых примесей и минералов, за счет чего плотность твердых частиц уменьшается.

Таблица 3

Плотность твердых частиц, г/см³

Природная бентонитовая глина	Отмученная бентонитовая глина
2,78	2,71
2,77	2,70
2,79	2,70
2,78	2,69
2,80	2,71

Следующим этапом стало изучение гранулометрического состава исследуемых природных и обогащенных образцов глины. Результаты исследований приведены в таблицах 5, 6 и на рисунке 1.

Таблица 4

Гранулометрический состав природного бентонита

№	>0,05 мм, %	0,01-0,05 мм, %	0,005-0,01 мм, %	Менее 0,005, %
1	13,4	18,2	11,9	59,9
2	12,9	17,3	10,8	60,0
3	12,3	15,5	11,4	59,7
4	15,1	16,8	9,9	57,5
5	16,6	14,3	10,2	56,5
Ср. значение	14,1	16,4	10,8	58,7

Таблица 5

Гранулометрический состав отмученного бентонита

№	>0,05 мм, %	0,01-0,05 мм, %	0,005-0,01 мм, %	Менее 0,005, %
1	0,3	6,8	9,7	83,5
2	0,8	6,6	10,5	81,9
3	0,5	7,4	9,8	82,5
4	0,7	6,1	10,5	84,0
5	0,7	7,6	8,2	82,2
Ср. значение	0,6	6,9	9,7	82,8

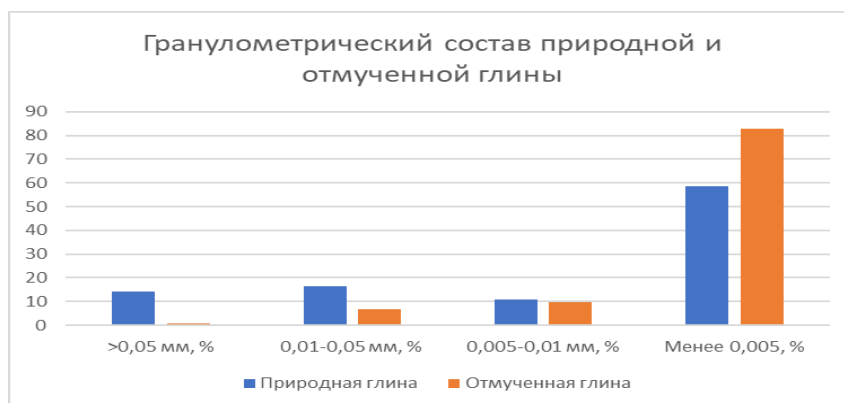


Рис. 1. Сравнение гранулометрического состава природной и отмученной глины

Результаты экспериментальной части показывают, что при седиментационном методе обогащения изменяется гранулометрический состав глины. Практически полностью избавились от песчаных частиц с 14,1% до 0,6%, пылеватые частицы уменьшились практически в 2 раза с 16,4% до 6,9%, значительно увеличилось количество глинистых частиц с 58,7% до 82,8%, наглядно это можно увидеть на рисунке 1. За счет увеличения глинистых частиц число пластичности соответственно увеличилось до 52,71%, что практически в 2 раза выше чем у глины природного сложения. Также за счет того, что при седиментации ушли все примеси тяжелых минералов плотность твердых частиц отмученной глины уменьшилась с 2,78 до 2,70 г/см³.

Исследования показали, что седиментационный метод обогащения улучшает физические свойства бентонитовой глины, а также может привести к изменению физико-химических и физико-механических свойств.

Литература

1. Алябьева Т. М., Кормош Е. В., Разработка эффективных сорбционно-активных материалов для очистки сточных вод от нефтепродуктов // Успехи современного естествознания №5, 2016.
2. Боротников С. В., Горенкова Г. А., Беспалова М. А., Ворожцов Е. П. Влияние кислотной обработки щелочоземельного бентонита на технологические характеристики в процессе активации // Успехи современного естествознания №2, 2023.
3. Москальчук Л. Н., Баклай А. А., Леонтьева Т. Г., Стреленко Д. К. Сорбционные материалы на основе бентонитовой лины месторождения «Остражанское» для обеспечения безопасности обращения с радиоактивными отходами // Труды БГТУ №3 Химия и технология неорганических веществ, 2015.
4. ГОСТ 5180-2015 «Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик».
5. Осипов В. И., Соколов В. Н., Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств. – М.: ГЕОС, 2013 – 576 с.; ил.

ЗАВИСИМОСТЬ МОДУЛЯ ДЕФОРМАЦИИ ГЛИНИСТОГО ГРУНТА ОТ СОДЕРЖАНИЯ МОНТМОРИЛЛОНИТА ПРИ РАЗЛИЧНОЙ ВЛАЖНОСТИ

Лесников Никита Олегович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь, nikita.lesnikov.pochta@mail.ru*

Женихова Анна Владимировна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь, anyagenihova@gmail.com*

Научный руководитель: к. г.-м. н., доцент, Ковалева Татьяна Геннадьевна

Аннотация: проведены лабораторные исследования, каким образом содержание монтмориллонита в глинистом грунте влияет на его модуль деформации при различной влажности. Проведен анализ полученных лабораторным способом результатов, и выявлены зависимости, при которых модуль деформации глинистого грунта увеличивается с увеличением содержания монтмориллонита при влажности 25% и 35%, а при влажности 45% зависимость отсутствует.

Ключевые слова: модуль деформации, глинистый грунт, минеральный состав, монтмориллонит, влажность.

DEPENDENCE OF THE MODULUS OF DEFORMATION OF CLAY SOIL ON THE CONTENT OF MONTMORILLONITE AT DIFFERENT HUMIDITY

Lesnikov Nikita

Perm State National University, 2nd year Master's Degree Student, Perm, nikita.lesnikov.pochta@mail.ru

Zhenikhova Anna

Perm State National University, 2nd year Master's Degree Student, Perm, anyagenihova@gmail.com

Research supervisor: candidate of geological and mineralogical, Kovalyova Tat'yana

Abstract: Laboratory studies have been carried out on how the content of montmorillonite in clay soil affects its modulus of deformation at different humidity. The analysis of the results obtained by the laboratory method was carried out, and dependencies were revealed in which the modulus of deformation of clay soil increases with an increase in the content of montmorillonite at a humidity of 25% and 35%, and at a humidity of 45% there is no dependence.

Key words: modulus of deformation, clay soil, mineral composition, montmorillonite, humidity.

Введение: Работа написана на основании лабораторных исследований, выполненных авторами. Выбранная тема актуальна для строительства зданий и сооружений на глинистых грунтах, так как большое влияние на деформационные свойства оказывает минеральный состав и влажность, поэтому выявление зависимости важно для определения несущей способности фундаментов зданий и сооружений. Ранее, авторами было проведено исследование влияния содержания монтмориллонита в глинистом грунте на его модуль деформации при влажности 35% [8], данное исследование является его продолжением.

Объект исследования: глины монтмориллонитового состава.

Предмет исследования: зависимость изменения деформационных характеристик грунта от минерального состава и влажности, а именно изменения модуля деформации от процентного содержания монтмориллонита при различной влажности.

Цель исследования: определение зависимости модуля деформации от процентного содержания монтмориллонита при различной влажности.

Задачи:

- Определить минеральный состав грунтов;
- Изучить характеристики объекта исследования, его физико-механические свойства;
- Провести деформационные испытания глинистого грунта с разным содержанием монтмориллонита и разной влажностью;
- Интерпретировать результаты испытаний, получить значения основных показателей деформационных свойств;
- Установить зависимость между модулем деформации глинистого грунта монтмориллонитового состава и процентным содержанием монтмориллонита для разной влажности.

Минеральный состав. Минеральный состав грунта был определен на основе рентгеноструктурного анализа, который основан на явлении дифракции рентгеновских лучей от кристаллической решетки минералов (либо других твердых фаз) [2,3].

Анализ осуществлялся в соответствии с методиками: МП-03/РФ-2015 "Рентгенографический количественный фазовый анализ осадочных горных пород"[2] и МП-04/РФ-2015 "Рентгенографический полуколичественный фазовый анализ глинистых горных пород"[3]

Для достижения нужных процентных содержаний монтмориллонита использовались две глины монтмориллонитового состава с разным содержанием монтмориллонита, минеральный состав данных грунтов приведен ниже в таблице 1.

Таблица 1

Минеральный состав грунтов, участвовавших в смешивании

Минерал	Содержание, %	
	Грунт №1	Грунт №2
Кварц	39,2	14,1
КПШ	10,4	0,4
Плагиоклазы	18,3	1,9
Кальцит	0	0,9
Иллит(гидролюда)	3,21	0,8
Каолинит	2,57	0,8
Монтмориллонит	26,32	81,1
Сумма	100	100

Физические свойства. Для определения физических характеристик был использован ГОСТ 5180–2015 [4]. Грунт №1. По результатам двух испытаний, влажность на границе раскатывания составила 25%. Влажность на границе текучести – 43,7%. Число пластичности – 18,7. Согласно ГОСТ 25100–2011 «Грунты. Классификация» [7] исследуемый грунт является глиной, так как значение его числа пластичности находится в выше 17.

Значение плотности твердых частиц было получено в ходе испытания пикнометрическим методом [5] и составило 2,71.

Суммарное содержание глинистых частиц составляет 33,99% от общей массы грунта. Общее содержание пылевой фракции – 63,15%. Суммарное содержание песчаной фракции – 2,86%. Следовательно, в исследуемом грунте пылевых частиц больше, чем песчаных.

Согласно классификации, В. В. Охотина [1], глинистый грунт, содержащий от 30 до 60% глинистых частиц и содержащий больше пылевых частиц, чем песчаных, можно определить, как глину легкую пылеватую.

Грунт №2. По результатам двух испытаний, влажность на границе раскатывания составила 31,2%. Влажность на границе текучести – 89,5%. Число пластичности – 58,3. Согласно ГОСТ 25100–2011 «Грунты. Классификация» [7] исследуемый грунт является глиной, так как значение его числа пластичности находится выше 17.

Значение плотности твердых частиц было получено в ходе испытания пикнометрическим методом [5] и составило 2,73.

Суммарное содержание глинистых частиц составляет 31,16% от общей массы грунта. Общее содержание пылевой фракции – 67,94%. Суммарное содержание песчаной фракции – 0,9%. Следовательно, в исследуемом грунте пылевых частиц больше, чем песчаных.

Согласно классификации, В. В. Охотина [1], глинистый грунт, содержащий от 30 до 60% глинистых частиц и содержащий больше пылевых частиц, чем песчаных, можно определить, как глину легкую пылеватую.

Деформационные свойства. Для определения деформационных характеристик был использован метод компрессионного сжатия согласно ГОСТ 12248–2010 [6].

Для проведения деформационных испытаний и выявления зависимости модуля деформации от количественного содержания монтмориллонита в грунте, количественное содержание монтмориллонита менялось путем смешивания двух глин монтмориллонитового состава с разным содержанием монтмориллонита, в глине №1 содержание монтмориллонита равнялось 26,32%, в глине №2 содержание монтмориллонита равнялось 81,1%, смешивание их в нужных пропорциях позволило достичь нужных содержаний монтмориллонита. В испытаниях участвовали образцы с заданным содержанием монтмориллонита: 26,32%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%.

Компрессионные испытания проводились на образцах грунта с заданным и неизменным значением плотности 1,85 г/см³, при заданных значениях влажности: 25%, 35%, 45%.

На каждую компоновку «содержания монтмориллонита и влажности» было проведено по три испытания (к примеру, при содержании монтмориллонита 30% и влажности 25% было сделано три испытания и так для каждой компоновки), сделано это для большей точности выявления корреляционной зависимости, всего было проведено шестьдесят три испытания грунта в одометрах. Испытания проводились при трех ступенях давления на грунт, для всех испытаний ступени равнялись 0,1 МПа; 0,2 МПа; 0,3 МПа. Модуль деформации рассчитывался для интервалов давлений 0-0,1 МПа; 0,1-0,2 МПа; 0,2-0,3 МПа.

Ниже на рисунке 1, рисунке 2, рисунке 3 представлены диаграммы рассеяния, построенные по результатам компрессионных испытаний, отображающие зависимость модуля деформации от процентного содержания монтмориллонита при заданной влажности и неизменной заданной плотности.

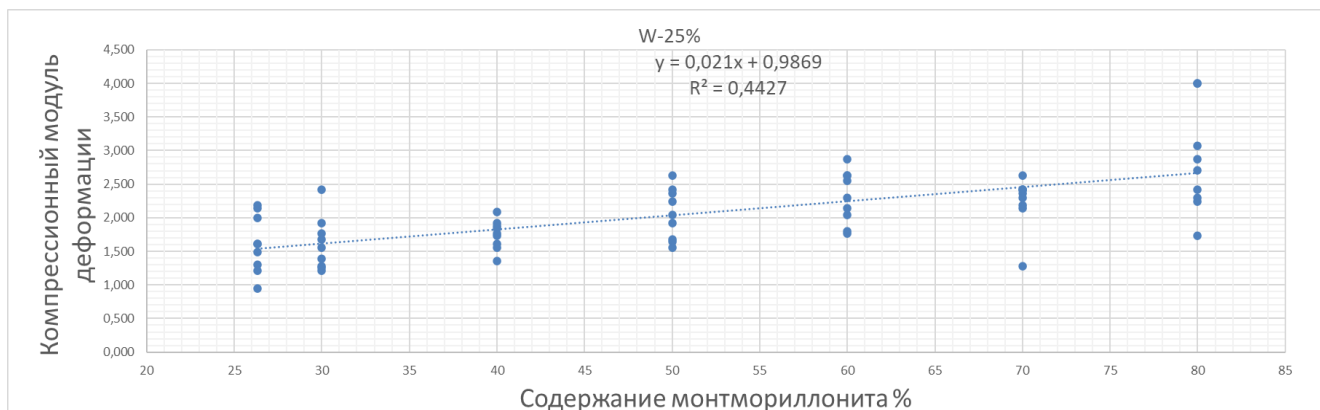


Рис. 1. Диаграмма рассеяния, отображающая зависимость компрессионного модуля деформации от содержания монтмориллонита при влажности 25%

Анализируя диаграмму рассеяния, представленную на рисунке 1, которая построена на основе деформационных характеристик, полученных методом компрессионного сжатия [6], можно заметить, что при заданных параметрах плотности 1,85 г/см³ и влажности 25%, значение модуля деформации увеличивается с увеличением содержания монтмориллонита, что говорит о прямой линейной зависимости. Полученную зависимость можно описать уравнением регрессии, которое имеет следующий вид $y = 0,021x + 0,9869$, коэффициент корреляции имеет следующее значение $R = 0,6654$, коэффициент детерминации при этом равен $R^2 = 0,4427$.

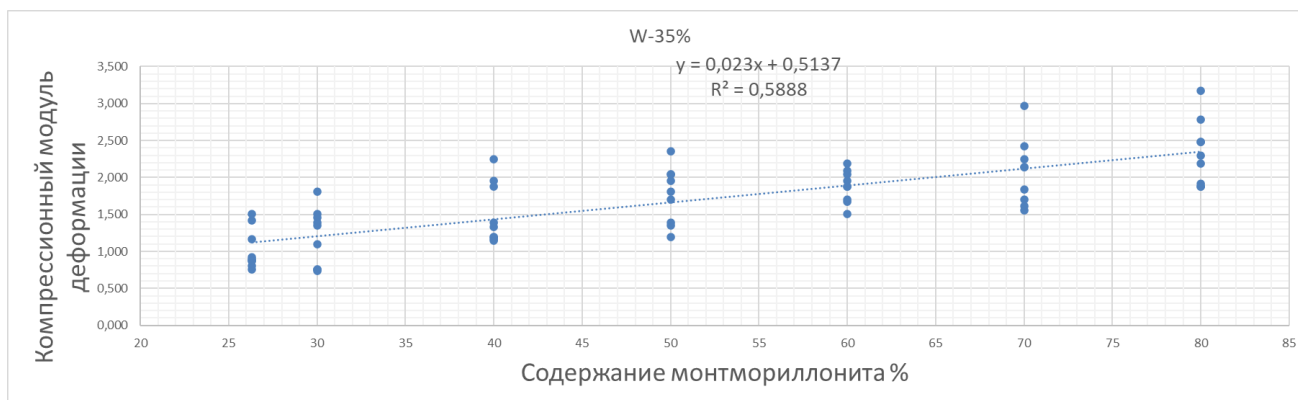


Рис. 2. Диаграмма рассеяния, отображающая зависимость компрессионного модуля деформации от содержания монтмориллонита при влажности 35%

Анализируя диаграмму рассеяния, представленную на рисунке 2, которая построена на основе деформационных характеристик, полученных методом компрессионного сжатия [6], можно заметить, что при заданных параметрах плотности $1,85 \text{ г/см}^3$ и влажности 35%, значение модуля деформации увеличивается с увеличением содержания монтмориллонита, что говорит о прямой линейной зависимости. Полученную зависимость можно описать уравнением регрессии, которое имеет следующий вид $y = 0,023x + 0,5137$, коэффициент корреляции имеет следующее значение $R=0,7673$, коэффициент детерминации при этом равен $R^2 = 0,5888$.

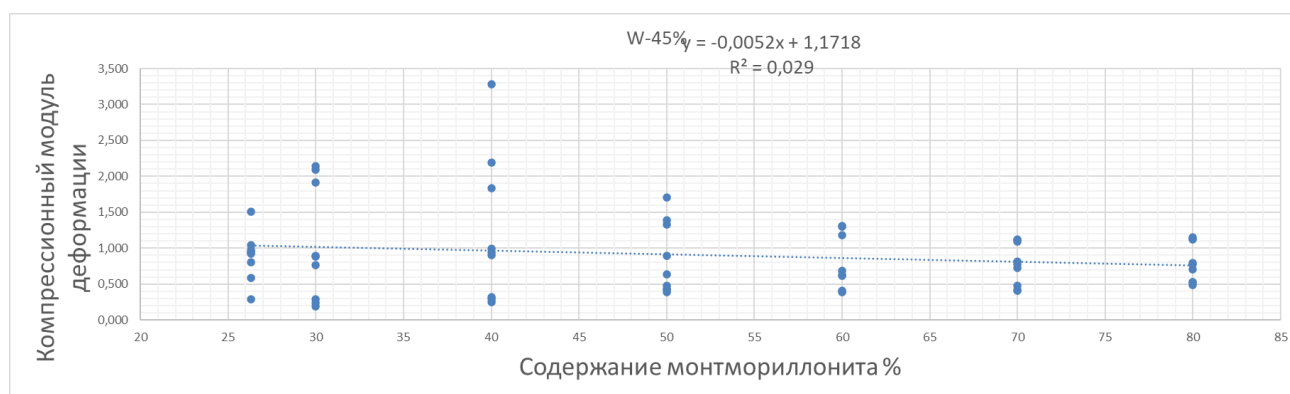


Рис. 3. Диаграмма рассеяния, отображающая зависимость компрессионного модуля деформации от содержания монтмориллонита при влажности 45%

Анализируя диаграмму рассеяния, представленную на рисунке 3, которая построена на основе деформационных характеристик, полученных методом компрессионного сжатия [6], можно увидеть, что при заданных параметрах плотности $1,85 \text{ г/см}^3$ и влажности 45%, значение модуля деформации практически не коррелирует с содержанием монтмориллонита, что говорит об отсутствии значимой зависимости. Полученную зависимость можно описать уравнением регрессии, которое имеет следующий вид $y = -0,0052x + 1,1718$, коэффициент корреляции имеет следующее значение $R=0,1703$, коэффициент детерминации при этом равен $R^2 = 0,029$.

Обоснование. Выявленные зависимости можно обосновать следующим образом, для этого обратимся к значениям консистенции грунтов, участвовавших в смешивании.

Из показателей консистенции, рассчитанных для грунтов, которые участвовали в смешивании, для достижения разных содержаний монтмориллонита в таблице 2.

Таблица 2

Консистенции грунтов, участвовавших в смешивании при заданных влажностях

Грунт	IL (при W-25%)	IL (при W-35%)	IL (при W-45%)
№1	0,00	0,53	1,07
№2	-0,10	0,07	0,24

Наглядно видно, что грунт «№2» (81.1% монтмориллонита) имеет в несколько раз ниже показатель консистенции, чем грунт «№1» (26.32% монтмориллонита), если обратиться к классификации грунтов по консистенции, то можно заметить, что чем меньше значение консистенции тем глинистый грунт стремится к твердому состоянию. Исходя из этого можно сделать вывод, что грунт «№2» (81.1% монтмориллонита) более влагоемкий и что вода в нем в большей степени связанная.

Высокую влагоемкость грунта с большим содержанием монтмориллонита, можно обосновать тем, что монтмориллонит имеет раздвижную кристаллическую решетку, то есть взаимодействует не только внешней поверхностью, но и внутренней поверхностью структурных слоев, поэтому имеет большую активную площадь кристалла. Также высокой влагоемкости способствует тот факт, что монтмориллониту свойственны изоморфные замещения в октаэдрической сетке, поэтому на поверхностях структурных слоев возникает избыточный (некомпенсированный) отрицательный заряд, который в свою очередь компенсируется молекулами воды, таким образом на поверхности частицы образуется адсорбционный слой связанной воды, эта вода обладает значительной вязкостью и оказывает влияние на консистенцию грунта.

Нагрузка воспринимается не только минеральными частицами, то есть скелетом грунта, но и водой, если значение влажности, не превышает значений, при которых вода находится в связанном состоянии. То есть чем больше в грунте монтмориллонита, тем вода меньше отжимается при оказании на него давления, а также воспринимает нагрузку вместе со скелетом грунта, но происходит это до определённого значения влажности, что подтверждается результатами эксперимента, которые приведены выше.

Заключение. Таким образом, по итогам проведения исследований удалось получить закономерность, при которой модуль деформации глинистого грунта увеличивается с увеличением содержания монтмориллонита при влажности 25% и 35%, а при влажности 45% явно выраженной зависимости не выявилось. Также результаты исследования показали, что при увеличении влажности модуль деформации значительно снижается.

Литература

1. Охотин В.В. Гранулометрическая классификация грунтов на основе их физических и механических свойств. Л., Ленгострансиздат, 1933: 70 с.
2. МП-03/РФ-2015 Рентгенографический количественный фазовый анализ осадочных горных пород.
3. МП-04/РФ-2015 Рентгенографический полуколичественный фазовый анализ глинистых горных пород.
4. ГОСТ 5180-2015 Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик.
5. ГОСТ 12536-2014 Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.
6. ГОСТ 12248-2010 Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости.
7. ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.
8. Лесников Н.О., Женихова А.В. Зависимость модуля деформации глинистого грунта от минерального состава // Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире». Пермь. 2022. 309 с.

ОЦЕНКА ЗАКАРСТОВАННОСТИ СКОРОСТНОЙ АВТОМОБИЛЬНОЙ ТРАССЫ М-12 (160-200 КМ), ПРОХОДЯЩЕЙ ПО ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Мурзыева Алина Марселевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 2 года обучения, г. Пермь
murzyeva.ru@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Алванян Антон Карапетович

Аннотация: Статья посвящена оценке поверхностной и подземной закарстованности участка трассы на юге Пермского края. Рассчитаны количественные показатели поверхностной и подземной закарстованности. Применен метод бальной оценки классификационного признака.

Ключевые слова: карст, математический метод бальной оценки в геологии, оценка подземной закарстованности, оценка поверхностной закарстованности, районирование, трасса, линейный объект.

EVALUATION OF THE CARTS FORM OF THE M-12 (160-200 KM) HIGH-SPEED ROAD PASSING THROUGH THE TERRITORY OF THE PERM KRAI

Murzyeva Alina Marselevna

*Perm State National Research University,
2st year Master's Degree Student, Perm
murzyeva.ru@yandex.ru*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Alvanyan Anton Karapetovich

Abstract: The article is devoted to the assessment of the surface and underground karst of the highway section in the south of the Perm Region. Quantitative indicators of surface and underground karst are calculated. The method of scoring the classification feature is applied.

Key words: karst, mathematical method of scoring in geology, assessment of underground karst, assessment of surface karst, zoning, highway, linear object.

На достаточно большой территории Пермского края наблюдаются развития карстовых процессов, связанных с растворением и выщелачиваем горных пород, которые способны растворяться. Карстовые процессы в Пермском крае могут происходить как на поверхности и приповерхностной части, так и в массиве карстующихся пород.

Шумилова О.Ю. и Максимович Н.Г. в своей статье затрагивают тему распределения карста в пределах административных районов Пермского края. Известно, что общая площадь распространения карстовых районов составляет 45,9 тыс. км², которые занимают почти треть края от всей его территории. В связи с различными геотектоническими обстановками в Пермском крае хорошо развиты карстовые процессы. Каждая геотектоническая обстановка обладает определенным режимом движений, которые заметны в вертикальном и горизонтальном расчленении рельефа, мощности зоны активного водообмена и карстообразования [1].

В книге «Карст и пещеры Пермского края» говорится о том, что степень и характер влияния на карстующиеся породы зависят от размеров внешнего воздействия (населенный пункт, сельскохозяйственная деятельность, предприятия и т.п.) и других факторов. В зависимости от геологических, гидрогеологических, геоморфологических условий и вида воздействия на породы карст может активизироваться или, наоборот, затухать. Зачастую активизация карстовых процессов связана с каким-либо конкретным объектом (например, автомобильная дорога) или действием (выемка грунта). [2].

Освоение закарстованных территорий затрудняется с наличием выхода на поверхность или относительно неглубокое к ней залегание растворимых горных пород (карбонатов и сульфатов). При строительстве зданий или сооружений на таких территориях требуется тщательное изучение карстопроявлений, для того чтобы избежать негативных последствий [3].

Поверхностные и подземные карстопоявления отмечаются в 20 из 41 административных районах Пермской области. Для территории Октябрьского района характерно развитие карбонатного и сульфатного карста, карстующейся породы занимают до 94% территории. Степень развития (проявления) и опасности карста от средней до очень сильной. [3].

Оценка закарстованности территории в современных реалиях уже не может обойтись без количественного и качественного учета основных условий и факторов развития карстового процесса. В настоящее время создано множество методов оценки закарстованности участков исследования, рассмотрим один из методов районирования территории с помощью математического метода, основанного на бальной оценке классификационного признака.

Задачи: изучить инженерно-геологические условия района исследования; выделить и оценить факторные признаки; применить существующую методику районирования, основанной на бальной оценке классификационного признака; составить и описать схему районирования; посчитать количественные и качественные показатели закарстованности территории.

Цель: районирование территории исследования по закарстованности.

Физико-географические условия района работ

В административном отношении объект исследования находится на территории Чернушенского и Октябрьского административных районов Пермского края РФ (Рис. 1).

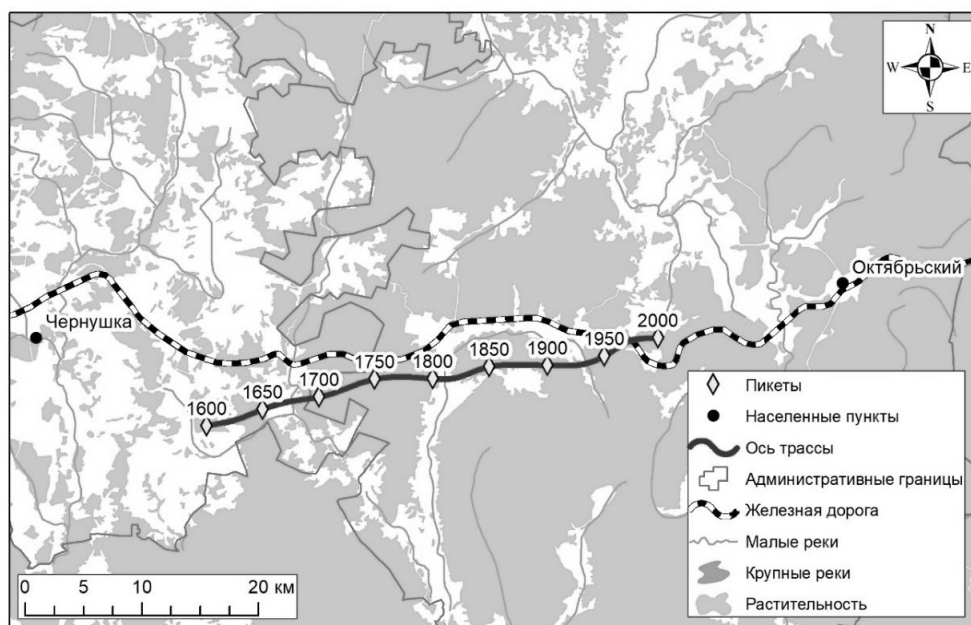


Рис. 1. Схема расположения оси трассы

Геоморфология. В геоморфологическом отношении исследуемый участок трассы расположен на восточной части Русской платформы, граничит с Тулвинской возвышенностью и Уфимским плато. Территория трассы пересекает водотоки. По характеру рельефа территория представляет собой обширную денудационную равнину. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 180 до 270 м.

Гидрография. В гидрологическом отношении участок исследования пересекает р. Атер на 179 км и на 191 км трассы (абсолютная отметка уреза 182,0 м). В 2,7 км юго-западнее от ПК 1690 протекает р. Тюй, в 990 м юго-восточнее 173 км располагается р. Агарзинка, в 468 м юго-восточнее 184 км протекает р. Алмаз в направлении с юго-востока к северу.

Геологическое строение месторождения

В геолого-литологическом строении района работ до исследуемой глубины 62 м принимают участие четвертичные современные отложения, нерасчлененные четвертичные аллювиально-делювиальные и делювиальные отложения, постилающиеся породами нижней перми.

Современные отложения представляют собой техногенные грунты автодорожного полотна (tQ_{IV}), грунты почвенно-растительного слоя ($solQ_{IV}$), аллювиально-делювиальные отложения (a,dQ), делювиальные (dQ) и современные биогенные (IbQ_{IV}). Четвертичные отложения сложены суглинками, торфом, глинами, песками.

К нижнепермским отложениям на территории проектируемой автодороги относятся глины, пески, суглинки, дресвяные и щебенистые грунты, гипсы, ангидриты, доломиты, известняки.

Мощность перекрывающих отложений составляет от 3,2 до 61,2 м, средняя мощность равна 15,1 м. Карстующиеся породы вскрыты под тощей перекрывающих пород 41 скважиной, мощность которых составляет от 0,4 до 44,6 м, средняя мощность равна 15,1 м. Карстовые полости встречаются в скважинах 539б, 542/7а, К14, К15, К17, К30Н, К19, К2012, К21, 1008, 1172а, 1248а, К25. Мощность карстовых полостей изменяется от 0,5 м до 6,8 м, средняя мощность равна 2,4 м. Максимальная мощность карстовой полости в скважине № 542/7а, минимальная в скважинах № 539б.

Оценка закарстованности участка исследования. Основными карстующимися породами являются сульфатные и карбонатные породы пермской системы нижнего отдела. Согласно СП 11-105-97, ч. II (п. 5.1.5) [6] известняки и доломиты являются труднорастворимыми породами, гипсы и ангидриты – среднерастворимые породы. Тип карста по степени обнаженности карстующихся пород и характеру перекрывающей толщи – покрытый. Перекрывающая толща сложена породами четвертичной системы: техногенными грунтами, биогенными, аллювиально-делювиальными и делювиальными отложениями. Общая мощность перекрывающей толщи составляет – 3,2-61,4 м.

Согласно схеме районирования карста Русской равнины (Чижишев, 1978) территория изысканий приурочена к Средневожской-Камской карстовой области, Уфимско-Камской провинции, Бельско-Чусовскому карстовому округу, Иренскому району, занимающего междуречье рек Ирень, Атер и Тюй. В районе карстуются гипсы, ангидриты, известняки и доломиты кунгурского яруса нижней перми [4].

Согласно п. 5.1.7 СП 11-105-97 ч. II [6] мощность перекрывающей толщи, обеспечивающая защиту от возможности проявления карста на земной поверхности, составляет 10-30 м (при выдержанной мощности плотных глин, с отсутствием линз и прослоев песка, супеси, водоносных суглинков, трещин и других нарушений) до 60-100 м (при наличии в покрывающей толще слоев песков, песчаников, мергелей, а также тектонических нарушений). Мощность отложений, перекрывающих карбонатные и сульфатные породы, в районе исследования составляет 3,2-61,4 м, тем самым не обеспечивая защиту от развития карстового процесса и его проявлений на поверхности.

Согласно карте карстовой опасности, на территории России (Институт геоэкологии РАН, ГНТП «Безопасность», 1993) категория опасности исследуемого участка оценивается как «умеренно опасная».

В соответствии с картой распространения карста на территории Российской Федерации (рис. Б.5 СП115.13330.2016) участок работ расположен на территории распространения мелового типа карста.

Метод районирования, основанный на бальной оценке классификационного признака.

При районировании, который основывается на бальной оценке классификационного признака Кр, нам не известны классификационный показатель и его граничные значения, которые необходимо будет найти, но известны численные значения факторных признаков в каждой точке исследования ю

Выполнение работы следующее:

1) Факторным признакам, которые были выбраны для районирования, присваиваются весовые коэффициенты. Если весовой коэффициент будет принимать наименьшее значение, то соответственно его влияние на геологическую среду будет оказывать наименьшее. Таким образом мы выявим устойчивые территории.

После выбора классификационных признаков, оцениваем их в баллах, затем сводим их в единую таблицу (табл. 1).

Таблица 1

Балльная оценка геологических признаков

Наименование факторных признаков	Индекс признака	Весовой коэффициент (ранг)	Балльная оценка факторных признаков		
			1	2	3
Перекрывающие отложения	А	1	Мощность перекрывающих отложений		
			более 30	до 30	менее 5
Подземные воды	Б	2	Наличие водоносного горизонта		
			отсутствует	ВГ в глинистых	ВГ в карстующихся породах
Карстующиеся породы	В	3	Тип грунтов		
			отсутствуют	присутствует 1 тип грунта	присутствуют 2 типа
Подземные проявления карстовых процессов	Г	4	Мощность полостей		
			отсутствуют	до 5	более 5

2) Для оценки классификационного показателя применяем следующую зависимость (1):

$$K_p = 1 \cdot A_n + 2 \cdot B_n + 3 \cdot B_n + \dots + j \cdot I_n \quad (1)$$

где 1, 2, 3, ..., j – весовые коэффициенты (ранг) признаков; $A_n, B_n, B_n, \dots, I_n$ – балльные значения компонентов признаков.

3) Для определения граничных значений классификационного показателя K_p применяется следующий подход метода: если принять, что при наименьшем значении K_p min оказываемое влияние классификационных признаков будет наиболее благоприятное, то есть вероятность негативных воздействий на территорию будет стремиться к единице ($P \rightarrow 1$), а при наибольших значениях классификационного признака K_p max будет неблагоприятным, то вероятность воздействия будет стремиться к нулю $P \rightarrow 0$, тогда, обозначив $R = (K_p \text{ max} - K_p \text{ min})$, мы можем найти следующие граничные значения таксонов (2-5):

$$P < 0,75 \quad \text{при } K_p < K_p \text{ min} + 0,25 R \quad (2)$$

$$P = 0,75 - 0,50 \quad \text{при } K_p = (K_p \text{ min} + 0,50 R) - (K_p \text{ min} + 0,25 R) \quad (3)$$

$$P = 0,50 - 0,25 \quad \text{при } K_p = (K_p \text{ min} + 0,75 R) - (K_p \text{ min} + 0,50 R) \quad (4)$$

$$P > 0,25 \quad \text{при } K_p > K_p \text{ min} + 0,75 R \quad (5)$$

4) Определив граничные значения классификационного показателя K_p , влияние признаков на исследуемую территорию и номеров таксонов составляем модель районирования (табл. 2)

Таблица 2

Модель инженерно-геологического районирования

Наименование таксона	Состояние объекта	Значение K_p
I	Очень устойчивое	<14,5
II	Устойчивое	14,6-18
III	Малоустойчивое	19-21,5
IV	Неустойчивое	>21,6

5) При районировании территории должна быть опробована каждая точка, при этом их плотность расположения должна быть равномерной и одинакова. В каждой точке исследования определяется численное значение классификационного признака K_p .

6) При составлении карты районирования с помощью метода, основанного на балльной оценке классификационного признака, территория исследования (трасса) делится на подобласти, для того чтобы получить равномерное опробование точек. В каждой точке опробования определяются численные значения классификационного показателя K_p . Затем используя модель районирования выделяются таксоны, граница которых определяется с помощью метода интерполяции.

Результаты исследования

В районе магистральной трассы было выявлено 1593 карстовых форм. Из них 1034 шт – воронки, средний диаметр которых составляет 9,8 м, максимальный диаметр воронки – 65 м, минимальный – 0,5; средняя глубина до 3 м. При выполнении рекогносцировки было выявлено 4 карстовых озера, средний диаметр которых составляет 26 м, а глубина в среднем достигает 2,2 м. Понижений было описано 555 шт, средний диаметр которых равняется 14,7 м, средняя глубина – 1,2 м.

Были посчитаны количественные показатели поверхностной и подземной закарстованности, приведенные в таблице 4.

Таблица 4

Результаты количественных показателей

№ п/п	Показатель	Формула	Численные результаты	Единицы измерения
1	Плотность карстопроявлений	$p = \frac{n}{S}$	9,95	шт./км ²
2	Интенсивность провалообразования	$\lambda = \frac{n}{S \cdot t}$	0,1	шт./км ² ·год
3	Коэффициент площадной закарстованности	$K_S = \frac{\sum S_e}{S}$	44,07	м ² /км ²
<i>Линейные коэффициенты</i>				
4	Коэффициент аномальности	$K_a = \frac{C_a}{C}$	0,32	д.е
5	Коэффициент внутренней закарстованности	$K_{iv} = \frac{\sum h}{\sum m_0} \cdot 100\%$	5,62	д.е
6	Коэффициент открытой закарстованности	$K_{io} = \frac{\sum h_o}{\sum m_0} \cdot 100\%$	5,62	д.е
7	Коэффициент общей закарстованности	$K_l = \frac{\sum h + \sum (m - m_0)}{C \cdot m} \cdot 100\%$	1,01	д.е
<i>Показатели плотности карстовых полостей</i>				
8	Линейная плотность карстовых полостей	$\Pi_L = \frac{n_p}{0,01 \cdot L}$	35	м
9	Площадная плотность карстовых полостей	$\Pi_S = \frac{n_p}{10^{-4} \cdot S}$	0,88	м ²
10	Объемная плотность карстовых полостей	$\Pi_V = \frac{n_p}{10^{-6} \cdot V}$	0,0053	м ³

По методу районирования, основанного на бальной оценке классификационного признака, были получены количественные показатели (табл. 2) таксонов и составлена карта районирования территории (Рис. 2).

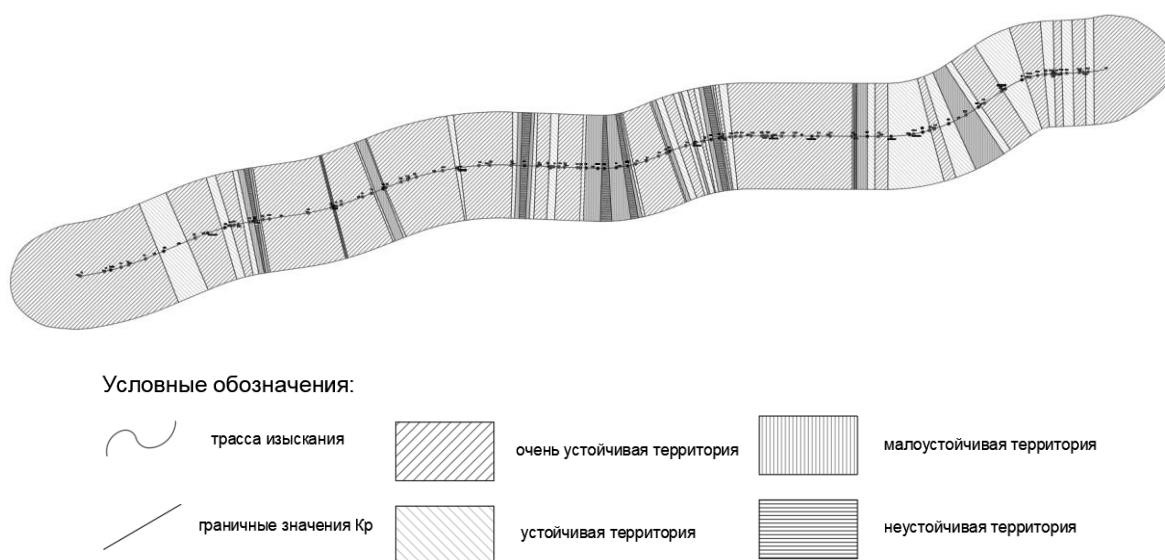


Рис. 2. Карта карстологического районирования исследуемой трассы

Выделены четыре таксонометрические единицы:

1. Таксон 1 (очень устойчивое) распространен на площади равной 110,2 км² от всей площади исследования. На этих участках мощность перекрывающих отложений составляют от 5 до 50 м, подземные воды либо отсутствуют, либо вскрыты в четвертичных породах, карстующиеся породы в основном отсутствуют, в скважинах К2013, К2014, 11с, 1430, 1446в встречен один тип карстующихся пород, в которых отсутствуют подземные карстопроявления. Значения классификационного показателя K_p изменяется от 11 до 14, среднее значение составляет 11,9.

2. Таксон 2 (устойчивое) распространен на площади равной 35,2 км² от всей площади исследования. На этих участках мощность перекрывающих отложений составляют от 3,2 до 61,4 м, подземные воды отсутствуют или вскрыты в четвертичных породах, за исключением скважин К23, К24, К2017, К26, 1422 – подземные воды встречены в карстующихся породах, карстующиеся породы в основном сложены карбонатными, редко сульфатными, породами, подземные карстопроявления в основном отсутствуют, за исключением скважин 1008, 1248а, К25 – мощность полости составляет до 5 м, средняя мощность 2 м. Значения классификационного показателя K_p изменяется от 15 до 18, среднее значение составляет 16,2.

3. Таксон 3 (малоустойчивое) распространен на площади равной 30,1 км² от всей площади исследования. На этих участках мощность перекрывающих отложений составляют от 7,8 до 42,3 м, подземные воды либо вскрыты в четвертичных породах, либо в карстующихся породах, карстующиеся породы сложены карбонатными и сульфатными породами, чаще встречаются сочетания двух типов карстующихся пород, присутствуют подземные карстопроявления, мощность которых составляет от 0,5 до 2,6 м, средняя мощность 1,8 м. Значения классификационного показателя K_p изменяется от 19 до 21, среднее значение составляет 19,6.

4. Таксон 4 (неустойчивое) распространен на площади равной 4,5 км² от всей площади исследования. На этих участках мощность перекрывающих отложений составляют от 5,4 до 29,6 м, подземные воды вскрыты в карстующихся породах, карстующиеся породы сложены сульфатными и карбонатными породами, чаще встречены два типа карстующихся пород, подземные карстопроявления вскрыты в каждой скважине, мощность которых составляет от 1 до 6,8 м, средняя мощность равна 3 м. Значения классификационного показателя K_p изменяется от 22 до 25, среднее значение составляет 23,5.

По результатам проведенной работы были:

- 1) изучены геологические условия территории исследования;
 - 2) оценены мощность залегания карстующихся (известняк, доломит, ангидрит, гипс) и перекрывающих пород;
 - 3) выделены четыре таксона, I – территория очень устойчивая, II – устойчивая территория, III – малоустойчивая территория, IV – неустойчивая территория;
 - 4) использованы методики оценки поверхностной и подземной закарстованности, также метод районирования, основанный на бальной оценке классификационного признака;
 - 5) построена и описана схема карстологического районирования;
 - 6) посчитаны количественные показатели закарстованности территории.
- При оценки закарстованности территории, в зависимости от цели районирования, наличия исходной информации можно использовать разные методы районирования.

Литература

1. Шумилова О. Ю., Максимович Н. Г. Распределение карста по административным районам Пермского края // Проблемы и задачи инженерно-строительных изысканий. Проблемы инженерной геологии карста урбанизированных территорий и водохранилищ: материалы Всеросс. науч. – практ. конф. – Пермь, 2008. – С.294-301.
2. Горбунова К. А., Андрейчук В. Н., Костарев В. П., Максимович Н. Г. Карст и пещеры Пермской области. – Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992 г.– 200 с.
3. Катаев В.Н., Максимович Н.Г., Мещерякова, О.Ю. Типы карста Пермского края // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. 2013. Вып. 1. С. 56-66.
4. Схема районирования карста Русской равнины (из книги А.Г. Чикишева «Карст русской равнины», М.: Изд-во «Наука», 1978 г.).
5. Середин В.В., Матметоды в инженерной геологии. Курс лекций, Пермь: Изд-во Перм. ун-та – 133 с.
6. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.: ПНИИИС, 2001. 101 с.

СТРОИТЕЛЬСТВО ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Полухин Дмитрий Владимирович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

Магистрант 2 курса обучения г. Пермь

Email: dmitrii.polukhin.07@gmail.com

Научный руководитель: д. г.-м. н., профессор, Середин Валерий Викторович

Аннотация: В статье описываются проблемы строительства на вечномёрзлых грунтах и различные методы, которые могут быть использованы для преодоления этих проблем. Упомянутые методы включают использование теплоизоляции для предотвращения таяния вечной мерзлоты, использование "холодных" строительных технологий, использование "горячих" строительных методов и использование комбинации этих методов. В тексте также упоминается важность учета потенциального воздействия изменения климата на вечномёрзлые грунты при проектировании и строительстве линейных сооружений. Это также подчеркивает важность использования правильной конструкции фундамента, такой как анкеры из мерзлого грунта или винтовые сваи, а также надлежащего дренажа и управления водными ресурсами.

Ключевые слова: инженерно-геологические условия, деформации, площадка строительства, мёрзлый грунт, основания, фундаменты, сооружения.

CONSTRUCTION OF LINEAR STRUCTURES IN PERMAFROST CONDITIONS

Polukhin Dmitry Vladimirovich

Perm State University, Master's student of the 2nd year of study in Perm

Email: dmitrii.polukhin.07@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Seredin Valery Viktorovich

Abstract: The article describes the problems of construction on permafrost soils and various methods that can be used to overcome these problems. The mentioned methods include the use of thermal insulation to prevent the melting of permafrost, the use of "cold" construction technologies, the use of "hot" construction methods and the use of a combination of these methods. The text also mentions the importance of taking into account the potential impact of climate change on permafrost soils in the design and construction of linear structures. It also highlights the importance of using proper foundation construction, such as frozen ground anchors or screw piles, as well as proper drainage and water management.

Key words: permafrost soils, thermal insulation, cold construction techniques, hot construction techniques, grounds, foundations, structures.

Введение

Строительство на вечномёрзлых грунтах может быть сложной задачей из-за и возможности оттаивания и смещения мерзлого грунта. Существует несколько методов, используемых для строительства линейных объектов, таких как дороги и трубопроводы, на вечномёрзлых грунтах.

Один из методов заключается в использовании теплоизоляции для предотвращения таяния вечной мерзлоты. Это может быть сделано с помощью таких материалов, как пенопластовая изоляция, или путем создания приподнятой платформы для возводимого сооружения. Этот метод может быть дорогостоящим и требует регулярного технического обслуживания, чтобы гарантировать, что изоляция остается эффективной.

Другой метод заключается в использовании "холодных" строительных технологий, которые предполагают возведение сооружения зимой, когда вечная мерзлота наиболее устойчива. Это может включать использование готовых секций, которые собираются на месте, или использование оборудования, предназначенного для работы при низких температурах.

Третий метод заключается в использовании "горячих" методов строительства, которые включают оттаивание вечной мерзлоты перед возведением сооружения. Это может включать использова-

ние нагретых свай или закачку горячей воды в грунт для оттаивания вечной мерзлоты. Однако этот метод может быть дорогостоящим, а также может нанести ущерб вечной мерзлоте и окружающей среде.

Четвертый способ заключается в использовании комбинации этих методов, таких как изоляция конструкции и использование методов холодного строительства или оттаивание вечной мерзлоты и использование теплоизоляции.

Также важно учитывать потенциальное воздействие изменения климата на вечномерзлые грунты при проектировании и строительстве линейных объектов на вечномерзлых грунтах. По мере повышения глобальной температуры ожидается, что вечная мерзлота будет таять и становиться все более нестабильной. Это означает, что сооружения, построенные на вечномерзлых грунтах, возможно, потребуется проектировать и сооружать таким образом, чтобы они выдерживали большие нагрузки и перемещения.

Существует несколько методов, которые могут быть использованы для строительства линейных объектов на вечномерзлых грунтах. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки, и наиболее подходящий метод будет зависеть от конкретного проекта, условий площадки и экологических соображений. Важно иметь хорошее представление о вечномерзлых грунтах и учитывать долгосрочные последствия изменения климата при планировании и проектировании строительства на вечномерзлых грунтах.

Фундаменты

Еще одним важным соображением при строительстве линейных объектов на вечномерзлых грунтах является использование правильной конструкции фундамента. Традиционные фундаменты, такие как неглубокие или глубокие фундаменты, могут не подходить для вечномерзлых грунтов, поскольку они могут привести к таянию вечной мерзлоты и дестабилизации конструкции.

Одной из альтернативных конструкций фундамента, которая обычно используется на вечномерзлых грунтах, является использование анкеров из мерзлого грунта (вечной мерзлоты). Эти анкера обычно устанавливаются зимой, когда грунт промерзает, и они работают путем замораживания почвы вокруг анкеров для создания устойчивого фундамента. Этот метод особенно полезен для конструкций, подверженных большим нагрузкам, таких как трубопроводы и мосты.

Другой альтернативной конструкцией фундамента, которая может быть использована на вечномерзлых грунтах, является использование винтовых свай. Эти сваи ввинчиваются в грунт, и они работают, перенося нагрузку конструкции на слой вечной мерзлоты под активным слоем. Этот метод особенно полезен для конструкций, подверженных умеренным нагрузкам, таких как здания и башни.

В дополнение к проектированию фундамента, также важно учитывать надлежащий дренаж и управление водными ресурсами при строительстве линейных объектов на вечномерзлых грунтах. Вечномерзлые почвы часто перенасыщены водой и могут быть подвержены эрозии почвы, поэтому важно проектировать дренажные системы, которые могут эффективно управлять водой и предотвращать эрозию.

Строительство линейных объектов на вечномерзлых грунтах может быть сложной задачей из-за мерзлого грунта и возможности его оттаивания и смещения. Однако, используя надлежащую изоляцию, строительные технологии, проектирование фундамента, дренаж и управление водными ресурсами, можно возводить стабильные и долговечные сооружения на вечномерзлых грунтах. Также важно учитывать условия вечной мерзлоты в данном районе, ожидаемые нагрузки, которым будет подвергаться сооружение, и долгосрочные последствия изменения климата при проектировании и строительстве линейных объектов на вечномерзлых грунтах.

Мониторинг

Другим важным аспектом строительства на вечномерзлых грунтах является использование надлежащих методов мониторинга и технического обслуживания. Поскольку вечномерзлые грунты могут быть склонны к оттаиванию и смещению, важно регулярно контролировать структурную целостность линейного объекта и производить любой необходимый ремонт или регулировку.

Одним из распространенных методов мониторинга вечномерзлых грунтов является использование датчиков температуры и георадара, проникающего сквозь землю. Датчики температуры могут быть установлены в грунтах вечной мерзлоты для измерения температуры грунта, в то время как георадар может использоваться для измерения толщины и стабильности слоя вечной мерзлоты. Эти данные могут быть использованы для выявления любых потенциальных проблем с вечной мерзлотой и внесения любых необходимых корректировок в конструкцию.

Другим важным аспектом поддержания вечномерзлой почвы является использование надлежащего управления растительностью. Растительность может играть решающую роль в защите веч-

номерзлых почв от эрозии и оттаивания. Поддерживая здоровый и разнообразный растительный покров, можно защитить и стабилизировать вечномерзлые почвы.

В дополнение к мониторингу и техническому обслуживанию также важно иметь план на случай чрезвычайных ситуаций, таких как стихийные бедствия или отказы оборудования. Этот план должен включать шаги по минимизации воздействия этих событий на структуру и вечномерзлые грунты.

Надлежащие методы мониторинга и технического обслуживания необходимы для долгосрочного успеха линейных объектов, построенных на вечномерзлых грунтах. Используя датчики температуры, георадар, надлежащее управление растительностью и план реагирования на чрезвычайные ситуации, можно обеспечить структурную целостность линейного объекта и защитить вечномерзлые грунты. Важно иметь в виду, что вечномерзлые почвы чувствительны к изменению климата, и таяние вечной мерзлоты может привести к нестабильности конструкции с течением времени, поэтому регулярный мониторинг и техническое обслуживание имеют решающее значение.

Необходимость во множестве специалистов

Другим важным аспектом строительства на вечномерзлых грунтах является необходимость междисциплинарного подхода с привлечением инженеров-геотехников, специалистов по вечной мерзлоте, специалистов по охране окружающей среды и экологов. Это связано с тем, что вечномерзлые почвы уникальны и сложны, и они требуют тщательного понимания их характеристик, поведения и потенциального воздействия на окружающую среду.

Инженеры-геотехники могут предоставить необходимую экспертизу для проектирования и строительства линейных объектов на вечномерзлых грунтах с учетом конкретных условий площадки, ожидаемых нагрузок и конструкции фундамента. Ученые, изучающие вечную мерзлоту, могут предоставить необходимые знания для понимания условий вечной мерзлоты, потенциального таяния и оседания грунта, а также последствий изменения климата для вечной мерзлоты. Ученые-экологи могут помочь оценить потенциальное воздействие строительства на окружающую среду и помочь свести к минимуму негативные последствия.

В дополнение к междисциплинарному подходу, также важно вовлекать местные сообщества и заинтересованные стороны в процесс строительства. Это связано с тем, что вечномерзлые почвы часто расположены в отдаленных районах, где проживают общины коренных народов, и их традиционные знания и практика могут дать ценную информацию об условиях вечной мерзлоты и потенциальных последствиях строительства.

Строительство на вечномерзлых грунтах требует междисциплинарного подхода с привлечением инженеров-геотехников, специалистов по вечной мерзлоте, специалистов по охране окружающей среды и экологов для обеспечения полного понимания условий вечной мерзлоты, потенциальных воздействий и способов их смягчения. Привлечение местных сообществ и заинтересованных сторон также важно для обеспечения того, чтобы при строительстве учитывались их потребности, перспективы и традиционные знания. Также важно учитывать долгосрочные последствия изменения климата для вечномерзлых грунтов и соответствующим образом планировать, чтобы обеспечить стабильность и долговечность конструкции с течением времени.

Экология с учётом соблюдения особенностей местности

Важным аспектом строительства на вечномерзлых грунтах является необходимость соблюдения местных, национальных и международных норм и руководств. Это связано с тем, что вечномерзлые грунты часто расположены в отдаленных и уязвимых районах, и их строительство может оказать потенциальное воздействие на окружающую среду, местные сообщества и традиционную практику.

Местные нормативные акты могут включать законы о зонировании, строительные нормы и правила и оценки воздействия на окружающую среду. Национальные и международные нормативные акты могут включать законы, касающиеся защиты видов, находящихся под угрозой исчезновения, водно-болотных угодий и других уязвимых экосистем, а также законы, касающиеся защиты общин коренных народов и их традиционной практики.

Важно, чтобы строительная бригада была осведомлена об этих правилах и руководствах и предпринимала необходимые шаги для их соблюдения. Это может включать получение разрешений и согласований, проведение оценки воздействия на окружающую среду и консультации с местными сообществами и заинтересованными сторонами.

Кроме того, также важно учитывать долгосрочные экологические и социальные последствия строительства. Это может включать потенциальное воздействие на вечную мерзлоту и окружающую среду, а также потенциальное воздействие на местные сообщества и их традиционную практику.

Строительство на вечномёрзлых грунтах требует соблюдения местных, национальных и международных правил и руководств, чтобы обеспечить защиту окружающей среды, местных сообществ и традиционных практик. Важно, чтобы строительная бригада была осведомлена об этих правилах и руководствах и предпринимала необходимые шаги для их соблюдения. Кроме того, важно учитывать долгосрочные экологические и социальные последствия строительства и соответствующим образом планировать, чтобы свести к минимуму любые негативные последствия.

Использование передовых технологий

В дополнение к методам и соображениям, рассмотренным выше, еще одним важным аспектом строительства на вечномёрзлых грунтах является использование передовых технологий и инновационных приемов. Это может включать использование беспилотных летательных аппаратов для съемки и картографирования вечномёрзлых грунтов, использование дистанционного зондирования и геопространственных технологий для мониторинга состояния вечной мерзлоты, а также использование интеллектуальных датчиков и систем мониторинга для мониторинга работы сооружения в режиме реального времени.

Одним из примеров передовой технологии является использование автоматизированных методов бурения и затирки швов. Эти методы могут быть использованы для стабилизации вечномёрзлых грунтов путем закачки раствора в грунт для создания более устойчивого фундамента. Это можно сделать с помощью автоматизированного оборудования для бурения и затирки швов, что позволяет сократить время и затраты, связанные с традиционными ручными методами.

Использование передовых технологий и инновационных приемов может сыграть важную роль при строительстве линейных объектов на вечномёрзлых грунтах. Используя беспилотные летательные аппараты для съемки и картографирования, дистанционное зондирование и геопространственные технологии для мониторинга, автоматизированные методы бурения и затирки швов, а также методы 3D-печати и предварительного изготовления, можно сократить время и затраты, связанные со строительством, а также свести к минимуму потенциальное воздействие на вечномёрзлые грунты. Также важно учитывать долгосрочные последствия изменения климата для вечномёрзлых грунтов и соответствующим образом планировать, чтобы обеспечить стабильность и долговечность конструкции с течением времени.

Использование местных материалов

Еще одним важным аспектом строительства на вечномёрзлых грунтах является использование экологически чистых и малозатратных материалов. Это может включать использование материалов с низким уровнем излучения, энергоэффективных, прочных и простых в обслуживании. Например, использование дерева или других натуральных материалов может помочь уменьшить углеродный след конструкции, в то время как использование энергоэффективной изоляции может помочь снизить энергопотребление конструкции.

Также важно учитывать использование материалов, которые не наносят вреда вечной мерзлоте и окружающей среде. Например, использование нетоксичных и биоразлагаемых затирок и клеев может помочь предотвратить загрязнение вечномёрзлых почв и грунтовых вод.

Использование экологически чистых материалов с низким уровнем воздействия также может принести пользу местным сообществам и их традиционной практике. Например, использование местных материалов может помочь поддержать местную экономику и создать рабочие места для местного населения.

Следует отметить, что использование устойчивых и малозатратных материалов является важным аспектом строительства на вечномёрзлых грунтах. Используя материалы с низким уровнем выбросов, энергоэффективные, долговечные и простые в обслуживании, можно снизить углеродный след и энергопотребление конструкции. Кроме того, использование материалов, которые не наносят вреда вечной мерзлоте и окружающей среде, может помочь предотвратить загрязнение и защитить вечномёрзлые почвы, грунтовые воды и местные сообщества с их культурой.

Адаптивность сооружений

Еще одним важным аспектом строительства на вечномёрзлых грунтах является использование адаптивного и гибкого дизайна. Это означает проектирование линейного объекта таким образом, чтобы он мог адаптироваться к изменяющимся условиям вечной мерзлоты и потенциальным последствиям изменения климата.

Одним из способов достижения адаптивного и гибкого дизайна является использование модульных и гибких методов строительства. Это может включать использование готовых и модульных компонентов, которые могут быть легко заменены или отрегулированы в случае повреждения или износа из-за таяния вечной мерзлоты.

Другим способом достижения адаптивного и гибкого дизайна является использование материалов, которые могут расширяться и сжиматься при изменении условий вечной мерзлоты. Например, использование материалов с высоким коэффициентом теплового расширения может помочь предотвратить растрескивание и повреждения из-за замерзания и оттаивания вечной мерзлоты. Как известно прочностные и деформационные свойства мерзлых грунтов определяются прежде всего значением их отрицательной температуры [2].

Также важно учитывать потенциальное будущее использование линейного объекта, поскольку условия вечной мерзлоты могут меняться с течением времени. Например, проектирование дороги, которая может быть преобразована в трубопровод или железную дорогу в случае изменения транспортных потребностей.

Адаптивное и гибкое проектирование является важным аспектом строительства на вечномерзлых грунтах. Используя модульные и гибкие методы строительства и материалы, которые могут расширяться и сжиматься при изменении условий вечной мерзлоты, можно проектировать линейные объекты, которые могут адаптироваться к изменяющимся условиям вечной мерзлоты и потенциальным последствиям изменения климата. Кроме того, рассмотрение потенциальных будущих применений линейного объекта может помочь обеспечить его долгосрочную устойчивость и адаптивность.

Составление плана строительства

Основной особенностью, которая влияет на объемно-планировочные и конструктивные решения зданий на Севере, является наличие вечномерзлых грунтов в основании и особенно низкие температуры воздуха зимой. [1,3] Важным аспектом строительства на вечномерзлых грунтах является использование лучших практик в управлении проектами. Это включает в себя наличие четкого плана проекта, установление реалистичных сроков и определение потенциальных рисков и стратегий их смягчения.

Одним из важных аспектов управления проектами является использование плана управления рисками. В этом плане должны быть определены потенциальные риски, связанные со строительством на вечномерзлых грунтах, такие как таяние вечной мерзлоты и отказ оборудования, и разработаны стратегии смягчения последствий для минимизации потенциального воздействия этих рисков.

Другим важным аспектом управления проектами является использование системы мониторинга и отчетности. Эта система должна использоваться для отслеживания хода строительства, выявления любых потенциальных проблем и принятия корректирующих мер по мере необходимости.

Эффективная коммуникация и сотрудничество между всеми заинтересованными сторонами также является ключевым аспектом управления проектами. Это включает в себя тесное сотрудничество с местными сообществами, государственными учреждениями и другими заинтересованными сторонами для обеспечения соответствия строительства нормативным актам и сведения к минимуму любого потенциального воздействия на окружающую среду, местные сообщества и традиционную практику.

Лучшие практики управления проектами важны для успешного строительства линейных объектов на вечномерзлых грунтах. Имея четкий план проекта, устанавливая реалистичные сроки, определяя потенциальные риски и стратегии смягчения последствий, внедряя систему мониторинга и отчетности, а также эффективную коммуникацию и сотрудничество между заинтересованными сторонами, можно обеспечить завершение строительства в срок, в рамках бюджета и с минимальным воздействием на вечномерзлые почвы и окружающую среду.

Вывод из эксплуатации

Другим важным аспектом строительства на вечномерзлых грунтах является использование надлежащих методов вывода из эксплуатации и восстановления. Это включает в себя планирование возможного демонтажа или заброшенности линейного объекта и восстановление грунтов вечной мерзлоты и окружающей среды до их первоначального состояния.

Одним из важных аспектов вывода из эксплуатации и восстановления является использование оценки воздействия на окружающую среду. Эта оценка должна выявить потенциальные последствия вывода из эксплуатации для вечномерзлых почв и окружающей среды и разработать план по смягчению этих воздействий.

Другим важным аспектом вывода из эксплуатации и восстановления является использование надлежащих методов сноса. Это может включать использование таких методов, как контролируемые взрывные работы, экскаваторы и тяжелое оборудование для удаления линейного объекта таким образом, чтобы свести к минимуму ущерб вечномерзлым грунтам и окружающей среде.

После того, как линейный объект был удален, важно предпринять шаги по восстановлению вечномерзлых грунтов и окружающей среды. Это может включать восстановление растительности,

стабилизацию почвы и другие меры по восстановлению вечномерзлых почв и окружающей среды до их первоначального состояния.

Надлежащие методы вывода из эксплуатации и восстановления важны для долгосрочной устойчивости линейных объектов, построенных на вечномерзлых грунтах. Используя оценку воздействия на окружающую среду, надлежащие методы сноса и шаги по восстановлению вечномерзлых грунтов и окружающей среды, можно свести к минимуму воздействие вывода из эксплуатации на вечномерзлые грунты и окружающую среду. Также важно учитывать долгосрочные последствия изменения климата для вечномерзлых почв и соответствующим образом планировать обеспечение защиты вечномерзлых почв и окружающей среды для будущих поколений.

Литература

1. Под ред. Велли Ю. Я., Докучаева В. П., Федорова Н. Ф. Л., Стройиздат , Справочник по строительству на вечномерзлых грунтах., 1977, 552 с.
2. Ананьев В.П., Потапов В.Д. Инженерная геология: Учебник. – М.: Высш. шк., 2002. – 511 с.
3. Васьковский А. П., Шкляр Н. Д. Конструкции гражданских зданий для строительства на Севере. Л.: 1979. 136 с.

СОВРЕМЕННАЯ ОВРАЖНАЯ ЭРОЗИЯ В НАСЫПНЫХ ГРУНТАХ СТРОЯЩЕГОСЯ ГОРОДА ИННОПОЛИС

Салихова Эльвира Наилевна

Институт геологии и нефтегазовых технологий, аспирант 2 года обучения, г. Казань

e-mail: Salikhova.en@gmail.com

Королёв Альберт Эдуардович

Институт геологии и нефтегазовых технологий, магистр 1 курса г. Казань

e-mail: albert-korolev-kpfu@mail.ru

Научный руководитель: *к.г.-м.н., доцент, Королёв Эдуард Анатольевич*

Аннотация: В работе приведены результаты полевых исследований состояния массивов насыпных грунтов на участке строительства кампусов в г. Иннополис. Установлено, что насыпные грунты характеризуются неоднородным строением. Сухой способ отсыпки обусловил преобладание в массиве насыпного грунта слабых структурных связей. Поэтому в нем активизировались процессы ручейковой эрозии. В течение весны-осени ручейковая эрозия сформировала в техногенных грунтах промоины, постепенно развившиеся в молодые овраги.

Ключевые слова: Татарстан, город Иннополис, насыпные грунты, ручейковая эрозия, молодые овраги.

MODERN GULLY EROSION IN THE BULK SOILS OF THE CITY OF INNOPOLIS UNDER CONSTRUCTION

Salikhova Elvira Nailevna

Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, 2st year postgraduate student, Kazan

e-mail: salikhova.en@gmail.com

Korolev Albert Eduardovich

Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, Master's Degree Student, Kazan

e-mail: albert-korolev-kpfu@mail.ru

Research Supervisor: *Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Eduard A. Korolev*

Abstract: The paper presents the results of field studies of the state of bulk soil arrays at the campus construction site in Innopolis. It is established that bulk soils are characterized by a heterogeneous structure. The dry method of dumping caused the predominance of weak structural bonds in the bulk soil array. Therefore, the processes of stream erosion have intensified in it. During the spring and autumn, stream erosion formed gullies in man-made soils, which gradually developed into young ravines.

Keywords: Tatarstan, the city of Innopolis, bulk soils, stream erosion, young ravines.

Начиная с 2012 года, на территории Верхнеуслонского района Республики Татарстан начали возводить новый город Иннополис. Под освоение выделено 1200 га территории в месте слияния двух рек Волги и Свияги. Город строится в пределах эрозионно-денудационного плато эоплейстоценового возраста с абсолютными отметками поверхности 170,0-182,0 м. Площадка застройки относительно ровная с преобладающим слабым уклоном в северо-восточном направлении. Склоны плато изрезаны сетью овражно-балочных систем протяженностью до 5,0 км. Древние овраги прорезают отложения северодвинского, уржумского и казанского ярусов, слагающих эрозионно-денудационный останец в основание города Иннополис [1,4]. В настоящее время, согласно генплану застройки, на территории города подготавливается строительная площадка для постройки новых кампусов для проживания студентов. Особенностью участка является близость крупной балки, осложняющей работы по строительству объектов.

Балка характеризуется корытообразным поперечным профилем. Стенки выположены до углов около 25-30°. Тальвег широкий, относительно ровный. Стенки и дно балки покрыты кустарниками и высокими деревьями толщиной до 25,0 см. Пологие элементы эрозионного рельефа и характер дре-

весной растительности указывают на длительный период стабилизации балочной системы. Перепад высот между бровкой склона и тальвегом составляет 5,0-10,0 м, что требует провести работы по планировке участка строительства. Дно и стенки балки сложены делювиальными четвертичными отложениями, представленными полиминеральными темно-бурыми суглинками. В течение геологического времени формирования суглинки уплотнились, став относительно устойчивыми к внешнему воздействию осадочными породами. Почвенно-растительный слой, снижающий интенсивность поверхностного стока вод атмосферных осадков, исключал размыв четвертичных грунтов в бортах и тальвеге балки [3,5].

Для ликвидации естественного эрозионно-аккумулятивного понижения в пределах строительной площадки предполагается использовать насыпные грунты. В период с весны до осени были проведены первые отсыпки техногенных слоев. Основу насыпных грунтов составляют в различной степени выветрелые глины, мергели и песчаники северодвинского яруса. В процессе застройки поверхности эрозионно-денудационного эплейстоценового плато эти элювированные покровные грунты были сняты и перемещены в отвалы. Часть отвалов просуществовали более 1 года. За это время наиболее крупные куски пород в краевых частях отвалов распались на более мелкие обломки. За счет дезинтеграции складированные обломки пород приобрели свойства дисперсных грунтов, близкие по свойствам к суглинкам. Подобные грунты были послойно отсыпаны на склонах балки и уплотнены тяжелой техникой. В насыпные перемещенные грунты периодически сбрасывались хозяйственные и строительные отходы, ранее накопленные на строительных площадках. Строительный мусор представлен битым кирпичом, фрагментами бетонных конструкций и кусками стекол (рис. 1).



Рис. 1. Фрагменты бетонных конструкций в тальвеге молодого оврага

При уплотнении насыпных грунтов крупные фрагменты мусора оказались вдавлены в песчано-суглинистый материал. Таким образом, на северо-восточном склоне балки был постепенно сформирован слой техногенного насыпного грунта мощностью от 1,5 до 10,0 м.

В разрезах толщи насыпных грунтов со стороны тальвега балки отчетливо видно их неоднородное строение, обусловленное включениями крупных фрагментов осадочных пород и строительного мусора в дисперсной массе красно-бурых суглинков. Несмотря на выполняющуюся технологию уплотнения, отсыпанный сухим способом грунт представляет собой достаточно плохо структурированную массу, между элементами которой нет прочных связей. По однородности состава и сложения грунт можно классифицировать, как свалка грунтов, отходов производства и бытовых отходов, характеризующихся неоднородным составом и сложением, неравномерной плотностью и сжимаемостью.

Подобное сложение толщи насыпного грунта делает его неустойчивым к ручейковой эрозии. В период выпадения атмосферных осадков воды поверхностного стока сливаются в ложбинках рельефа, образуя ручейки, которые устремляются вниз по склону балки. Достигнув неслежавшихся насыпных грунтов, ручейки формируют в них эрозионные борозды, протяженностью в несколько десятков метров. Скорость водного потока в ручейках вполне достаточна для постоянного выноса дисперсного материала в основание создающегося русла временного потока. Постепенно русло углубляется, увеличивается угол наклона канала стока, в верховьях эрозионной промоины образуется вершинный перепад. Таким образом, в теле насыпных грунтов формируются молодые овраги. Базисом эрозии образовавшихся оврагов является уровень поверхности тальвега балки. Устье оврагов открываются в балку, в устьевой части оврагов отмечены конусы выноса продуктов разрушения насыпи.

В настоящее время на склоне балки, где проводились работы по отсыпке техногенных грунтов, проявилось 7 молодых, активно развивающихся оврагов (рис. 2).



Рис. 2. Космоснимок сети молодых оврагов

Все они расположены параллельно друг к другу, имеют общую площадь питания поверхностного стока, ориентированы в сторону тальвега балки. Все новообразованные овраги, сформированные в массиве насыпи, характеризуются V-образным поперечным профилем, борта оврагов сложены неоднородным насыпным грунтом. Высота бортов оврагов варьируется от 0,3-0,5 м в верховьях до 8,0 м в средней и нижней части. Угол наклона бортов – 20-85°, борта оврагов преимущественно незадернованы, редко – слабо задернованы. Овраги активно развиваются, как в длину, так и в глубину. В нижней и средней частях растущих оврагов отмечается уширение их поперечных профилей вследствие разрушения откосов (бортов). Часть оврагов не дошла до базиса эрозии, их устья только частично прорезают массив насыпных грунтов, часть – уже выходит устьем в тальвег балки. К последним относится овраг, расположенный в восточной части от строительной площадки. Учитывая осо-

бенности его геоморфологического строения, глубину и протяженность, можно заключить, что данный овраг является наиболее динамично развивающимся. В ходе планировки участка была сделана попытка его стабилизации путем установки дренажной трубы для отвода избыточного количества воды. Однако, данное технологическое решение не имело успеха. Размыв грунта пошел вдоль дренажной трубы со стороны внешних стенок. В результате этого между трубой и стенками грунтового массива за счет выноса дисперсного материала образовались щелевидные зазоры. Постепенно увеличиваясь в размерах, они ослабили сцепление гофрированной дренажной трубы с грунтом, что в последствие привело к разрушению подземной коммуникации. При последнем осмотре дренажная труба была вынесена водным потоком в тальвег балки с последующим ее перемещением вниз по днищу захороненного оврага (рис. 3).



Рис. 3. Разрушение дренажной системы

Усиление интенсивности поступления вод атмосферных осадков в тальвег балки, а также их сосредоточенный сток, вызвало активизацию овражной эрозии склонов и дна погребенного оврага. Возникла ситуация, способствующая возникновению нового размыва четвертичных делювиальных суглинков. От устьев молодых оврагов, достигших основания массива насыпных грунтов, по склонам балки отмечается развитие узких промоин, глубиной от 0,5 до 2,0 м. В отличие от V-образных овра-

гов в теле техногенного грунта, промоины имеют практически вертикальные стенки с каньонообразным поперечным профилем. Подобное строение профиля обусловлено более высокой устойчивостью слежавшихся четвертичных суглинков к процессам обрушения за счет их длительного периода самоуплотнения под собственным весом. Немалый вклад в развитие каньонообразного поперечного профиля вносит характер размыва делювиальных суглинков. В отличие от оврагов техногенного массива, развивающихся за счет поверхностного размыва, здесь размыв преимущественно подземный. Временные потоки вод атмосферных осадков на склонах балки пробивают подземные тоннели, вынося твердые дисперсные частички вниз по течению. При этом над тоннелями сохраняется пласт слежавшихся суглинков, укрепленный корневой системой деревьев, кустарников и трав. Со временем пласт суглинков обрушивается. При этом часть грунта, скрепленного разветвленной корневой системой многолетних трав (дернина), образует козырьки над провалами или как плащом прикрывает стенки верхов промоины, не давая осыпаться дисперсному материалу [2,6]. Подобный характер развития овражной эрозии способствуют подмыванию корней кустарников и деревьев, что приводит к их наклону и падению. В результате этого вокруг развивающихся оврагов отмечаются многочисленные повалы деревьев и вырванные из грунта кустарники. Часть из них в дальнейшем сезонными водными потоками перемещаются вниз по склонам и тальвегу балки.

Исходя из всего вышеизложенного, можно заключить, что на данный момент дальнейшее развитие и активизация эрозионных процессов на участке планирования неизбежны, ввиду широкого распространения неконсолидированных насыпных грунтов преимущественно глинистого состава. При этом со временем процессами эрозии будут охвачены и четвертичные делювиальные суглинки, слагающие стенки и дно балки.

Литература

1. Королёв А.Э., Салихова Э.Н., Бариева Э.Р. Строение грунтового массива в основании города Иннополис // *Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана и сопредельных территорий*. 2022. №14. С. 89-93.
2. Миронов О.В. Из опыта борьбы с оврагообразованием // *Лесохозяйственная информация : электрон. сетевой журн.* 2017. № 2. С. 78–90. URL: <http://lhi.vniilm.ru/>
3. Побединский А.В. Водоохранная и почвозащитная роль лесов: изд. 2-е / А. В. Побединский. – Пушкино: ВНИИЛМ, 2013. 208 с
4. Салихова Э.Н., Королёв А.Э., Королёв Э.А. Грунтовые условия строительной площадки западной окраины города Иннополис // *Геология в развивающемся мире [Электронный ресурс] : сборник научных трудов по материалам XV Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых / отв. ред. И.С. Зорин ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2022. С. 344-346.*
5. Сучков Д.К. Противозэрозионные насаждения и мероприятия на смытых и размываемых почвах // *Научно-агрономический журнал*. 2020. №2(109). С.56-61.
6. Теодоронский В.С., Филипьев М.А. Биоинженерное укрепление склонов на выраженном рельефе // *Лесной вестник*. 2015. №5. С. 107-112.

РАСЧЁТ УСТОЙЧИВОСТИ СКЛОНА МЕТОДОМ Г.Л. ФИСЕНКО

Тепленин Даниил Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, Пермь
daniilteplenin@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Алванян Карине Антоновна

Аннотация: Изучена и рассмотрена методика Г.Л. Фисенко по расчёту устойчивости склона. Рассчитаны критические параметры склона однородного строения и прямолинейного профиля, определена ширина призмы обрушения, построена схема наиболее опасной поверхности скольжения, вычислен коэффициент устойчивости склона.

Ключевые слова: коэффициент устойчивости склона, метод Г.Л. Фисенко, критические параметры склона, призма обрушения, поверхность скольжения, инженерно-геологические условия.

CALCULATION OF SLOPE STABILITY BY THE METHOD OF G.L. FISENKO

Teplenin Daniil Sergeevich

*Perm State University,
4th year student, Perm
daniilteplenin@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader Alvanyan Karine Antonovna

Abstract: Studied and considered the technique of G.L. Fisenko on the calculation of slope stability. The critical parameters of a slope of a homogeneous structure and a straight profile are calculated, the width of the collapse prism is determined, a scheme of the most dangerous sliding surface is constructed, and the slope stability coefficient is calculated.

Keywords: coefficient of slope stability, method G.L. Fisenko, critical parameters of the slope, collapse prism, sliding surface, engineering-geological condition.

Введение

Склоновые процессы имеют широкое распространение. Их выявление при проведении инженерно-геологических изысканий подразумевает под собой не только качественную оценку, но и количественную, которая является определяющей в принятии проектных решений будущего здания или сооружения. Оценка устойчивости склонов и ее достоверность является актуальной темой современности. Разнообразие инженерно-геологических условий повлекло разработку множества методик расчетов. Действующие отечественные инструкции по вычислению коэффициента устойчивости склона требуют выполнять все расчёты с применением метода Г.Л. Фисенко (ВНИМИ) [2]. Данный метод считается наименее трудоёмким и более точным способом количественной оценки и прогноза устойчивости склона, предлагаемый к использованию при массовых инженерно-геологических изысканиях с целью выполнения требований СП [3] по основным положениям инженерных изысканий в строительстве.

Цель работы: расчет коэффициента устойчивости склона методом Г.Л. Фисенко (ВНИМИ).

Для достижения поставленной цели необходимо: вычислить критические параметры для склона однородного строения и прямолинейного профиля; определить ширину призмы обрушения; определить положение наиболее опасной поверхности скольжения.

Основой предложенного метода по расчёту устойчивости склона является выяснение положения и определённый порядок построения наиболее вероятной поверхности скольжения в однородных горных породах.

Расчет устойчивости склона проведен в рамках камеральной обработки данных проектируемой линии ВЛ вблизи посёлка Белореченский Иркутской области.

В геоморфологическом отношении исследуемая территория, согласно схеме инженерно-геологического районирования, расположена в пределах Иркутского региона (область II порядка) в пределах Иркутской юрской впадины в юго-западной части Сибирской платформы (область I порядка) [1,4].

В гидрогеологическом отношении, согласно данным гидрогеологического районирования, исследуемый участок приурочен к Каннскому артезианскому бассейну второго порядка, входящему в состав Ангаро-Ленского артезианского бассейна [1,4].

Из опасных геологических процессов и неблагоприятных инженерно-геологических явлений на исследуемом участке отмечаются подтопление подземными и поверхностными водами, сезонное промерзание, пучинистость грунтов, заболачивание территории, развитие карста и оползневых процессов [1,4].

В геологическом строении исследуемой территории принимают участие озерно-аллювиальные нерасчлененные четвертичные отложения придолинных склонов и эрозионно-аккумулятивных водораздельных поверхностей, аллювиальные нерасчлененные четвертичные отложения аккумулятивных террас долины р. Ангара и ее притоков, элювиальные отложения нижней-средней юры [1,4].

Разрез в районе предполагаемого развития оползня представлен песком маловлажным средней крупности с параметрами: удельное сцепление, $C = 0$, удельный (объемный) вес, $\rho = 1,64 \text{ г/см}^3 = 0,016 \text{ МН/м}^3$, угол внутреннего трения, $\varphi = 35$; и суглинком полутвёрдым с параметрами: удельное сцепление, $C = 35 \text{ кПа} = 0,035 \text{ МПа}$, удельный (объемный) вес, $\rho = 2,0 \text{ г/см}^3 = 0,02 \text{ МН/м}^3$, угол внутреннего трения, $\varphi = 27$, $E = 9,1$.

Также, предельная высота склона, $H_{кр} = 27 \text{ м}$, длина склона, $l = 94 \text{ м}$, и тангенс угла внутреннего трения, $\text{tg}(\varphi) = 20^\circ$.

По методике Г.Л. Фисенко [2], имея вышеизложенные исходные данные, расчёт устойчивости начинается с определения критических параметров склона однородного строения и прямолинейного профиля.

Безразмерная величина, H' , определяемая по графику А.М. Демина (рис. 1), вычисляется по формуле (1):

$$H' = \frac{H_{кр} \rho}{C} = \frac{27 * 0,02}{0,035} = 15,4 \quad (1)$$

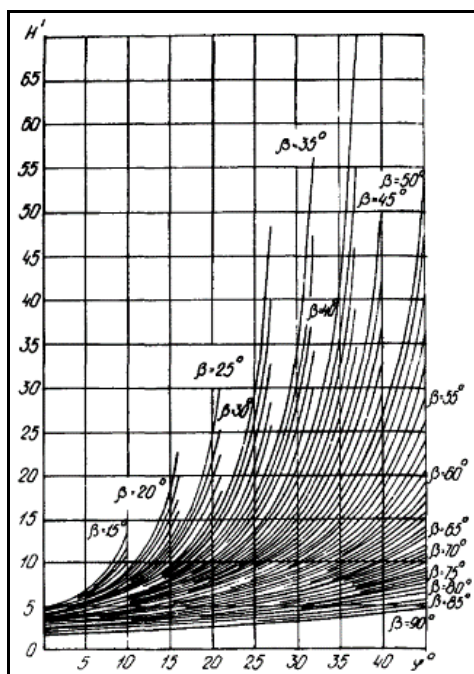


Рис. 1. График А.М. Демина для предельных склонов однородного строения и прямолинейного профиля

По данному графику (рис. 1) определяем, что при $H' = 15,4$ и $\varphi = 28^\circ$ величина критической крутизны, $\beta_{кр}$, составит 23° .

Для определения критического значения удельного сцепления, $C_{кр}$, и угла внутреннего трения, $\varphi_{кр}$, был построен график критических величин сцепления и тангенса угла внутреннего трения (рис. 2):

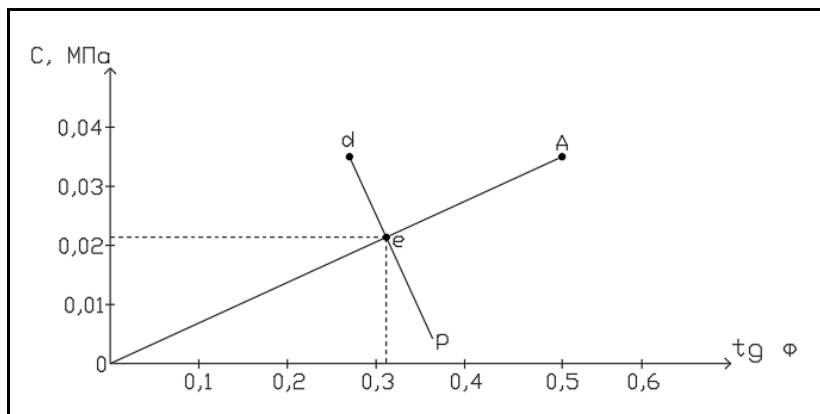


Рис. 2. График критических величин сцепления и тангенса угла внутреннего трения

На данном графике точка e на пересечении графика с линией АО соответствует критическим значениям $C_{кр} = 0,021$ МПа; $\text{tg } \varphi_{кр} = 0,32$ и $\varphi_{кр} = 18^\circ$.

После вычисления критических параметров склона необходимо определить ширину призмы обрушения.

Для этого необходимо по формуле 2 вычислить глубину трещины отрыва:

$$H_{90} = \frac{2 * C_{кр} * \cot(45^\circ - \frac{\varphi_{кр}}{2})}{\rho} = \frac{2 * 0,021 * \cot(45^\circ - \frac{18}{2})}{0,02} = 2,87 \text{ (м)} \quad (2)$$

Далее определяем отношение по следующей формуле (3):

$$\frac{H}{H_{90}} = \frac{27}{2,87} = 9,40 \quad (3)$$

По графику Г.Л. Фисенко (рис. 3) определяем, что при $\varphi_{кр} = 18^\circ$ и величине отношения H/H_{90} (3), отношение a/H_{90} составит 1,3.

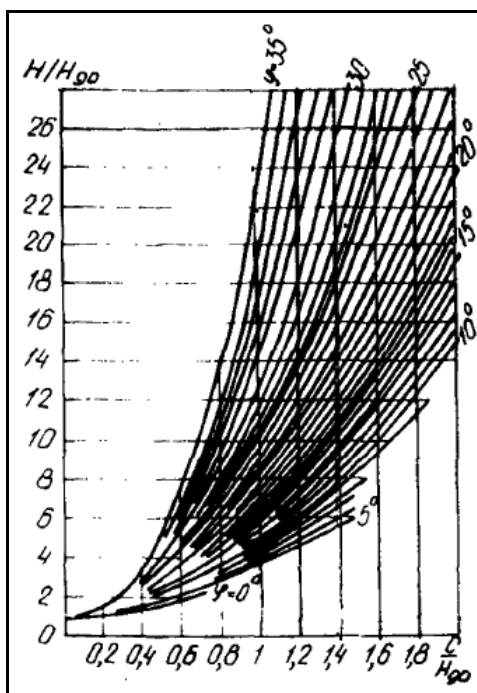


Рис. 3. График Г.Л. Фисенко для определения зависимости между высотой склона H и шириной призмы обрушения a

По величине отношения a/H_{90} находим ширину призмы обрушения, a , по следующей формуле (4):

$$\alpha = 1,3 * H_{90} = 1,3 * 2,87 = 3,7 \text{ (м)} \quad (4)$$

На основе инструкции по построению наиболее опасной поверхности скольжения в однородных породах по методике Г.Л. Фисенко (ВНИМИ) [2], с помощью программы AutoCAD, была построена схема, представленная на рисунке 4.

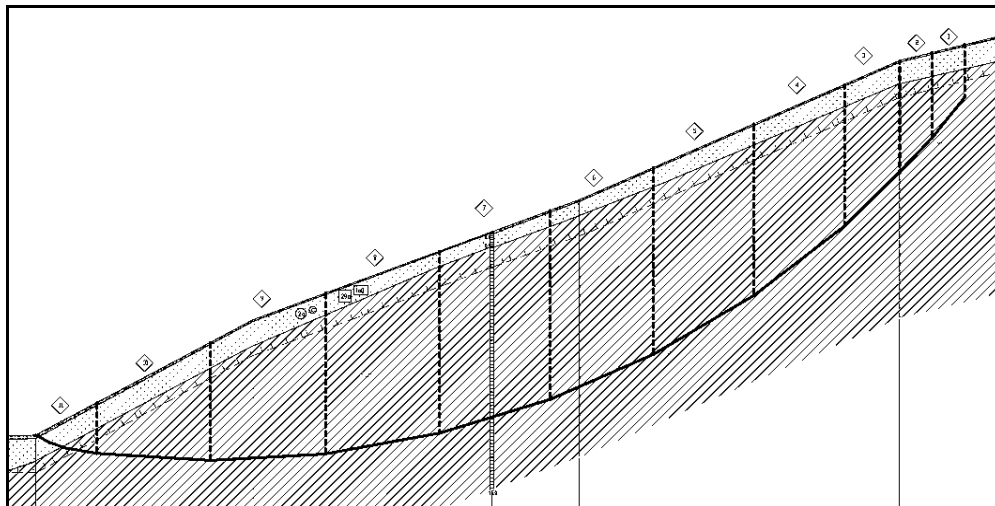


Рис. 4. Схема положения наиболее опасной поверхности скольжения исследуемого склона

При отсутствии водоносных горизонтов в массиве пород, формула (5) для определения коэффициента устойчивости с учётом сейсмических воздействий имеет следующий вид:

$$K_y = \frac{\sum p_i (\cos \alpha_i - m \sin \alpha_i) \operatorname{tg} \varphi_i + \sum C_i l_i * 1 \text{ м} + \sum p_i \sin_i''}{\sum p_i \sin \alpha_i'' + \sum p_i m \cos \alpha_i} \quad (5)$$

На основе определения осреднённых показателей, а также вычисления длины подошвы отсека, L (м), угла наклона подошвы отсека, α_i (град.), площади отсека, V_i (м^2) по схеме поверхности скольжения в однородных породах (рис. 4) согласно формуле 5 коэффициент устойчивости склона – $K_y = 1,80$.

Склон или его морфологический элемент считается устойчивым, если $K_y > 1$.

Заключение

В результате проведенного исследования была изучена и рассмотрена методика Г.Л. Фисенко (ВНИМИ) по расчёту устойчивости склона. На конкретном примере (оползневой склон вблизи посёлка Белореченский Иркутской области) посредством определения критических параметров, ширины призмы обрушения и положения наиболее опасной поверхности скольжения, был рассчитан коэффициент устойчивости исследуемого склона.

По результатам расчета склон считается устойчивым, в связи с чем изменение проектных решений не требуется.

Литература

1. Инженерная геология СССР. В 8-ми томах. Том 3. Восточная Сибирь. Москва. Изд-во Моск. ун-та. 1977. 657 с.
2. ПНИИИС Госстрой СССР. Рекомендации по количественной оценке устойчивости оползневых склонов. Москва. Стройиздат, 1984. 80 с.
3. СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96.
4. Атлас Иркутской области. Москва-Иркутск. 1962. URL: http://irkipedia.ru/content/atlas_irkutskoy_oblasti_moskva_irkutsk_1962_g_soderzhanie.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА МЕХАНИЧЕСКОЙ СУФФОЗИИ

Шарипова Вилена Радиковна

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, студентка 3 курса, г. Казань
Scharipowa.vilena@yandex.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель, Гараева Анастасия Николаевна

Аннотация: Экспериментальное моделирование процесса механической суффозии является актуальной задачей в области инженерной геологии. В данной статье рассматривается моделирование процесса суффозии дисперсной карбонатной муки на трещиноватом скальном массиве, используя раздвижную трещину. Результаты могут быть использованы для улучшения методов предотвращения суффозии и повышения безопасности строительства на трещиноватых скальных массивах, помочь инженерам и проектировщикам определить оптимальный способ закрепления грунта на склоне или при строительстве фундамента на трещиноватом грунте.

Ключевые слова: суффозия, физическое выветривание, свойства, элювиальные грунты.

EXPERIMENTAL MODELING OF MECHANICAL SUFFUSION PROCESS

Sharipova Vilena Radikovna,

*Kazan (Volga Region) Federal University, 3rd year student, Kazan,
Scharipowa.vilena@yandex.ru*

Scientific chief: Garaeva Anastasia Nikolaevna

Abstract: Experimental modeling of the process of mechanical suffusion is an urgent task in the field of engineering geology. This article discusses the modeling of the process of suffusion of dispersed carbonate flour on a fractured rock mass using a sliding crack. The results can be used to improve methods of preventing suffusion and improving the safety of construction on fractured rock massifs, to help engineers and designers determine the optimal way to fix the soil on a slope or when building a foundation on fractured soil.

Keywords: suffusion, physical weathering, features, eluvial soils.

Введение. Процессы суффозии являются актуальной проблемой и могут представлять серьезную проблему при строительстве и инженерно-хозяйственной деятельности человека. С увеличением темпов развития градостроительства, и как следствие, городской инфраструктуры, а также всевозможных подземных коммуникаций, увеличивается и техногенная нагрузка на застраиваемые территории. Поэтому, все чаще возникает необходимость оценки развития геологических процессов, связанных именно с техногенным воздействием. На летней практике я заметила, что на территории Советского района Казани поселка Дербышки, где у нас проходил один из маршрутов практики, было очень много суффозионных воронок. Это и привлекло мое внимание и тогда я задумалась о курсовой работе.

В ходе работы был произведен обзор известных устройств для определения суффозионной устойчивости в строительстве и инженерной геологии. Из исследованного уровня техники выявлено, что для реализации известной процедуры испытаний повсеместно применяются устройства для определения суффозионной устойчивости по методике лабораторного определения коэффициента фильтрации грунтов (ГОСТ 25584-90) и по методике лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости грунтов (ГОСТ 12248.5-2020).

Целью нашего эксперимента является изучение напряженного деформированного состояния карбонатной муки мощностью 0,3 метра, лежащей на трещиноватом скальном массиве при действии нагрузки и фильтрации воды на сконструированном оборудовании кафедры общей геологии и гидрогеологии ИГиНГТ (патент № 2022110200 от 15.04.2022 МПК-2022.01 G01N 3/10 «Устройство для определения суффозионной устойчивости и деформационных свойств грунтов и способ его использования») [1].

Объектом исследования выбраны элювиальные грунты карбонатных пород на территории Республики Татарстан Советского района Казани поселка Дербышки.

Характеристика инженерно-геологических условий территории.

Поселок Дербышки – это крупный микрорайон Советского района г. Казани Республики Татарстан с населением более 85 тыс. жителей включает крупнейший городской посёлок Казани Дербышки, а также значительно меньшие, рядом расположенные деревни Большие Дербышки, Малые Дербышки и Станционные Дербышки. К северу находится посёлок Киндери, к востоку – посёлок Аки, к югу – посёлок Нагорный и основная часть Казани. Этот поселок находится вблизи рек Казанки, Киндерка и Нокса.

С инженерно-геологической точки зрения комплекс представляет собой сложную построенную толщу пород неоднородных по составу, строению с изменчивыми физико-механическими параметрами. В приповерхностных горизонтах грунты комплекса в значительной степени подвергаются выветриванию и приобретают свойства элювиальных грунтов.

Климат характеризуется умеренно-влажным и умеренно-теплым и, в значительной степени, формируется под влиянием западного переноса воздуха. Продолжительность тёплого периода составляет 219 дней году, холодного – 146. Самым тёплым месяцем год является июль со средней температурой около 19-20 °С, наиболее холодный месяц – январь – средняя температура около – 12-13 °С. Среднегодовое количество осадков 503 мм, в вегетативный период 493 мм. Глубина общего промерзания грунта до 2 м.

Вода здесь отличается чрезмерной жесткостью водоснабжение которого осуществляется из подземных источников до 14-16 моль/дм³ и минерализацией до 1,5 г/дм³. А вот параметры, характеризующие наличие органических веществ в воде, напротив, одни из самых низких в районе. В этой воде содержится много магния, кальция и ионов натрия. Подземные воды залегают на глубине 40-50 м.

По всей территории поселка Дербышки образованы большие карстовые воронки. И они встречаются на всех террасах, склонах и долинах. В окрестностях поселка на правом берегу р. Киндерка, которая протекает на этой территории, зафиксировано значительное количество современных карстово-суффозионных павалов. На правом берегу реки Киндерки у восточной оконечности поселка Аки поверхностные карстовые формы рельефа имеет вид линейных борозд, шириной от 0,5 м до 3 м, взаимопересекающихся и ориентированных, преимущественно, вкрест простирания склона. Карст связан с вертикальной циркуляцией подземных вод в толще карбонатных пород казанского яруса. Глубина воронок составляет несколько десятков метров. Часть массивных воронок, сливаясь, образуют карстовые рвы. Вдоль бортов карстовых воронок развиваются рвы оседания. Помимо воронок на территории встречаются борозды, взаимопересекающиеся и ориентированные, преимущественно, вкрест простирания склона.

В пределах этой территории, карстующиеся карбонатные массивы залегают на незначительной глубине. Для этих массивов характерно образование прослоев карбонатной муки, преимущественно, доломитового состава, в толще которой при высоких напорных градиентах может осуществляться суффозионный вынос рыхлого карбонатного материала с образованием карстово-суффозионных форм рельефа. На основе наблюдений можно сделать вывод о том, что эта территория является карстово-неустойчивой. Основные причины возникновения карстовых воронок – наличие карстующихся пород, таких как известняк, доломит, и др. Отложения казанского яруса средней пермской системы. Породы разбиты системой трещин, по которым временными водотоками с поверхности происходит постепенный вынос грунта. В связи с присутствием на прилегающей территории «свежих» карстовых форм, а также учитывая возраст воронок, можно сделать вывод, что вероятность современных проявлений карстового процесса в пределах указанного участка максимальна.



Рис. 1. Карстово-суффозионные воронки на эрозионных поверхностях средней части склонов поселок Дербышки

Методика выполнения работ. В эксперименте использовалась специально разработанная установка, которая позволяла воспроизвести условия трещиноватого скального массива. Была создана раздвижная трещина внутри скальной модели, а на ее поверхность была уложена карбонатная мука толщиной 0,3 метра. Затем на поверхность была приложена нагрузка, и проведена фильтрация воды через трещину [1]. Прозрачные стенки камеры позволяют визуально наблюдать характер протекания процесса суффозии. Момент начала суффозионного выноса грунта, его остановка вследствие кольматации и дальнейшее возобновление при достижении критического размера ширины раскрытия щели дополнительно контролируются в автоматическом режиме с помощью проточного датчика мутности.

Лабораторные исследования на физические свойства элювиальных грунтов произведены СП 47.13330.2012 [2] с соблюдением ГОСТ 25100-2020 [3] рекомендаций по оценке инженерно-геологических свойств элювия карбонатных грунтов и учету их изменения при строительстве (ПНИ-ИС г. Москва, 1986 г.) [4].

Результаты.

Для проведения эксперимента были использованы материалы, полученные в результате исследования грунтов и пород на объекте исследования. Были определены физические свойства грунтов и пород, а также их состав. На основании полученных данных были подобраны аналоги грунтов и пород для проведения моделирования в лабораторных условиях. Гранулометрический состав грунтов представлен в таблице №1.

Таблица 1

Результаты гранулометрического состава грунтов

Номер образца	Коэффициент неоднородности	Фракции грунта, мм						
		5	5-2	2-1	1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,05
1	1	0	2,6	11,07	22,7	62,5	1,05	0,12
2	2	0,64	0,86	0,63	3,27	36,44	48,54	10,05
3	3	5,53	1,57	0,81	8,31	32,77	43,37	6,69
4	4	0	0,5	0,76	29,27	46,44	20,54	1,97
5	5	7,1	20,2	30,2	22,6	21,41	1,5	0,1
6	6	9,4	14,68	28,81	8,92	29,99	8,46	0,23

Методика эксперимента заключалась в следующем: для испытаний взяты образцы карбонатно-глинистой муки бесструктурного элювия – 6 разновидностей по гранулометрическому составу, которые были выделены ранее, повторность эксперимента составляла 3 раза на одну разновидность грунта [5].

Исследуемый грунт укладывали в суффозионный лоток слоями подвергая его легкому уплотнению, затем на поверхность уложенного исследуемого грунта подсыпали пригрузочный слой для более равномерного распределения расхода воды, втекающей в верхний отсек суффозионного лотка. Далее исследуемый грунт подвергли уплотнению штампом при помощи электромеханического вер-

тикального нагрузочного устройства, фиксируя при этом показания усилий и деформаций с помощью блока управления и регистрации сигналов. Время условной стабилизации составил 1 ч. [5].

Затем проводили водонасыщение образца капельным поливом через штамп сверху вниз до полного водонасыщения. Затем водой из напорного бака создавали фильтрационный поток на поверхность штампа с капельным поливом. Градиент фильтрации в образцах суффозионного грунта подбирался так, чтобы заполнитель приходил в движение при значениях, измеряемых десятками долями единицы, при этом в приборе фиксировалось увеличение водопроницаемости образца как результат прогрессирующего выноса заполнителя. Профильтрованная вода стекала в раздвижную полую щель, оборудованную винтовым устройством и регулятором раскрытия щели, при этом в процессе эксперимента осуществлялась плавное увеличение раскрытия щели до появления устойчивого суффозионного выноса частиц грунта в прозрачный грунтосборник [5].



Рис. 2. Внешний вид устройства с моделируемым грунтом

Таким образом, в процессе эксперимента для грунтов различного гранулометрического состава имеется возможность инструментальной фиксации двух величин – начальной ширины раскрытия трещины, соответствующей активизации суффозионного выноса самых мелких частиц, и критической ширины раскрытия, при достижении которой процесс суффозии приобретает незатухающий характер.

Таблица 2

Результаты исследований моделируемого процесса

Коэффициент неоднородности	Градиент напора	Кф min м ³ /сут	Начальная ширина раскрытия трещины	Кф max м ³ /сут	Критическая ширина раскрытия трещины
1	1	0,2072	0,2	0,414	0,4
2	1	0,2072	0,2	0,414	0,4
3	1	0,2072	0,2	0,518	0,5
4	1	0,31	0,3	0,6216	0,6
5	1	0,31	0,3	0,6216	0,6
6	1	0,31	0,3	0,6216	0,6

Результаты эксперимента показали, что при наличии раздвижной трещины в скальном массиве, процесс суффозии дисперсной карбонатной муки происходит более интенсивно и быстрее при максимальном раскрытии трещины, при минимальном открытии трещины наблюдаем начальный процесс суффозии с затухающим характером в виде кольматации. Диапазон с коэффициентом неоднородности 3-4 можно считать переходным между суффозионно-устойчивыми и суффозионно-неустойчивыми грунтами.

Также было установлено, что в процессе суффозии происходит изменение напряженно-деформированного состояния карбонатной муки, а именно, возникают напряжения в верхней части

массива, а давление воды в трещинах может вызвать разрушение карбонатной муки и увеличение интенсивности процесса суффозии

Заключение.

Результаты эксперимента показали, что при действии нагрузки и фильтрации воды происходит деформация карбонатной муки и скального массива, что может привести к развитию опасных геологических процессов, таких как обрушения скальных массивов и оползни. Таким образом, экспериментальное моделирование процесса механической суффозии на трещиноватом скальном массиве с использованием раздвижной трещины является эффективным способом изучения этого процесса и может помочь в предотвращении возможных геологических рисков в будущем.

Литература

1. Патент № 2022110200 от 15.04.2022 МПК-2022.01 G01N 3/10 «Устройство для определения суффозионной устойчивости и деформационных свойств грунтов и способ его использования»
2. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. I. Общие правила производства работ. – М.: Госстрой России, 1997. – 47 с.
3. ГОСТ 25100 2020. Грунты. Классификация. – Введ. 01.01.2021. – М.: Стандартинформ, 2020. – 41 с.
4. ПНИИС. Рекомендаций по оценке инженерно-геологических свойств элювия карбонатных грунтов и учету их изменения при строительстве. – М.: Стройиздат, 1986. – 32 с.
5. Интегральная оценка суффозионной опасности территории Бугульминского плато Бугульминско-Белебеевской возвышенности / А. И. Латыпов, А. Н. Гараева, О. В. Лунева, Э. А. Королев // Геоэкология. – 2022. – №6. – С. 37-46.

ИЗУЧЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПОБЕРЕЖИЙ ВОТКИНСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА АЭРОКОСМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Юрочкин Даниил Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса, Пермь
yrochkindanko@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Копылов И.С.

Аннотация: Проведен линеаментно-геодинамический анализ на основе аэрокосмических методов побережий Воткинского водохранилища. Выделены 250 тектонических линеаментов разных рангов. Установлены геоактивные зоны с концентрацией экзогенных геологических процессов.

Ключевые слова: аэрокосмические методы, линеамент, дешифрирование космоснимков, Воткинское водохранилище.

STUDY OF TECTONIC FRACTURE OF THE COASTS OF THE VOTKINSKY RESERVOIR BY AEROSPACE METHODS

Yrochkin Daniil Aleksandrovich

*Perm State University,
4th year student, Perm
yrochkindanko@gmail.com*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Kopylov I.S.

Abstract A lineament-geodynamic analysis based on aerospace methods of the coasts of the Votkinsk reservoir was carried out. 250 tectonic lineaments of different ranks have been identified. Geoactive zones with a concentration of exogenous geological processes have been established.

Keywords: aerospace methods, lineament, interpretation of space images, Votkinsk reservoir.

Введение

Важную роль в определении степени активности экзогенных геологических процессов на побережьях водохранилищ играют тектонические нарушения. Одним из эффективных методов картирования тектонической трещиноватости является линеаментно-геодинамический анализ на основе аэрокосмических методов.

Цель исследования: уточнение расположения зон с повышенной геодинамической активностью, с тектоническими нарушениями на территории побережья Воткинского водохранилища, используя аэрокосмические методы.

Объектом исследования является территория побережья Воткинского водохранилища.

Геологические условия

В тектоническом отношении рассматриваемая территория Воткинского водохранилища располагается на юго-востоке Восточно-Европейской платформы (ВЕП), в пределах Верхнекамской впадины (ВКВ) и Пермского свода (ПС) [1]. Верхнекамская впадина протягивается на 350 км шириной 150 км в северо-западном направлении и граничит со склонами Камского, Пермского, Башкирского и Северо-Татарского сводов. Пермский свод осложнен Полазненско-Краснокамским, Каменноложским, Лобановским и Осинским валами, которые выражены системами локальных поднятий преимущественно северо-восточного и субмеридионального простираний.

В геологическом строении верхней части разреза принимают участие терригенные отложениями казанского и уржумского ярусов пермской системы, практически повсеместно перекрытые мало-мощными аллювиально-делювиальными четвертичными образованиями [1,3].

В геоморфологическом отношении территория исследования приурочена к Верхне-Камской впадине, к поверхности аккумулятивно-эрозионных равнин, расчлененных долинами рек и многочисленных балок. Абсолютные отметки поверхности земли варьируют от 90 до 250 м [2,3].

На берегах Воткинского водохранилища распространены геологические процессы гравитационного характера (обвалы, оползни, осыпи), геологические процессы, связанные с влиянием поверхностных вод (эрозия, абразия), а также процессы, связанные с действием подземных вод (суффозия, подтопление, затопление, заболачивание) [2,3,6,7].

Методика и результаты исследования

В 70-е годы XX в. Сылвенской ГГП на рассматриваемой территории применялось дешифрирование аэрофотоснимков (АФС) в процессе государственной гидрогеологической съемки специального изучения побережий водохранилищ. Большой объем изучения АФС и выделения линеаментов на них произведен при проведении нефтегазопроисковых работ. В 2004-2012 гг. И.С. Копыловым было выполнено обобщение всех аэрокосмогеологических работ: была построена аэрокосмогеологическая карта, карта линеаментов и карта геодинамической активности регионального уровня по всему Пермскому краю, включая рассматриваемую территорию [3].

Автором выполнены региональные и зональные аэрокосмогеологические исследования для выделения тектонических линеаментов по современным космическим снимкам (КС). Основными методами являлись геологическое компьютерное дешифрирование и структурно-линеamentно-геодинамический анализ [4,5].

При создании карты линеаментов использовались программы: SASPlanet, ArcGIS Pro.

На космоснимке (Landsat-8) в программе SASPlanet, на территории всего водохранилища и прилегающим к нему территориям, были выделены линеаменты трех рангов: региональные линеаменты протяженностью 50-100 и более км (масштаб 1:1 000 000), зональные линеаменты протяженностью 15-50 км (масштаб 1:500 000), локальные линеаменты протяженностью 5-15 км (масштаб 1:200 000-1:100 000).

После выделения линеаментов KMZ (KML) файлы с помощью модуля Spatial Analyst программы ArcGIS Pro были преобразованы в shape файлы и привязаны к карте в системе координат Pulkovo 1942 3 Degree GK Zone 10. В результате чего были получены карты фактического материала по региональным, зональным и локальным тектоническим линеаментам.

В результате компьютерного дешифрирования на площади 120 x 120 км было закартировано 30 региональных и 100 зональных линеаментов. На площади, непосредственно Воткинского водохранилища выделено 120 локальных линеаментов. Анализ пространственной ориентации линеаментов показывает, что большинство региональных и зональных линеаментов имеют диагональную ориентировку, реже – меридиональную и субширотную ориентировку. Локальные линеаменты имеют разную ориентировку (рис.).

Анализируя плотность и расположение линеаментов, отмечается концентрация региональных и зональных в северо-западной части. Распределение локальных линеаментов показывает, на более высокую их плотность в центральной части территории, около г. Оса. В данном районе располагается крупное по площади Осинское нефтегазовое месторождение. Вероятно, повышенная плотность тектонической трещиноватости по локальным линеаментам связана с развитием Осинского поднятия. Для данного участка характерно наличие локальных геодинамических активных участков, где отмечаются проявление оползней и развитие овражной и склоновой эрозии. В целом, основные закономерности распределения линеаментных полей согласуются с данными предшественников.

Заключение

В результате исследования побережий Воткинского водохранилища по дешифрированию современных цифровых КС с применением программ SASPlanet, ArcGIS Pro были выделены линеаменты трех рангов: региональные линеаменты (масштаб 1:1 000 000), зональные линеаменты (масштаб 1:500 000) и локальные линеаменты (масштаб 1:200 000) в количестве 250 ед. Проведен линеamentно-геодинамический анализ на региональном уровне, выявлены участки территорий с наиболее активными геодинамическими зонами.

Детальный линеamentно-геодинамический анализ, с сопоставлением линеаментов и параметров экзогенных геологических процессов планируется на следующем этапе изучения.

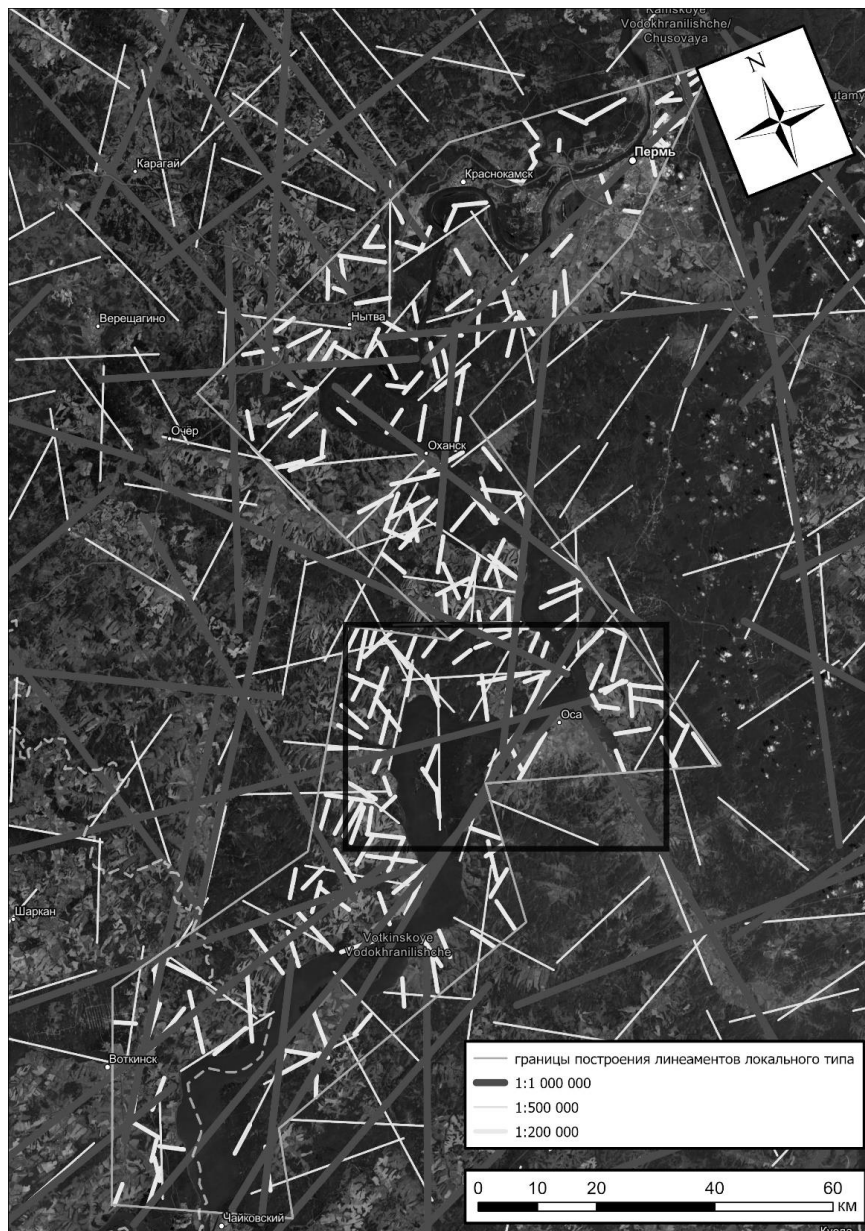


Рис. Карта региональных, зональных и локальных тектонических линейментов территории побережий Воткинского водохранилища (черным контуром выделен участок с наибольшей интенсивностью локальных линейментов)

Литература

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000. Второе поколение Серия Пермская Лист О-40-XXV (Чайковский). Объяснительная записка, 2017. 101 с.
2. Егоров И.Е., Глейзер И.В., Казаков А.Г. Береговые геоморфосистемы правобережья Воткинского водохранилища (в пределах Удмуртии) // Вестник Удмуртского университета. Серия Биология. Науки о Земле. 2020. Т. 30. №4. С. 438-445.
3. Копылов И.С. Геоэкология, гидрогеология и инженерная геология Пермского края. Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2021. 501 с.
4. Копылов И.С. Ландшафтно-геодинамический анализ при поисках нефти и газа: монография. LAP LAMBERT Academic Publishing. Beau Bassin, Mauritius, 2018. 210 с.
5. Копылов И.С. Морфонеотектоническая система оценки геодинамической активности: монография. Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2019. 131 с.
6. Максимович Г.А., Кротова Е.А., Емельянцева К.А. Оползни средней Камы (Воткинское водохранилище) // География Пермской области. 1964. №2. С. 123-131.
7. Печеркин И.А., Печеркин А.И., Гайнанов Ш.Х. Переработка берегов водохранилищ, сложенных песчано-глинистыми и карбонатными породами. Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 2008. 96 с.

*XVI СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»*

***РАЗДЕЛ 5:
ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСОВ, ДИНАМИКИ И ОХРАНЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД,
ГЕОЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ***

*XVI COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»*

***SECTION 5:
PROBLEMS OF RESOURCES, DYNAMICS AND PROTECTION OF
GROUNDWATER
GEOECOLOGY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION***

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД МАЗУЕВСКОЙ КАРСТОВОЙ ДЕПРЕССИИ

Бачурин Никита Алексеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: halkpolnik@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Килин Юрий Афонасьевич

Аннотация: Изучение подземных и поверхностных вод карстовых депрессий является составной частью гидрогеологии карстовых районов. В депрессиях наблюдается частая смена гидрохимических обстановок, в одних случаях формируются пресные гидрокарбонатно-кальциевые воды, которые местное население использует в качестве водоснабжения, в других формируются высокоминерализованные воды сульфатно-кальциевого состава. Мазуевская депрессия уникальный карстовый объект, здесь обнаружено крупнейшее в Европе месторождение целестиновых руд. Химические анализы подтверждают значительное превышение ПДК по стронцию, что может является поисковым признаком наличия месторождения.

Ключевые слова: Мазуевка, карст, поверхностные воды, подземные воды, химический состав.

FEATURES OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF UNDERGROUND AND SURFACE WATERS OF THE MAZUEV KARST DEPRESSION

Bachurin Nikita

*Perm State Research University, 3rd year student, Perm,
e-mail: halkpolnik@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Kilin Yuri Afanasievich

Abstract: The study of underground and surface waters of karst depressions is an integral part of the hydrogeology of karst areas. In depressions, there is a frequent change of hydrochemical conditions, in some cases fresh bicarbonate-calcium waters are formed, which the local population uses as a water supply, in others highly mineralized waters of calcium sulfate composition are formed. The Mazuevskaya depression is a unique karst object, the largest deposit of celestine ores in Europe has been discovered here. Chemical analyses confirm a significant excess of the MPC for strontium, which may be a search sign of the presence of a deposit.

Keywords: Mazuevka, karst, surface water, groundwater, chemical composition.

Под химическим составом природных вод принято понимать весь сложный комплекс минеральных и органических веществ, находящихся в разных формах ионно-молекулярного и коллоидного состояния.

Согласно карстологическому районированию Мазуевская карстовая депрессия является частью Кишертского района развития гипсового и карбонатно-гипсового карста. Депрессия включает в себя карстовую реку Мазуевку и карстовые озера.

Депрессия вытянута с северо-запада на юго-восток на три километра и имеет ширину около четырёхстах метров. В депрессии насчитывается большое количество воронок и других объектов развития карста.

Варсанофьева В.А. впервые обследовала и описала Мазуевскую карстовую депрессию в 1911 году. В 1957-1965 гг её изучением занималась Горбунова К.А. В настоящее время её изучением занимаются сотрудники и студенты кафедры динамической геологии и гидрогеологии ПГНИУ.

Геологические, гидрогеологические и карстологические условия территории исследования

В геологическом отношении Мазуевская карстовая депрессия находится в зоне сочленения Уфимского вала и Уфимско-Соликамской впадины [1,2,3]. Мазуевская карстовая депрессия образовалась на восточном крыле Уфимского вала за счет выщелачивания сульфатных отложений (гипсов и ангидритов) поповской свиты и частично филипповского горизонта кунгурского яруса пермской си-

стемы. Формирование депрессии продолжается в настоящее время об этом свидетельствуют свежие провалы.

Исходя из особенностей геологического строения в пределах Мазуевской депрессии выделяют следующие подразделения:

- сульфатно-карбонатные отложения кунгурского яруса (P_{1kg});
- терригенные породы соликамской свиты уфимского яруса – ($P_{1u sl}$),
- карстово-обвальные (N-Q) и аллювиальные отложения (aQ).

Исследуемая территория расположена в зоне разгрузки карстовых вод Уфимского вала. Воды сформированные в его пределах образуют единый водоносный горизонт сульфатно-кальциевых вод. Сток подземных вод сконцентрирован в наиболее закарстованных и трещиноватых зонах, а также по литологическим контактам пород. Разгрузка вод горизонтальной и сифонной циркуляции Уфимского вала осуществляется в виде нисходящих и восходящих источников, фильтрацией в аллювий и карстовые брекчии, кроме того, в выветрелые гипсы, что создает условия для образования сульфатно-кальциевых вод с минерализацией до 3 г/дм^3 . В районе преобладает закрытый и подаллювиальный типы карста, который характеризуется разнообразными формами проявления. Мазуевский участок относится ко второй стадии развития гипсового карста – озерная депрессия с сульфатными источниками. Сток подземных вод внутри депрессии направлен с северо-запада от зоны поглощения к зоне восходящей сифонной разгрузки в долине реки Мазуевка, являющейся притоком основной дрены – р. Сылвы.

Химический состав поверхностных вод карстовой депрессии

В 2014, 2017, 2023 гг. были проведены отборы поверхностных и подземных вод карстовой Мазуевской депрессии. Схема опробования представлена на рисунке 1.

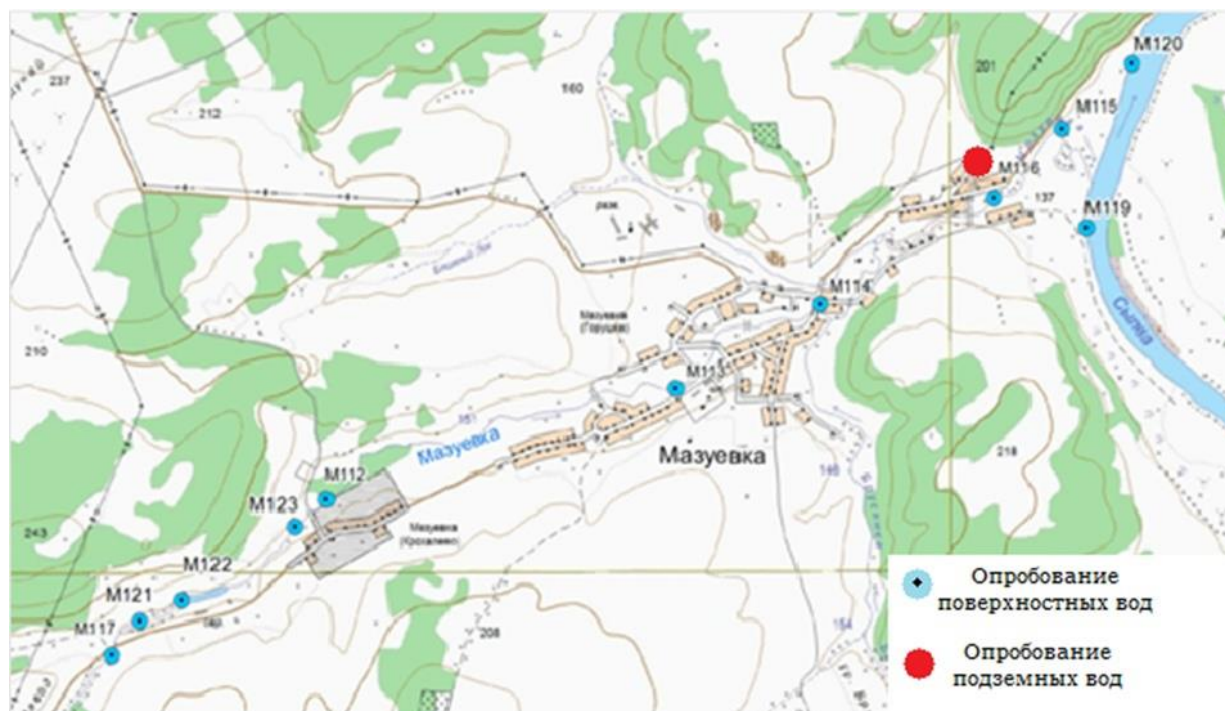


Рис. 1. Схема опробования карстовой депрессии

По результатам проб был построен гидрохимический профиль карстовой реки Мазуевки – рисунок 2.

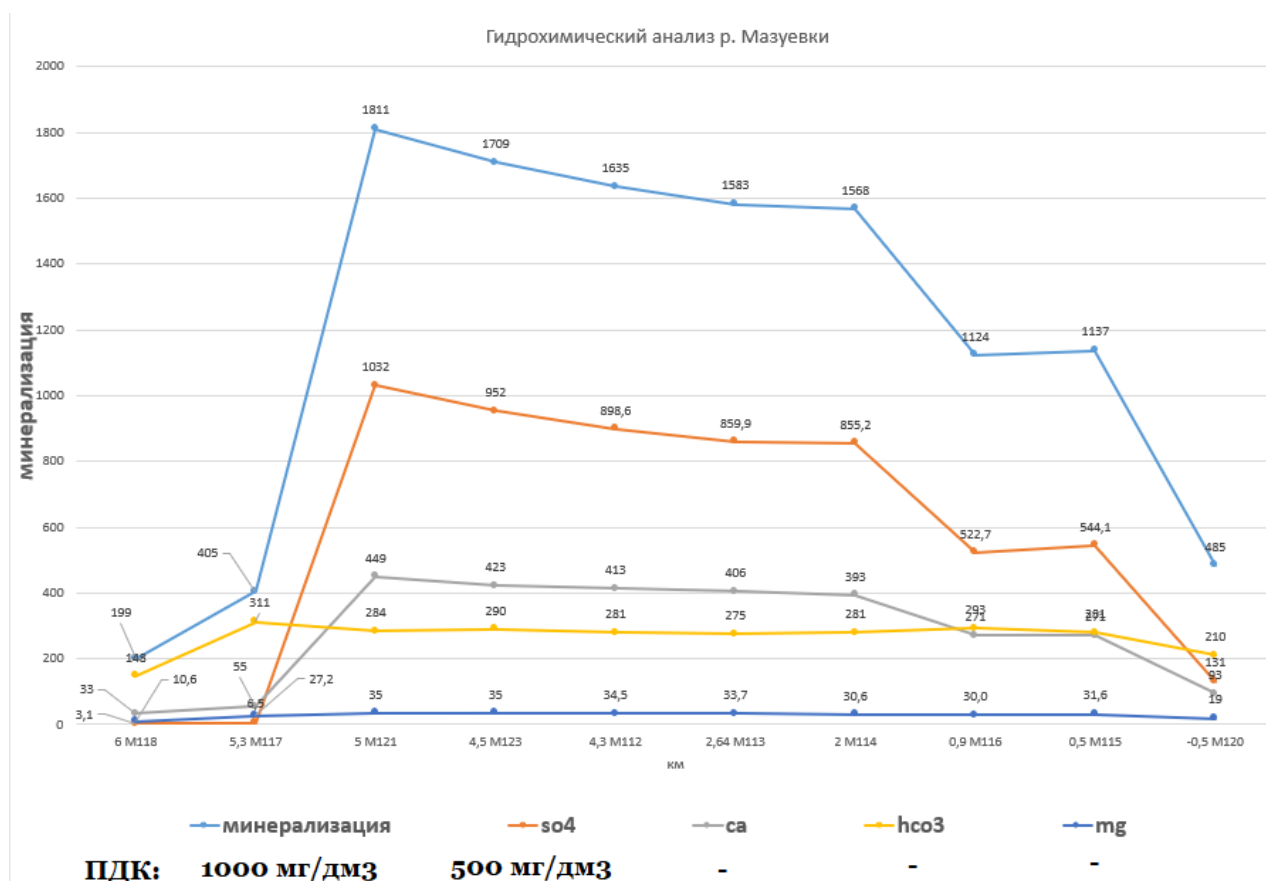


Рис. 2. Гидрохимический профиль реки Мазуевка

На отметке 5,5 километров от устья происходит резкий рост минерализации (рис.2). Наибольший рост показывают такие макрокомпоненты как сульфаты и кальций, это происходит из-за разгрузки восходящих субаквальных родников в русле р. Мазуевка.

По итогам исследования в 8 пробах превышен ПДК по минерализации. Так, при субаквальной разгрузке родников показатели минерализации составляет 1811 мг/дм³, содержание сульфатов 1032 мг/дм³ (при ПДК 500 мг/дм³). Также в 8 пробах был превышен показатель по SO₄, при ПДК SO₄ = 500 мг/дм³, максимальное значение наблюдается в родниковой яме с грифонами на дне и составляет 1032 мг/дм³.

По микрокомпонентным показателям в 4 пробах было выявлено превышение ПДК по стронцию (рис. 3). При ПДК Sr=7мкг/дм³, в одной из проб Sr=16 мкг/дм³.

Это связано с близостью нахождения одного из самых крупных месторождения стронциевых руд в России – Мазуевского месторождения. Высокое содержание стронция в воде имеет, как правило, естественные причины. При поступлении в организм этот биологически активный элемент вызывает деформацию костной ткани в результате изоморфной замены кальция. Если природная питьевая вода содержит отношение кальция к стронцию меньше 100, то ее употребление чревато распространением Уровской эпидемии, или стронциевого рахита.

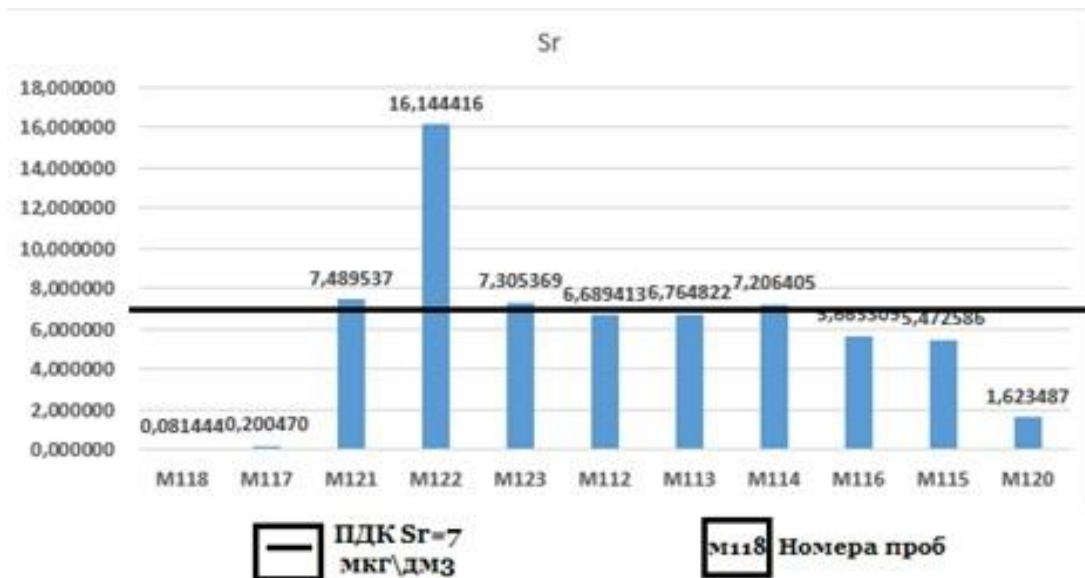


Рис. 3. Содержание стронция в пробах воды

В трех пробах было обнаружено превышение ПДК лития (рис. 4). Превышение ПДК лития может привести к: тремору кистей; ощущение жажды; частому мочеиспускание; диарея и рвоте; мышечной слабости; снижению артериального давления; аритмии; выпадению волос.

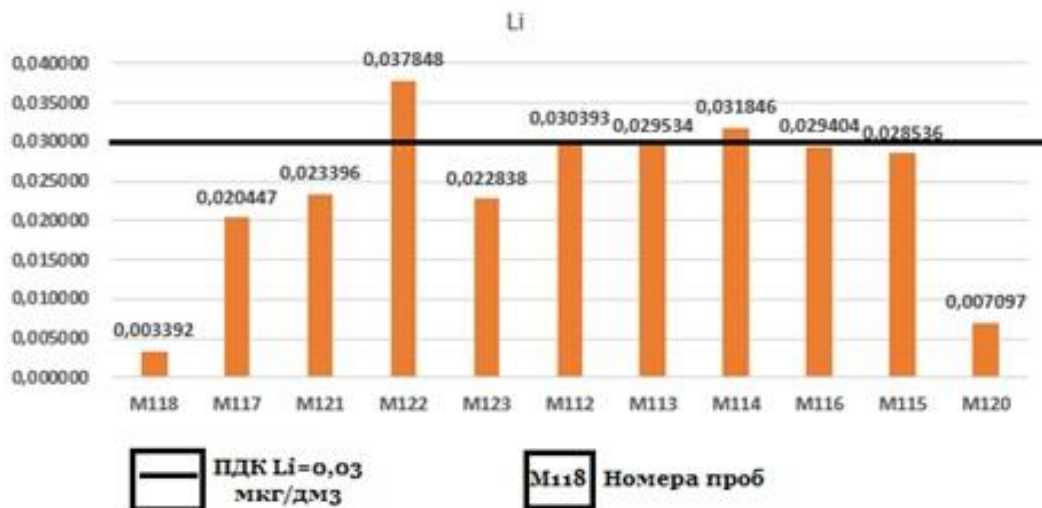


Рис. 4. Содержание лития в пробах воды

В восьми пробах была превышена ПДК никеля (рис. 5). Превышение ПДК по никелю в воде может обернуться нарушениями в работе сердечно-сосудистой, нервной и пищеварительной систем, бесплодием, заболеваниями дыхательных путей и другими проблемами.

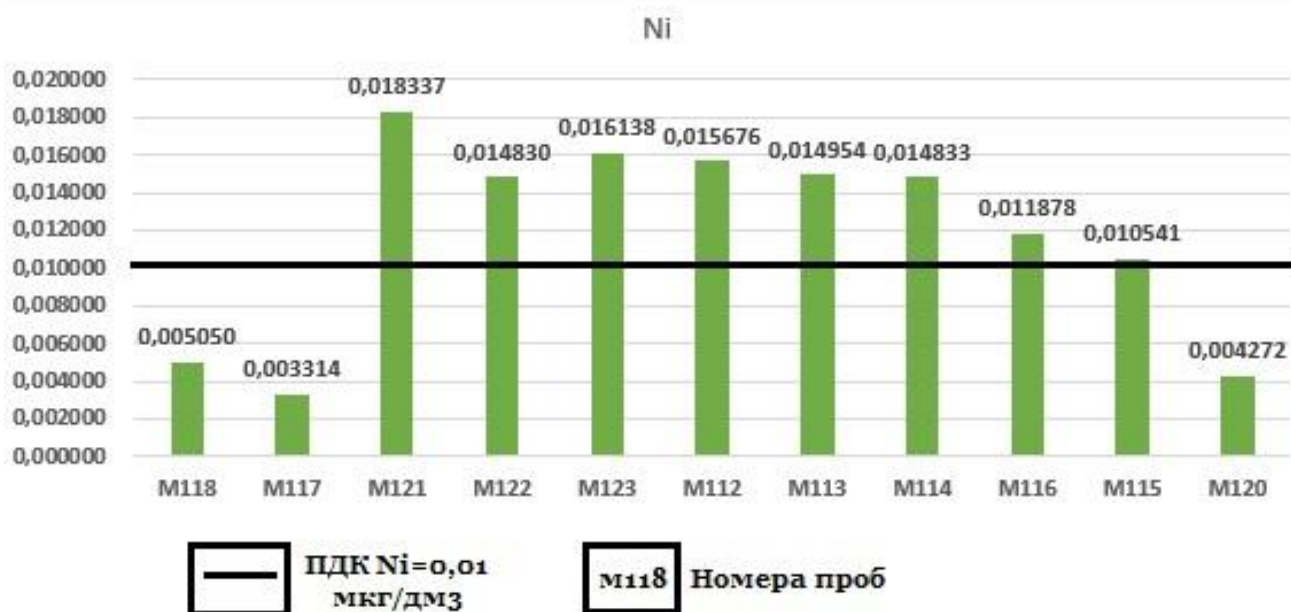


Рис. 5. Содержание никеля в пробах воды

Химический состав озерных вод

В 2014 и 2017 гг. были опробованы карстовые озера, всего было отобрано 8 проб воды. Пробы отбирались как с поверхности озер, так и с глубины 4,5 м (о. Карасье). Химический состав озер определяется тремя гидрохимическими фациями: гидрокарбонатно-кальциевой, гидрокарбонатно-кальциево-сульфатной и сульфатно-гидрокарбонатно-кальциевой. Результаты опробования приведены в таблице.

Таблица
Фациальный состав озерных вод Мазуевской депрессии

Название озера	Гидрохимическая фация (по Г.А. Максимовичу)
Малое	$\text{HCO}_3^- - \text{Ca}^{2+} - \text{SO}_4^{2-}$
Большое	$\text{SO}_4^{2-} - \text{Ca}^{2+} - \text{HCO}_3^-$
Светлая яма	$\text{SO}_4^{2-} - \text{Ca}^{2+} - \text{HCO}_3^-$
Черная яма	$\text{HCO}_3^- - \text{Ca}^{2+} - \text{SO}_4^{2-}$
Озеро со сплавиной	$\text{HCO}_3^- - \text{Ca}^{2+}$
Карасье	$\text{HCO}_3^- - \text{Ca}^{2+}$

В соответствии с химическими анализами воды озера: Карасье и со сплавиной, имеют атмосферное питание, озеро Малое и Черная яма преимущественно питаются атмосферными осадками, но имеют связь с карстовыми водами, озеро Большое и Светлая яма связаны с карстовыми водами.

Особенности химического состава подземных вод аллювиальных отложений

Отбор проб воды из аллювиальных отложений проводился в 2022-2023 гг., место отбора (Рис. 1) колодец и скважина в д. Мазуевка, глубина отбора 8 м (колодец) и 16 м (скважина).

Воды сульфатно-натриевого типа (Классификация Н.С. Курнакова – М.Г. Валяшко (1935 г.)). Минерализация составляет: 546 мг/дм³. ПДК макрокомпонентов не превышена. По микрокомпонентам превышена ПДК по стронцию из-за близости Мазуевского месторождения целеститовых руд. С глубиной концентрация нитрат-ионов упала почти в 6 раз с 17,10 до 3,11 мг/дм³.

Заключение

Мазуевская карстовая депрессия является частью Кишертского района развития гипсового и карбонатно-гипсового карста. Относится ко второй стадии развития гипсового карста – озерная депрессия с сульфатными источниками. Химический состав подземных и поверхностных вод гидрокарбонатно-кальциевой, гидрокарбонатно-кальциево-сульфатной и сульфатно-гидрокарбонатно-кальциевой. По микрокомпонентному составу превышено содержание в отдельных пробах по строн-

цию, никелю, литию. Превышение объясняется подземным стоком с месторождения целестиновых руд (Мазуевское месторождение). Карстовые озера имеют различные типы питания: атмосферное, разгрузка карстовых вод, смешанное. Карстовая депрессия является уникальным карстовым полигоном и требуется ее дальнейшее исследование.

Литература

1. Горбунова К.А. Особенности гипсового карста: путеводитель по Кишертско-Суксунскому карстовому району. Пермь, 1965. 9-16 с.
2. Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. Карст и пещеры Пермской области. Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992. 200 с.
3. Максимович Г.А. Основы карстоведения. Т.2: Вопросы гидрогеологии карста, реки и озера карстовых районов, карст мела, гидротермокарст: Учеб. пособие / Геогр. о-во СССР. Ин-т карстоведения и спелеологии. Перм. ун-т. Пермь, 1969. 529 с.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ОЦЕНКИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ СОВМЕСТИМОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОЧНЫХ И ПЛАСТОВЫХ ВОД

Борисенкова Полина Станиславовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студентка 2 курса магистратуры, г. Пермь
borisenkova.poly@yandex.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель, Ерофеев Евгений Александрович

Аннотация: работа посвящена проблематике моделирования и оценки совместимости промышленных сточных и природных пластовых вод на основании комплекса методов, разработанных и апробированных в нефтегазовой отрасли. На основании изучения комплекса физико-химических параметров пластовых и сточных вод верхневизейско-башкирского (алексинско-башкирского) пласта-коллектора, рассматривается возможность применения методов моделирования совместимости, ранее разработанных для вод природного происхождения. Приводятся результаты расчетов по 4 методикам: ВНИИСТПнефть, Оддо и М.Б. Томсона, РД 39-0147103-302-88, РД 39-30-1214-84.

Ключевые слова: размещение, пласт-коллектор, промышленная эксплуатация, сточные воды, пластовые воды, совместимость.

SOME DIMENSIONS OF STUDIES ON THE ASSESSMENT AND MODELING OF INDUSTRIAL EFFLUENTS AND FORMATION WATERS

Borisenkova Polina Stanislavovna

*Perm State National Research University,
2nd year Master's Degree Student
2021 year of study, Perm
borisenkova.poly@yandex.ru*

Scientific adviser: Senior Lecturer, Erofeev Evgeny Alexandrovich

Abstract: based on the study of the complex of physico-chemical parameters of the use of the reservoir and the exact water Upper Visean-Bashkir (Aleksinian-Bashkir) reservoir, the possibility of using the sample modeling method previously developed for water exploration. When producing the results of calculations according to 4 methods: VNIISTPneft, Oddo and M.B. Thomson, RD 39-0147103-302-88, RD 39-30-1214-84.

Key words: location, reservoir, commercial operation, waste water, formation water, compatibility.

Актуальность работы обусловлена необходимостью обоснования возможности использования накопленного в отечественной добывающей нефтегазовой отрасли опыта эксплуатации пластов-коллекторов для полигонов утилизации (захоронения) промышленных сточных вод и участков недр по размещению вод, возникающих в процессе разработки калийных месторождения. Существующий опыт работы первых весьма ограничен ввиду относительно незначительного числа объектов утилизации, а не редко и конфиденциальности информации, вторых – по причине относительного отставания горнодобывающей отрасли в организации соответствующих участков недр по размещению. Учитывая вышеизложенное, научно-практический интерес представляет возможность использования методов и методик оценки и моделирования совместимости, разработанных главным образом для природных вод (в частности, пластовых вод поглощающих горизонтов и попутных пластовых вод, поступающих на поверхность земли с продукцией добывающих нефтяных скважин). Для решения задач по моделированию совместимости природных пластовых и техногенных вод (чей химический состав на 100 % является искусственным продуктом) указанные методики не планировались. Основываясь бо-

лее чем на 20-летнем опыте эксплуатации полигона утилизации сточных вод (Удмуртская Республика), выполним оценку применимости стандартных методик по моделированию совместимости.

Объектом исследования являются карбонатные отложения верхневизейско-башкирского возраста, представленные известняками и доломитами, содержащие пластовые воды верхневизейско-башкирского водоносного комплекса (алексинско-башкирской карбонатной водоносной свиты), а также промышленные сточные воды, сформировавшиеся в процессе промышленной деятельности.

Предмет исследования – физико-химические свойства пластовых и сточных вод.

Пластовые воды верхневизейско-башкирского водоносного комплекса на территории Удмуртской Республики хорошо изучены, как по многочисленным нефтегазовым месторождениям, где водоносный комплекс на протяжении 30-40 лет эксплуатируется как источник водоснабжения для систем ППД, так и пласт-коллектор для размещения излишков попутных вод. Характеристика химического состава пластовых вод приводится на основании усредненных показателей проб воды, отобранных за период с 1981 по 1999 года, так и по соседним нефтяным месторождениям.

Согласно материалам гидрохимического опробования, пластовые воды представляют собой крепкие рассолы хлоридно-кальциевого (Сулин, 1946) или хлоридно-натриевого (Алекин, 1948) состава с минерализацией до 260 г/дм³, с кислой реакцией среды (рН 6,4) и плотностью 1,17 г/см³.

Ионная формула (1):

$$M\ 260 \frac{Cl\ 48,7\ SO_4\ 0,3\ HCO_3\ 0,03}{Na + K\ 39,3\ Ca\ 9,1\ Mg\ 2,5} \text{ рН } 6,4 \quad (1)$$

Сточные воды представляют собой интегральную смесь вод, возникающих в процессе производственной деятельности предприятия. Обобщенный химический состав сточных вод, приводится по материалам отчета по гидрогеологическому доизучению полигона размещения за период с 2008 по 2021 год.

Сточные воды характеризуются как соленые воды хлоридно-кальциевого состава (Алекин, 1948) с минерализацией 11 г/дм³, с щелочной реакцией среды (рН 8,1) и плотностью воды 1,01 г/см³.

Ионная формула (2):

$$M_{0,1} F_{10,8} M_{11} \frac{Cl\ 35,0 \times HCO_3\ 7,2 \times SO_4\ 3,1}{K\ 23,6 \times Na\ 14,8 \times Ca\ 15,5 \times Mg\ 0,8} \text{ рН } 8,1 \quad (2)$$

Усредненные показатели макрокомпонентного состава сточных и пластовых вод приведены ниже в таблице.

Таблица

Показатели химического состава пластовых и сточных вод лицензионного участка недр

Проба вод	Плотность, г/см ³ р(Н) д. еl	SO ₄	HCO ₃	Cl	Ca	Mg	Na+K	M
		мг/дм ³ мг-экв/дм ³ %-экв						г/дм ³
пластовые C ₁ v ² -C ₂ b	1,17	1346,5	162,1	156717,7	16524,7	2769,4	82051,8	259,6
	6,37	28,0	2,7	4419,4	824,6	227,8	3567,6	
		0,3	0,03	48,7	9,1	2,5	39,3	
сточные	1,01	522,7	2130,3	4510,7	1149,3	36,8	1209,6/3443,7	11,0 *(без учета NO ₃)
	8,05	10,9	34,9	127,2	57,3	3,0	52,6/88,2	
		3,1	7,2	35,0	15,5	0,8	14,8/23,6	

*где содержание NO₃ составляет 16%.

Анализируя химический состав сточных вод, можно отметить, что доля техногенных компонентов (Cl, Ca, Na, K), не характерных для природных вод, составляет 89%.

Для оценки и моделирования совместимости промышленных сточных и пластовых вод в процессе работы были использованы следующие методики, основанные на анализе макрокомпонентного

состава, согласно которым определяется возможность выпадения солей, приводящее к изменению фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора:

1. Метод оценки склонности вод к отложению гипса (ВНИИСТПнефть) заключается в насыщении раствора сульфатом кальция и выявления коэффициента его активности, а также в подсчете коэффициента пересыщения J_{CaSO_4} . Если коэффициент пересыщения $J_{CaSO_4} > 1$ – гипс может выпадать в осадок, если коэффициент пересыщения $J_{CaSO_4} < 1$, выпадение гипса невозможно. [4]

2. Метод оценки теоретического выпадения сульфатных солей по индексу насыщения SI Дж. Е. Оддо и М.Б. Томсона [3], согласно которой использовались функции, связывающие индекс насыщения раствора солями со свойствами попутно-добываемых вод и термодинамическими параметрами.

3. Методика экспрессной оценки солеобразования сульфата кальция по РД 39-0147103-302-88 [5], суть которой заключается в расчёте коэффициента пересыщения S_{CaSO_4} . При степени насыщения $S_{CaSO_4} > 1$ принимается, что такая вода склонна к выделению сульфата кальция.

4. Оценка образования осадка карбоната кальция по РД 39-30-1214-84 [6], заключается в расчёте количества карбоната кальция, выпадающего из пластовой воды или смеси за время распада бикарбоната в пластовой воде, после чего оценка стабильности производится по результатам расчетов согласно классификации: S_{CaCO_3} – до 50 – условно стабильная, от 50 до 200 и более 200 – нестабильна.

Согласно методу оценки склонности вод к отложению гипса (ВНИИСТПнефть), коэффициент пересыщения J_{CaSO_4} колеблется в пределах 0,2-0,4, что указывает на дефицит содержания гипса при закачке сточных вод в пласт коллектор.

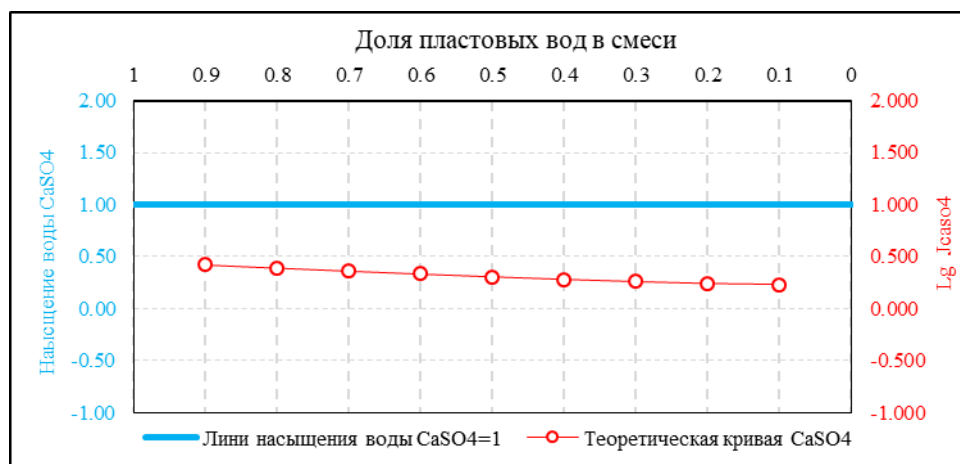


Рис. 1. Результаты оценки величины J_{CaSO_4}

Расчеты по методу Оддо и М.Б. Томсону показали, что индекс насыщения ангидрита $SI_{CaSO_4} < 0$, индекс насыщения сульфата магния $SI_{MgSO_4} < 0$, что указывает на невозможность образования вышеназванных солей; индекс насыщения гипса $SI_{CaSO_4 \cdot H_2O}$ изменяется в пределах от (-0,7) до 0,4, что обусловлено свойствами пластовых вод. Теоретическое осадкообразование возможно при нарушении термодинамических условий, например при добыче воды, а не при её закачке.

Нормативная методика количественной оценки осадкообразования (РД 39-0147103-302-88) в целом подтверждает выводы, полученные относительно осадка сульфата кальция, образование которого характерно для природных пластовых вод. При разбавлении сточными водами эта тенденция снижается.

Расчеты, выполненные по РД 39-30-1214-84, показали, что величина осадка карбоната кальция может достигнуть 50 мг/дм^3 , по указанному показателю новообразованные смеси являются стабильными. Величина теоретического осадка до 60 мг/дм^3 (при соотношении 9:1 пластовых и сточных вод соответственно) обусловлена свойствами самих пластовых вод.

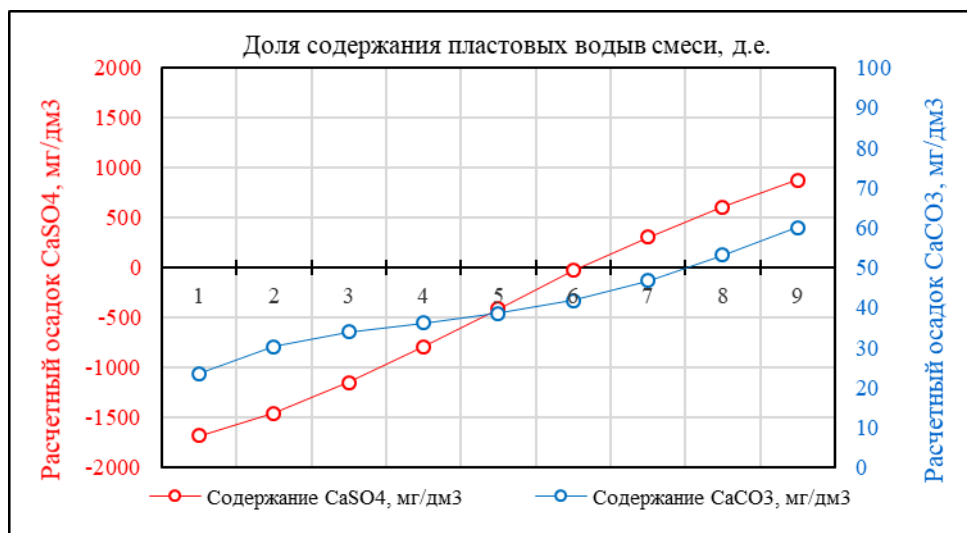


Рис. 2. Результаты количественной оценки сульфата и карбоната

Выполненные исследования показывают невозможность образования осадков сульфатов и карбонатов кальция при смешивании пластовых и сточных вод, выявленные случаи возникновения осадков обусловлены главным образом химическим составом именно пластовых вод, его выпадение возможно только при изменении термобарических условий, которые в процессе закачки не нарушаются.

Таким образом, сопоставляя 30-летний опыт эксплуатации полигона размещения промышленных сточных вод, в процессе работы которого не было отмечено нарушений режима эксплуатации, выражающегося в засорении призабойной зоны поглощающих скважин, вызванного химической несовместимостью сточных и пластовых вод, можно говорить о возможности использования классических методик и методов оценки моделирования совместимости и в отношении промышленных сточных вод.

Литература

1. А. Ансберг, В. П. Боровицкий, Ш. Ф. Буц, В. С. Самарина «Практикум по общей гидрогеологии». Под редакцией В. С. Самариной. Издательство Ленинградского университета, 1965.
2. Рыбальченко А.И. и др. Результаты опытно-промышленной эксплуатации глубокого хранилища (полигона захоронения) жидких промышленных отходов АО «Чепецкий механический завод». Москва, 1998.
3. Кацавцев В.Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти/В.Е. Кацавцев, Ю.П. Гаттенбергер, С.Ф. Люшин. – М.: Недра, 1985.
4. Ким В.К. Образование неорганических солей в поровых каналах вмещающих пород нефтяных месторождений / В.К. Ким, В.А. Рагулин, Р.У. Маганов// Нефтяное хозяйство. -1992.
5. РД 39-0147103-302-88 Руководящий документ. Руководство по применению технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов.
6. РД 39-30-1214-84 Руководящий документ. Методика определения карбонатной совместимости вод нефтяных месторождений Волго-Уральского района (для условий сбора, подготовки к стилизации промысловых вод).

ВЛИЯНИЕ МЕДНЫХ РАЗРАБОТОК НА ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ВОД БАССЕЙНА РЕКИ ШЕГУЛЬТАН

Власов Николай Константинович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 года обучения, г. Пермь,
email: nik4osalv@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель, Ермолович Ирина Геннадьевна

Аннотация: Шемурское и Ново-Шемурское месторождения были обнаружены в 1969 и 1976 годах соответственно, но из-за сурового климата месторождения долгое время были зарезервированы, и на данный момент месторождения разрабатываются открытым способом с рыхлением руды и вскрышных пород, которые сложены медными и медно-цинковыми рудами, серным колчеданом. По прогнозам на 2019 год, обеспеченность запасами Шемурского и Ново-Шемурского месторождений составляла 20 лет. Цель работы заключается в эколого-геохимической оценки состояния вод бассейна реки Шегульта, находящихся в зоне влияния отвалного хозяйства Шемурского и Ново-Шемурского медно-цинковых месторождений.

Ключевые слова: медные разработки, река Шегульта, загрязнение, предельно допустимые концентрации, рудные месторождения, железо, марганец, медь, цинк.

INFLUENCE OF COPPER MINING ON THE CHEMICAL COMPOSITION OF THE WATER OF THE SHEGULTAN RIVER BASIN

Nikolai Vlasov

*Perm State National Research University, 2nd year Master's Degree Student, Perm,
email: nik4osalv@gmail.com*

Research Supervisor: Senior Lecturer, Ermolovich Irina

Abstract: The Shemurskoye and Novo-Shemurskoye deposits were discovered in 1969 and 1976, respectively, but due to the harsh climate, the deposits were reserved for a long time, and at the moment the deposits are being developed by open-pit mining with loosening of ore and overburden, which are composed of copper and copper-zinc ores, sulfur pyrite. According to forecasts for 2019, the reserves life of the Shemurskoye and Novo-Shemurskoye fields was 20 years. The purpose of the work is to assess the ecological and geochemical status of the waters of the Shegultan River basin, which are located in the zone of influence of the waste management of the Shemursky and Novo-Shemursky copper-zinc deposits.

Keywords: copper mining, Shegultan river, pollution, maximum allowable concentrations, ore deposits, iron, manganese, copper, zinc.

На территории Свердловской области расположено большое количество рудных месторождений (Высокогорское, Естюнинское железорудные, Качканарское титаномагнетитовое, Волковское медно-железно-ванадиевое и т.д.). В результате горно-добывающей деятельности зафиксировано негативное воздействие на реки Пышма, Тагил, Чусовая, Исеть, Тура и т.д. [4]. Одним из основных источников воздействия на поверхностные воды являются хвостохранилища, шламохранилища, отвалы и т.д., которые образуются при разработке рудных месторождений. В районе воздействия Блявинского месторождения (Оренбургская область) колчеданных руд в поверхностных водах наблюдается превышения относительно ПДК рыбохозяйственного значения (ПДК_{р.х.}) по следующим показателям: марганец (42 ПДК_{р.х.}), железо (19 ПДК_{р.х.}), медь (37 ПДК_{р.х.}), цинк (101 ПДК_{р.х.}) [1].

По данным Роспотребнадзора загрязнение рек Банная, Черная, Ольховка, Тамшер, Шегульта, Тальтия, Ивдель, Сосьва на Севере Свердловской области от медных карьеров с каждым годом увеличивается. На хребте Шемур водные экосистемы находятся на грани экологической катастрофы в связи с поступлением кислых сточных вод с отвалного хозяйства Шемурского и Ново-Шемурского месторождений [2]. В районе месторождений берут своё начало реки, входящие в бассейн реки

Тобол, впадающей в Иртыш. Вода, проходящая через отвалы месторождений, вбирает в себя тяжелые металлы и вместе с горными ручьями стекает вниз по течению и попадает в реки, которые являются основными источниками водоснабжения населенных пунктов Ивдельского и Североуральского городских округов.

Цель работы – эколого-геохимическая оценка состояния вод бассейна реки Шегультан, находящихся в зоне влияния отвального хозяйства Шемурского и Ново-Шемурского медно-цинковых месторождений.

Шемурское и Ново-Шемурское месторождения были открыты в 1969 и 1976 годах соответственно. Но из-за сурового климата – снег в этих местах выпадает в сентябре, а тает в конце мая – месторождения долгое время были зарезервированы. Только в 2009 году рабочие Северного медно-цинкового рудника построили дорогу через лес и начали горные работы. Поисковые и поисково-оценочные работы, предварительная разведка и детальная разведка проводились Лангурской партией Северной геологоразведочной экспедиции ПГО «Уралгеология». На данный момент месторождения разрабатываются открытым способом с рыхлением руды и вскрышных пород дочерней компанией Уральской горно-металлургической компании – ОАО «Святогор». Рудные тела Ново-Шемурского месторождения залегают в верхней части горизонта пористых пород и в вышележащем лавовом горизонте, перекрывающих экструзивно-эффузивный купол. Они вытянуты в субмеридиональном направлении вдоль рудоподводящего разлома на 1050 м при максимальной ширине от 300 до 500 м. Глубина их залегания от 6 до 380 м. Рудные тела сложены медными и медно-цинковыми рудами, серным колчеданом. По оценке эксплуатационных запасов на 2021 год, обеспеченность Шемурского и Ново-Шемурского месторождений составляла 16,74 млн. тонн медных и медно-цинковых руд. Отработка месторождений планируется до 2035 года.

Среднее содержание меди в медной руде Ново-Шемурского месторождения – 1,77%, в медно-цинковой руде меди содержится 1,56%, цинка – 3,94%. Отвал – это неперменный атрибут любого карьера. Для того чтобы добыть руду, необходимо снять верхний слой грунта – провести вскрышные работы. Во вскрыше часто содержатся породы с низкой концентрацией металлов, коммерческого интереса не представляющие, поэтому они отправляются на вечное складирование в отвал грунта. Так случилось и на Шемурском месторождении: близлежащая сопка была искусственно увеличена вскрышей.

Река Шегультан, которая является объектом исследования в данной работе, протекает на севере Свердловской области, на юго-восточном склоне Шемурского хребта. Её длина составляет 97 км. Также, в районе исследования протекает большое количество других рек. Их протяженность от 2 до 635 км. Самая крупные из них – реки Сосьва и Ивдель.

Сосьва берёт своё начало на восточном склоне Северного Урала; основная часть её бассейна – на Западно-Сибирской равнине. Протекает на севере Свердловской области, по землям пяти городских округов: Североуральского, Ивдельского, Серовского, Сосьвинского и Гаринского. Длина реки – 635 км, площадь водосборного бассейна – 24 700 км². Питание смешанное, с преобладанием снегового. Годовой размах колебаний уровня в среднем и нижнем течении 5-6 м. Среднегодовой расход воды – в 140 км от устья 123,28 м³/с, наибольший 2210 м³/с наименьший 4,48 м³/с. Замерзает в начале ноября, вскрывается в апреле. Судходна на 333 км от устья.

Река Ивдель имеет длину 116 км. Площадь водосборного бассейна – 2320 км. Является основным источником водоснабжения города Ивдель.

Сосьва и Ивдель не протекают в непосредственной близости к Шемурскому месторождению, но имеют более мелкие притоки, водотоки которых проходят через отвалы, вбирают в себя тяжелые металлы и перемещают их вниз по течению [4].

Отбор проб воды производился из рек у подножья хребта Шемур и в окрестностях городов Ивдель и Североуральск работниками заповедника «Денюшкин камень», а также сотрудниками экспертной организации Федерального бюджетного учреждения «Центр лабораторного анализа и технических измерений по Уральскому Федеральному округу». В период с 6 марта 2018 года по 23 сентября 2020 года была отобрана 31 проба для исследования на предмет превышения предельно допустимых концентраций по нормативам качества воды для рыбохозяйственных и хозяйственно-питьевых объектов. Опробование проводилось из рек Шегультан, Большая Косьва, Малая Косьва, Ольховка, Тамшер, Бобровка, Банная, Гальтия, Черная, Вагран и Ивдель. Предельно допустимая концентрация (ПДК) является нормативом, который утверждён в законодательном порядке. Под ПДК понимается такая максимальная концентрация химических элементов и их соединений в окружающей среде, которая при повседневном влиянии в течение длительного времени на организм человека не приведет к патологическим изменениям или заболеваниям.

Лабораторные исследования проб проводились в лаборатории гидрохимического анализа геологического факультета ПГНИУ, а также в «Центре лабораторного анализа и технических измерений по Уральскому Федеральному округу». В ходе лабораторных исследований (в зависимости от необходимости определения содержания загрязняющего вещества) рассматривались следующие показатели: сульфат-ион (SO_4), хлорид-ион (Cl), гидрокарбонат-ион (HCO_3), железо (Fe), медь (Cu), алюминий (Al), кадмий (Cd), марганец (Mn), кальций (Ca), цинк (Zn), а также водородный показатель (pH).

Пробы были отобраны из рек: Малая Косьва, Большая Косьва, Шегультан, Черная, Бобровка, Ольховка, Тамшер, Тальтия, Банная, Вагран, Сосьва, Ивдель. На рисунке 1 показано расположение точек пробоотбора, которые взяты для построения графиков распространения анализируемых элементов по реке Шегультан.

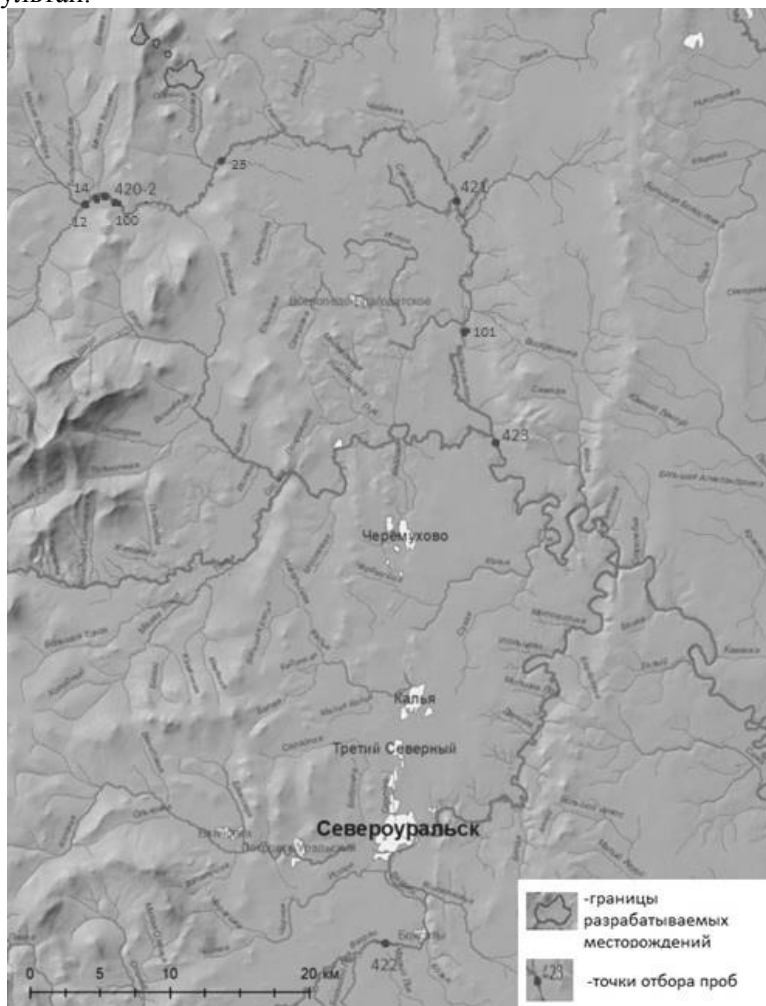


Рис. 1. Карта точек пробоотбора

Значения ПДК_{р.х} взяты из приказа Росрыболовства от 18.01.2010 №20 и СанПиН 2.1.5.980-00 с дополнением № 552 от 13 декабря 2016 года [7]. Во всех исследуемых пробах наблюдается значительное увеличение содержания анализируемых элементов в воде реки Шегультан после впадения в нее реки Тамшер, которая берет свое начало возле Ново-Шемурского месторождения. Из перечня анализируемых элементов превышения ПДК_{р.х} следует выделить 4 элемента, распространение которых по реке Шегультан наглядно показано на рисунках 2-5:

Железо. Его содержание превышает ПДК_{р.х} во всех пробах. Угроза повышенного содержания железа в воде для теплокровных организмов, в том числе для человека, обусловлена тем, что этот элемент участвует в процессах кровообразования. Его избыток при поступлении в организм систематически даже малыми дозами, которые незначительно превышают предельно допустимые концентрации, приводит к циррозу печени и развитию заболеваний кровеносной системы. Растительность терпима к повышенным концентрациям железа в почвах и воде. Некоторые виды растений даже проявляют избирательную склонность к поглощению железа и накапливают его в зеленой массе в очень больших концентрациях. Отмирая, они обогащают почву хелатными (связанными с органическим

веществом) формами железа, которые обладают повышенной биологической активностью и высокой устойчивостью в природной среде.

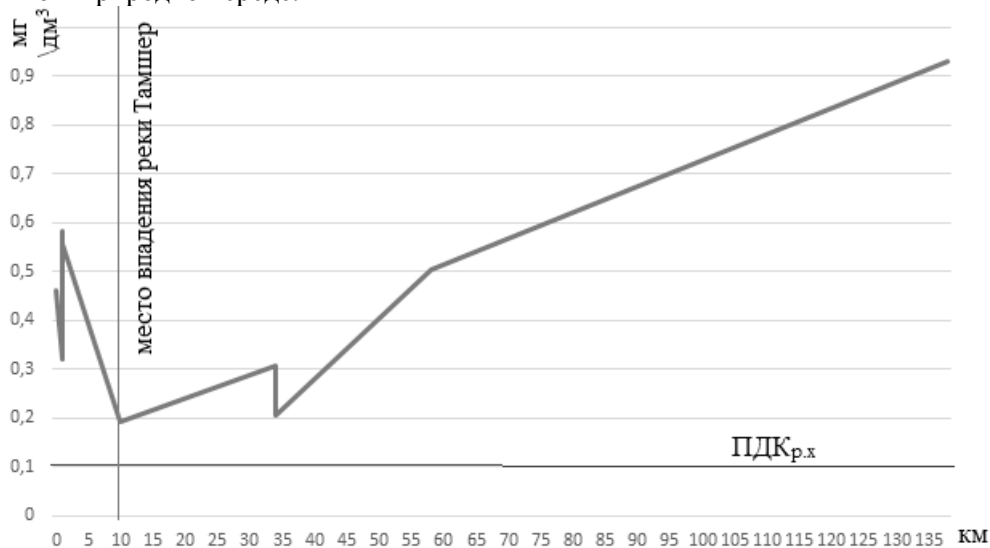


Рис. 2. Распространение железа в реке Шегультан

Марганец. Высокие содержания марганца в природных водах опасны для теплокровных организмов и человека, поскольку данный элемент обладает склонностью к длительному накоплению в организме. При концентрировании в содержаниях, которые превышают границу токсичности (для каждого организма она разная), марганец наносит вред иммунитету, подавляет центральную нервную систему, способствует появлению синдрома Паркинсона.

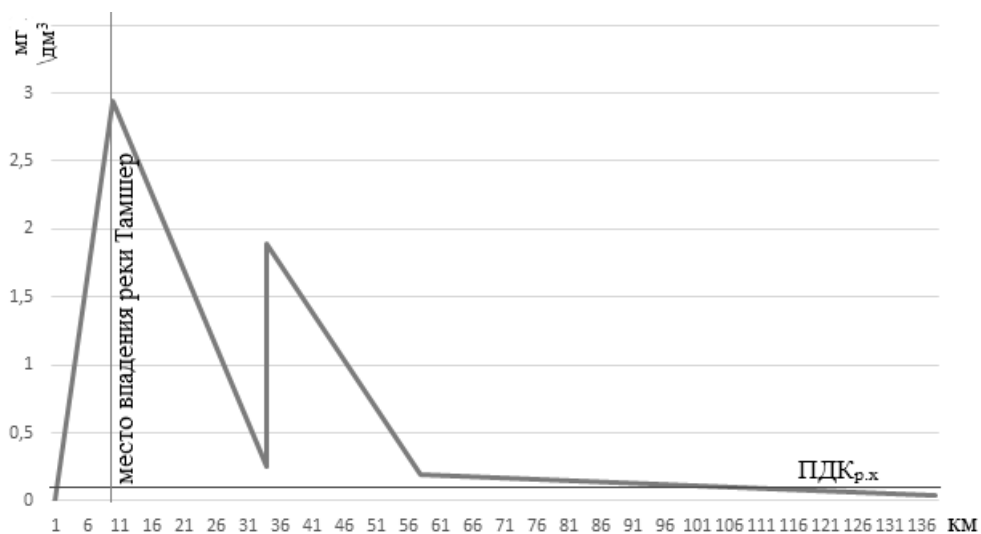


Рис. 3. Распространение марганца в реке Шегультан

Медь. Рассеивание меди определяет в настоящее время геохимическую специфику восточного склона Урала. Экологическую опасность данного процесса в 90-е годы начинал изучать коллектив Института экологии УрО РАН. Полученные результаты свидетельствовали о высокой степени опасности рассеивания меди на Урале. По имеющимся данным биогеохимической науки переизбыток меди губительно влияет на растительность, поскольку медь препятствует развитию корневых систем. По отношению к человеку избыток меди представляет угрозу иммунитету, возможны появление анемии и неинфекционного гепатита, а также процессы, связанные с развитием онкологических заболеваний;

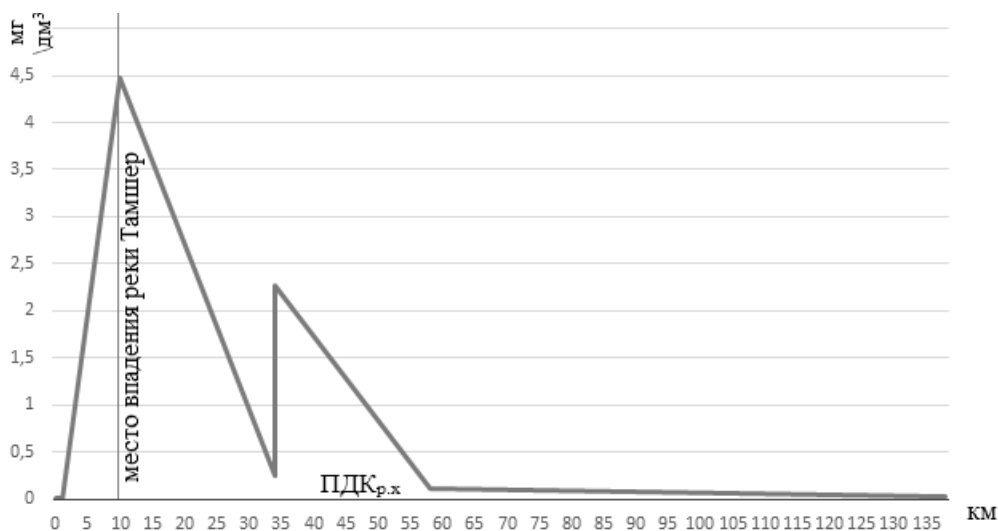


Рис. 4. Распространение меди в реке Шегультан

Цинк. Его польза и вред в природных процессах не делимы. Главные физиологические функции этого элемента заключаются в его участии в ферментной системе живых организмов. Цинк стимулирует развитие и рост живых клеток, всех без исключения, в том числе и раковых. Исходя из этого, избыточное поступление цинка в организм человека приведёт к развитию онкологических заболеваний.

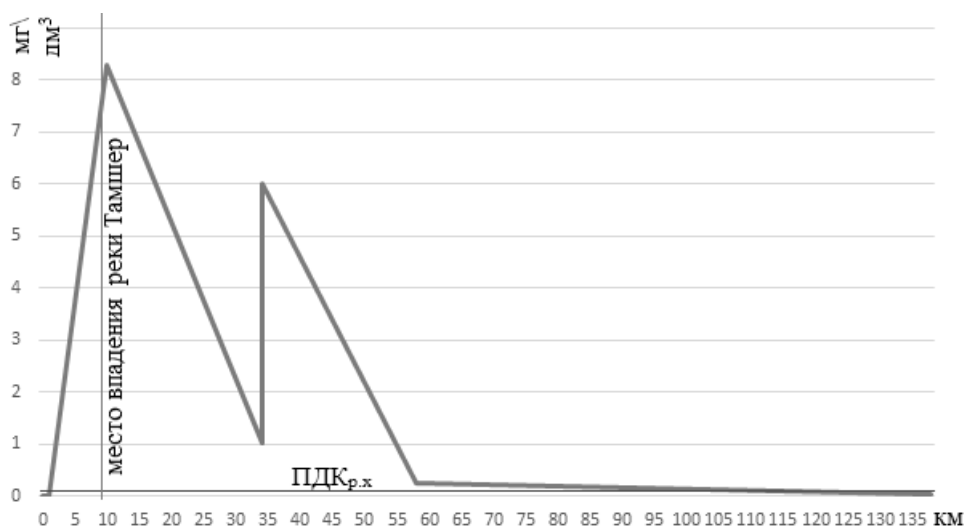


Рис. 5. Распространение цинка в реке Шегультан

Результаты анализов речной воды свидетельствуют о концентрациях химических веществ, которые превышают установленные предельно допустимые концентрации. Выявленные концентрации оказывают губительное влияние на все без исключения биотические компоненты экосистемы. Загрязнение реки Тамшер несколько ниже, чем реки Ольховка, но кратность уровня нагрузки сохраняется: концентрация меди, превышает предельно допустимую в 28100 раз, концентрация цинка выше предельно допустимой в 4300 раз. Учитывая водосборную связь реки Ольховки и реки Тамшер с рекой Шегультан, различия в концентрациях химических веществ в водах реки Шегультан выше и ниже устья реки Ольховка и реки Тамшер, можно с уверенностью заключить, что она является источником загрязнения реки Шегультан.

Общей особенностью элементов, превышающих предельно допустимые концентрации, вод рек исследуемого района является то, что в геохимическом отношении они принадлежат к группе тяжелых халькофильных металлов. Их распространение геохимически связано с медно-колчеданными рудами, которые характерны для восточного склона Урала. Учитывая, что обнаруженные концентрации химических ингредиентов в естественных природных водах не встречаются, следует сделать вывод, что они имеют техногенное происхождение. Поэтому повышенные концентрации исследуемых элементов в природной среде на рассматриваемой территории являются следствием

техногенного рассеивания элементов при освоении запасов Шемурского и Ново-Шемурского месторождений.

Таким образом, выявленный уровень загрязнения вод в реках Ольховка, Шегультан и Тамшер требует принятия безотлагательных административных мер по контролю ситуации и предотвращению опасного воздействия загрязнителей на население. Кроме осуществления контроля водной среды необходимо проведение геохимического опробования донных отложений с целью оценки их экологического состояния для предотвращения пролонгированного отрицательного воздействия техногенных продуктов на водные экосистемы, а также на местное население, которое использует гидробиологические ресурсы.

Литература

1. Гамм, Т. А. *Экологические проблемы малых рек при добыче колчеданных руд открытым способом. М-во науки и высш. образования Рос. Федерации [и др.]. Оренбург, ОГУ, 2021.*
2. Злобин Н. И. *Оценка загрязнения водных объектов заповедника «Денежкин камень» от Шемурского месторождения // XXI век. Техносферная безопасность. 2021. Т. 6. № 4. С. 395-407.*
3. Рундквист Н., Задорина О., Свердловская область. *От А до Я: Иллюстрированная краеведческая энциклопедия, Екатеринбург: Квист, 2009 г.;*
4. Рыбникова Л.С. *Процессы формирования подземных вод в горнодобывающих районах Среднего Урала на постэксплуатационном этапе. Москва, 2019*
5. Сидоренко А.В. и др., *Геология СССР, XIV том. Урал, Москва: Недра, 1967 г.;*
6. Сидоренко А.В. и др., *Гидрогеология СССР, XIV том. Урал, Москва: Недра, 1972 г.;*
7. *Предельно допустимые концентрации (ПДК) для водных объектов рыбохозяйственного значения / Приказ Росрыболовства от 18.01.2010 №20 с дополнением № 552 от 13 декабря 2016 года.*

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСТВОРЕНИЯ КАРСТУЮЩИХСЯ ПОРОД ПОД ОСНОВАНИЕМ СВАИ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Голубев Андрей Алексеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь
e-mail: andrewgolebev199902@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Ковалёва Татьяна Геннадьевна

Аннотация: в статье описан опыт смоделированной ситуации, где свая опирается в водорастворимые грунты. В ходе исследования производились промежуточные замеры массы образцов, велась их фотофиксация и производилось описание. В результате получены сведения о динамике изменения измеряемых величин.

Ключевые слова: карст; скорость растворения пород; сульфатные породы.

SIMULATION OF THE DISSOLUTION OF KARSTING ROCKS UNDER A PILE FOUNDATION IN LABORATORY CONDITIONS

Andrey Golubev,

*Perm State University, 2nd year Master's Degree Student, Perm City,
e-mail: andrewgolebev199902@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Tatiana Kovaleva

Abstract: The article describes the experience of a simulated situation where the pile rests on water-soluble soils. In the course of the study, intermediate measurements of the mass of the samples were made, their photofixation was carried out, and a description was made. As a result, information on the dynamics of changes in measured values is obtained.

Keywords: karst; dissolution rate of rocks; sulfate rocks.

На закарстованных территориях, как правило, рекомендуется использовать монолитные, плитные фундаменты. Однако, есть ряд сооружений, для функционирования которых требует применение свайного фундамента в конструкции (мосты, эстакады, путепроводы и т.п.). При близком залегании кровли карстующихся пород либо низких несущих свойствах перекрывающих отложений свайные фундаменты устраиваются на растворимые отложения. При этом в процессе инженерно-геологических изысканий определяется под острием сваи расчетный диаметр полости, которая может образоваться за срок службы сооружения. При таких расчетах обычно рассматривается степень раскрытия трещин в растворимой породе и скорость ее растворения. В работе предпринята попытка моделирования процесса растворения пород под острием сваи при разной динамике потока воды.

Для испытания были выбраны сульфатные породы, отобранные на территории Пермского края.

В геоморфологическом отношении исследуемый участок относится к району Уфимского плато Предуральской геоморфологической области Русской равнины. По характеру рельефа территория представляет собой обширную денудационную равнину, расчлененную сетью мелких речных долин, балок и оврагов. Область денудационной равнины Среднего Прикамья, район слабых дифференцированных поднятий Буйской низменной равнины представляет собой эрозионно-денудационную равнину, осложненную сетью мелких рек и оврагов [5]. По данным карстологического бурения в геолого-литологическом строении принимают участие делювиальные суглинки (dQI-IV) и породы нижнего отдела пермской системы (P₁), которые представлены глинами с прослоями суглинков и песков. Карстующиеся отложения представлены гипсами и ангидритами (P₁) (сульфатные породы).

В соответствии с картой распространения карста на территории Российской Федерации (рис. Б.5 СП 115.13330.2016) исследуемый участок относится к территории сульфатного и карбонатно-сульфатного карста. По времени образования карст современный, так как проявляет себя на поверхности в виде новых провальных форм [7].

Согласно карте карстовой опасности на территории России (масштаб 1:10 000 000, 1993 г.), составленной в рамках государственной научно-технической программы «Безопасность» коллективом авторов В.М. Кутепов, М.М. Максимов, и др., главной редактор В.И. Осипов, при лаборатории геоинформатики и компьютерной картографии Института Геоэкологии РАН, исследуемый участок расположен в пределах территории возможного проявления карста при техногенных воздействиях [2].

Согласно карте (схеме) карстующихся пород и карста Пермской области по К.А. Горбуновой, 1993 г. исследуемый участок приурочен к иренскому карстовому району [1].

Исследования отечественных и зарубежных специалистов в области скорости растворения пород показывают значительную вариативность в зависимости от литологического состава, возраста и генезиса карстующихся пород. Так, А.Г. Лыкошиным приведены сведения о скоростях растворения карбонатных пород от долей миллиметра до 3 мм в год [6]. Напротив, согласно данным Д. Форда и П. Уильямса [7] скорость растворения карбонатов не превышает 0,01-0,03 мм в год. Такие различия у разных авторов связаны не только с выше отмеченными факторами, но и с условиями проведения опытов [3, 4].

При забивке свай и дальнейшей эксплуатации сооружений образуются конденсат, который стекает по стенкам свай и накапливается под ее основанием. В данном опыте смоделирована ситуация, где свая опирается в водорастворимые грунты (рис. 1). В качестве водорастворимых пород был взят ангидрит, порода, которая при взаимодействии с водой может растворяться и преобразовываться в гипс. В роли свай используются пластиковые колпачки. В качестве исследуемого образца взят монолит, отобранный в ходе карстологического бурения в Чернушенском районе Пермского края с глубины 47,1 м, далее из монолита срезаны «плашки» одинаковые по размеру и форме. На образцы с заданной скоростью капает вода: из водопроводного крана на образец № 1 с более высокой скоростью, на образец № 2 из бутылки, в крышке которой проделана маленькая дырочка, с более низкой скоростью. «Плашки» герметично упакованы в скотч, по середине скотч был срезан под «сваю» на несколько миллиметров больше ее диаметра, чтобы исключить попадание воды на остальную часть образца. До начала испытания была измерена масса образцов без упаковки и в упаковке. Масса первого образца без упаковки составляет – 292,19 г, с упаковкой – 298,24 г. Масса второго образца без упаковки составляет – 263,80 г, с упаковкой – 268,33 г. Соответственно, масса упаковки образца № 1 равно 6,05 г, образца № 2 – 4,53 г, соответственно. Также перед началом испытания произведено измерение прочности молотком Шмидта, сделано 10 измерений (табл. 1) в разных точках отобранного монолита, которые представлены в таблице, средняя прочность на сжатие составила 24 МПа. Скорость растворения определена путем замера массы образцов каждые 3-5 недель и сравнения их с предыдущим, так же каждый образец подлежит фото- и видеofиксации. Опыт начался с 08 декабря 2022 г. и продолжается до сих пор.

Таблица 1

Измерение прочности на сжатие молотком Шмидта

№ измерения	Прочность на сжатие, МПа
1	19
2	19
3	33
4	17
5	34
6	10
7	30
8	24
9	31
10	26
Среднее	24



Рис. 1. Установка моделирования свай под ангидритами (слева изображен образец № 2, справа – № 1)

Как и упоминалось ранее, масса первого образца составляет 292,19 г., замер которого был произведен 08.12.22 Второй замер произведен 30.12.22 г., масса составила 287,32 г., масса уменьшилась на 4,87 г. Третий замер произведен 06.02.23 г., масса составила 280,57 г., относительно второго замера масса уменьшилась на 6,75 г. Четвертый замер произведен 01.03.23 г., масса составила 275,43 г., относительно третьего замера масса уменьшилась на 5,14 г. Пятый замер произведен 23.03.23 г., масса составила 270,65 г., относительно четвертого замера масса уменьшилась на 4,78 г. Изменение массы относительно начального и последнего замеров составило 21,54 г.

Первоначальная масса второго образца составляет 263,80 г., замер которого был произведен 08.12.22 Второй замер произведен 30.12.22 г., масса составила 263,87 г., масса увеличилась на 0,07 г. Третий замер произведен 06.02.23 г., масса составила 263,96 г., относительно второго замера масса увеличилась на 0,09 г. Четвертый замер произведен 01.03.23 г., масса составила 263,46 г., относительно третьего замера масса уменьшилась на 0,50 г. Пятый замер произведен 23.03.23 г., масса составила 263,30 г., относительно четвертого замера масса уменьшилась на 0,16 г. Изменение массы относительно начального и последнего замеров составило 0,50 г. Ввиду того, что на образец № 2 вода капает с меньшей скоростью, на данном этапе исследования ангидрит преобразовывается в гипс, соответственно, потеря массы не так значительна и заметна, в отличие от образца № 1.

В таблице представлено изменение массы образцов №№ 1 и 2 относительно даты замеров. На графике (рис. 2) представлено изменение массы данных образцов без учета упаковки.

Таблица 2

Результаты измерений образцов

Дата замеров	Масса образца № 1	Масса упаковки образца № 1	Масса образца № 1 без упаковки	Изменение массы образца № 1	Масса образца № 2	Масса упаковки образца № 2	Масса образца № 2 без упаковки	Изменение массы образца № 2
08.12.22	298,24	6,05	292,19		268,33	4,53	263,8	
30.12.22	293,37		287,32	-4,87	268,4		263,87	-0,07
06.02.23	286,62		280,57	-6,75	268,49		263,96	-0,09
01.03.23	281,48		275,43	-5,14	267,99		263,46	0,5
23.03.23	276,7		270,65	-4,78	267,83		263,3	0,16

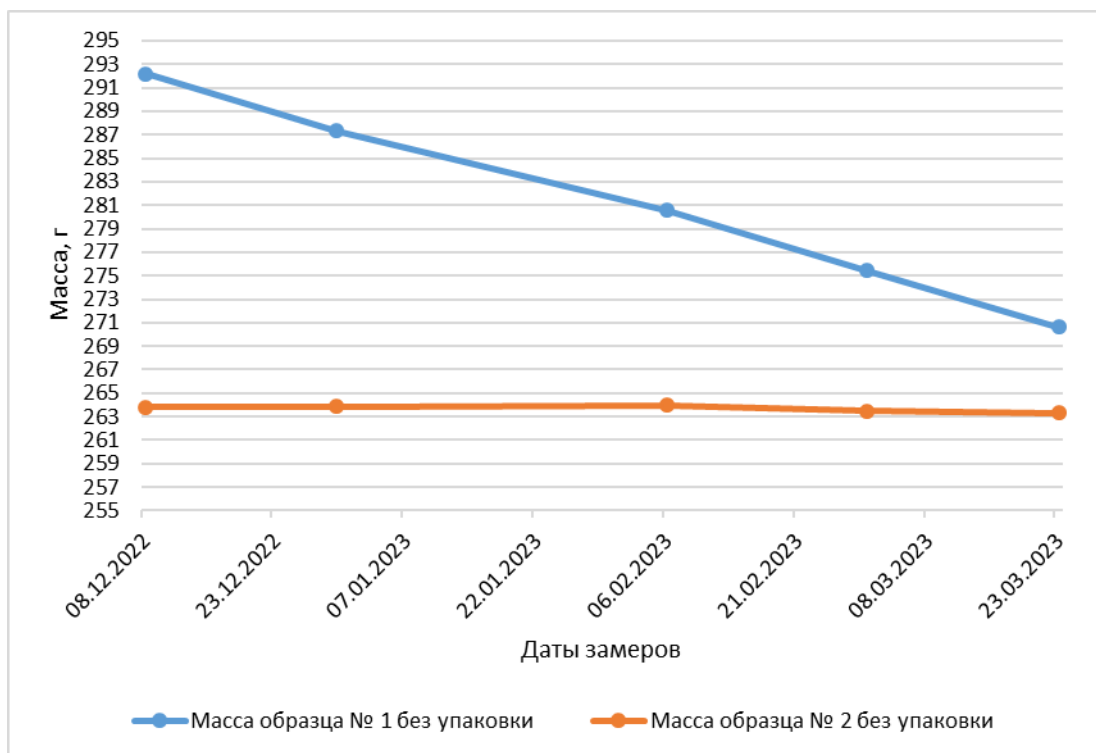


Рис. 2. График изменения массы образцов № 1 и 2 (без учета упаковки)

Таким образом, результаты опытов показывают, что в основании имитируемой сваи происходит процесс растворения при любой скорости потока, однако при разной заданной скорости потока воды интенсивность процесса растворения будет существенно отличаться. При устройстве свайных фундаментов и дальнейшей эксплуатации сооружений на свайных фундаментах, опирающихся на карстующиеся грунты, следует выполнять прогноз развития полости с учетом скорости растворения карстующихся отложений при разной динамике потока воды.

Литература

1. Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. *Карст и пещеры Пермской области.* – Пермь: Перм. гос. ун-т, 1992. – 200 с.
2. *Карта карстовой опасности на территории России (масштаб 1:10 000 000, 1993 г.), составленной в рамках государственной научно-технической программы «Безопасность» коллективом авторов В.М. Кутепов, М.М. Максимов, Н.Г. Анисимова, В.Ф. Германченко, М.С. Голицын, Г.Н. Дублянская, В.Н. Дублянский, В.П. Зверев, И.А. Кожжевникова, Н.Н. Кондратьев, И.А. Саваренский, А.И. Сергеев, М.А. Степанова, О.В. Тигина, В.П. Хоменко, А.Б. Чалбаев, главной редактор В.И. Осипов, при лаборатории геоинформатики и компьютерной картографии Института Геоэкологии РАН.*
3. Катаев В.Н., Золотарев Д.Р., Щербаков С.В. *Опыт растворения карбонатных и сульфатных пород // Материалы международной научно-практической конференции III Крымские карстологические чтения. Симферополь, 2021. С.50-56.*
4. Катаев В.Н., Золотарев Д.Р., Щербаков С.В., Е.В. Дробинина. *Оценка скорости растворения карбонатных и сульфатных пород // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Сборник научных статей. Выпуск 5 (42). Пермь, 2022. С.226-231.*
5. Копылов И.С. *Геоэкология, гидрогеология и инженерная геология Пермская Края. Пермь, 2021.*
6. Толмачев В.В., Ройтер Ф. *Инженерное карстование.* – М.: Недра; Берлин: Akademie, 1990. – 151 с.
7. Ford D, Williams P. *Karst hydrogeology and geomorphology.* – Wiley, New York, 2007. – 601 p.
8. СП 115.13330.2016. *Геофизика опасных природных воздействий.* Москва, Стандартинформ, 2018.

ОСОБЕННОСТИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА РОДНИКОВ ПОЛОВОДОВСКОГО УЧАСТКА ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СОЛЕЙ

Жуланов Глеб Станиславович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь,
e-mail: Zhulanov.gleb@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Минькевич Ирина Игоревна

Аннотация: в статье рассмотрены особенности химического состава подземных вод (родников) Половодовского участка Верхнекамского месторождения солей, не подверженному антропогенному воздействию. В ходе мониторинга охарактеризовано 9 родников по основным макрокомпонентам за 2010 г. Химический состав подземных вод формируется за счет природных факторов. Воды пресные, гидрокарбонатно-сульфатно-кальциевого состава.

Ключевые слова: Верхнекамское месторождение солей, Половодовский участок, родники, химический состав подземных вод, диаграмма Пайпера, диаграмма Шоллера.

FEATURES THE CHEMICAL COMPOSITION OF THE SPRINGS OF THE POLOVODOVSKY SITE ON THE VERKHNKAMSK SALT DEPOSIT

Gleb Zhulanov,

*Perm state national research university, 2nd year Master's Degree Student,
Perm,*

e-mail: Zhulanov.gleb@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Irina Minkevich

Abstract: the article describes the characteristics of the chemical composition of underground waters (springs) of the Polovodovsky section of the Verkhnekamsk salt deposit, which is not subject to anthropogenic influence. During the monitoring, 9 springs were characterized by the main macro components for 2010. Chemical composition of underground water is formed due to natural factors – fresh water, bicarbonate-sulfate-calcium composition.

Keywords: Verkhnekamsk salt deposit, Polovodovsky section, springs, chemical composition of underground waters, Piper diagram, Scholler diagram.

Введение

Верхнекамское месторождение калийно-магниевых солей открыто П. И. Преображенским в 1925 г. и приурочено к центральной части Соликамской впадины Предуральяского краевого прогиба [1]. Верхнекамское месторождение калийных солей расположено на северо-востоке Пермского края и занимает площадь около 3500 км² [5]. Месторождение комплексное: на его базе ведется добыча сильвинита (сырье для производства калийных удобрений), карналлита (для магниевой промышленности) и рассолов (сырье для производства соды) [5]. Геологические запасы месторождения огромны и оцениваются по карналлитовой породе в 96 млрд. т., по сильвинитам – 113 млрд. т., по каменной соли – 4,7 трлн. т. [5]. В центральной и южной частях ВКМКС детально разведаны 12 участков, 6 из которых разрабатываются (Соликамский, Ново-соликамский, Быгельско-Троицкий, Дурыманский, Балашонцевский и Палашерский) [7].

На Верхнекамском месторождении активно ведутся горнопроходческие работы и добыча калийно-магниевых солей с 1934 г. по настоящее время [5]. При разработке ВКМКС наблюдаются процессы засоления подземных и поверхностных вод [6] в связи с образованием и растворением отходов калийного производства [4]. Минерализация родников на территории Соликамского городского округа в районе влияния калийного предприятия составляет 6,18 г/дм³ [2].

Объект исследования

Рассматриваемый участок расположен в центральной части Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей на территории подчиненной Соликамскому городскому округу Пермского

края (рис. 1). Площадь участка составляет 206,85 км². На территории Половодовского участка расположены следующие населенные пункты – Половодово и Попово-Останино. Гидрографическая сеть района умеренно разветвленная. Основным водным объектом является приток реки Камы – река Усолка. Также на рассматриваемой территории расположены реки: Ростовица, Козловка, Пермьянка, Бубровка и др. Рельеф района холмисто-равнинный, расчлененный долинами рек, ручьев и оврагов. Наиболее низкие абсолютные отметки рельефа наблюдаются в пойме реки Усолка (около 115,0 м), а наиболее высокие – в юго-восточной части Половодовского участка (около 227,0 м). Почвы преимущественно подзолистые, дерново-подзолистые, в районах развития болот – болотистые торфяные, в незаболоченных долинах рек – дерново-луговые. Климат района умеренно-континентальный. По многолетним наблюдениям среднегодовая температура воздуха составляет плюс 0,7 °С. Самым холодным месяцем в году является январь, со среднемесячной температурой минус 16,0 °С, самым теплым – июль, со среднемесячной температурой плюс 17,5 °С. По количеству выпадающих осадков территория относится к зоне избыточного увлажнения. Наибольшее их количество приходится на июль-август, а наименьшее – на январь-март. Среднегодовое количество осадков – 634 мм [7].

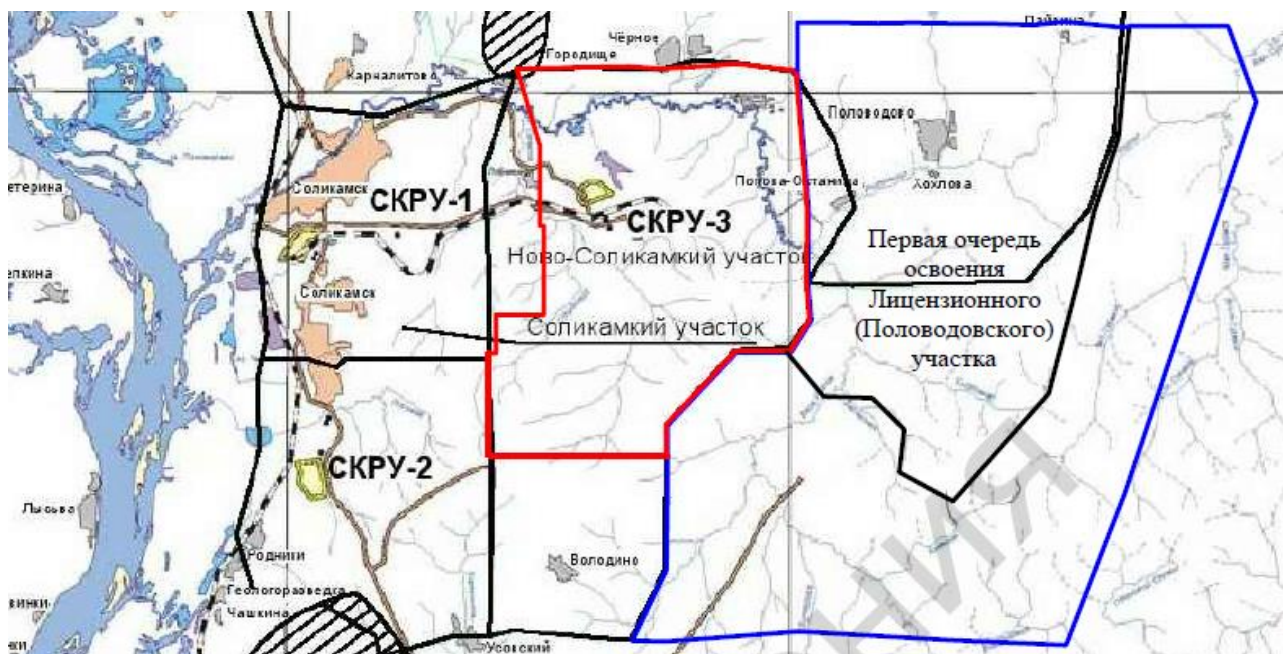


Рис. 1. Обзорная карта Половодовского участка

Материалы и методы исследования

Подземные воды Половодовского участка (рис. 2) связаны с водоносной соликамской терригенно-карбонатной свитой, шешминским слабоводоносным локально-водоносным терригенным комплексом, а также с аллювиальным горизонтом речных долин [3] (табл. 1). Оценка качества подземных вод Половодовского участка произведена по результатам опробования родников за август 2010 г. по следующим показателям: HCO_3^- , SO_4^{2-} , Cl^- , Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+} , pH, жесткости и минерализации на основании нормативных значений в соответствии с СанПиН 2.1.4. 1074-01.

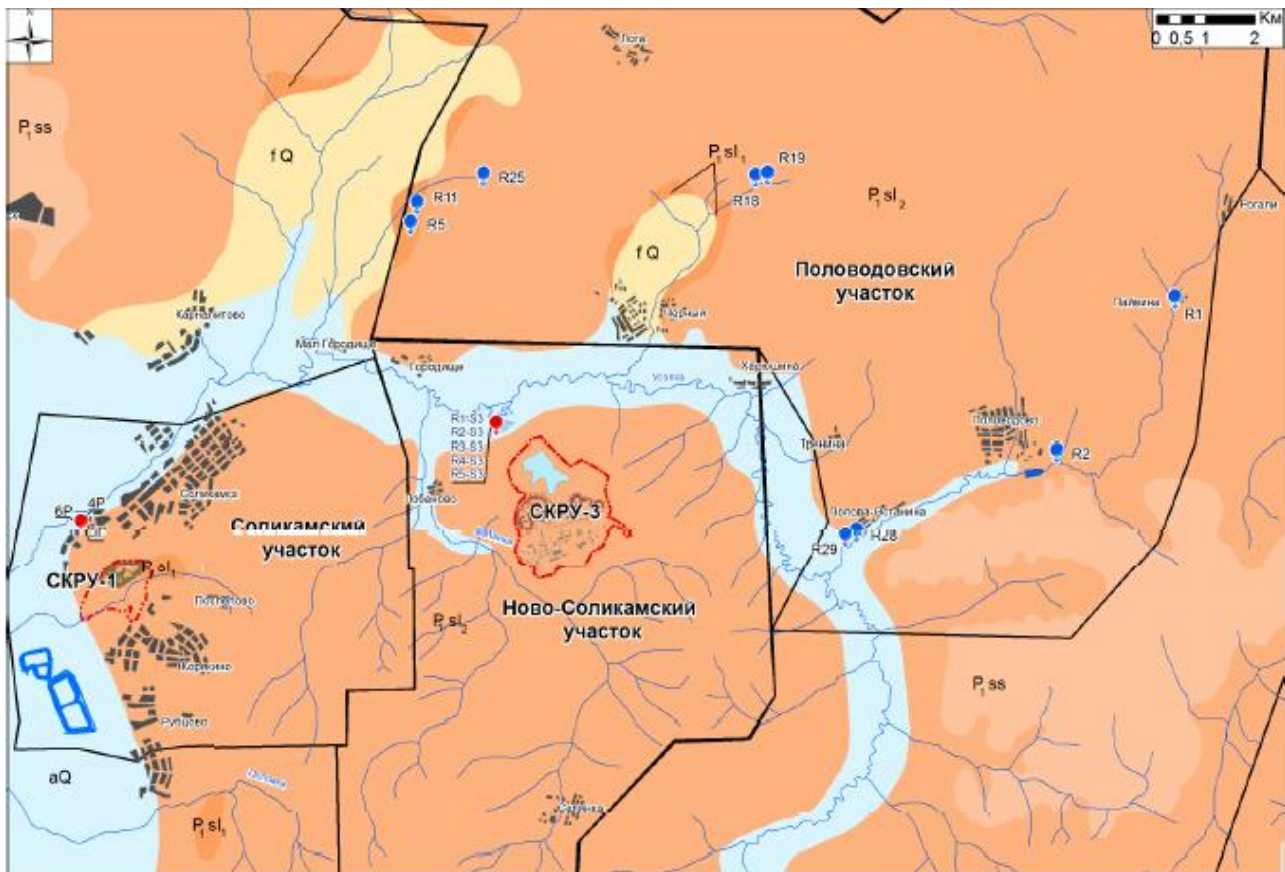


Рис. 2. Схематическая гидрогеологическая карта территории исследования

Результаты исследования

Воды обследованных родников по всем проанализированным компонентам соответствуют гигиеническим нормативам водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Область питания подземных вод в пределах водосборного бассейна р. Усолки находится в слабо измененных условиях. Состав вод гидрокарбонатный сульфатно-кальциевый. Содержание хлоридов не превышает 17-19 мг/дм³, общая минерализация составляет 300-400 мг/дм³, воды пресные.

Таблица 1

Химический состав подземных вод района площади Половотовского участка

№ п/п	Гидрогеологическое подразделение	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	pH	Жесткость, мг-экв/дм ³	Минерализация, мг/дм ³
1	aQ	242,55	36,36	19,88	86,17	7,32	8,38	0,62	8,14	4,9	410
2		198,3	16,62	9,23	64,13	6,1	4,45	0,32	8,33	3,7	300
3		196,8	18,47	10,65	66,13	7,32	4,55	0,33	8,42	3,9	310
4	P ₁ šš	190,7	14,67	7,1	64,13	3,66	2,83	0,36	8,46	3,5	280
5		186,1	14,33	6,39	62,12	3,66	3,67	0,28	8,51	3,9	320
6	P ₁ sl ₂	222,7	14,5	6,39	64,13	8,54	6,22	0,32	8,39	3,9	320
7		219,7	19,46	9,23	74,15	3,66	3,97	0,33	8,32	4	330
8		210,5	28,55	17,75	70,14	13,42	3,28	0,35	8,38	4,6	350
9		225,8	38,07	10,4	58,12	18,3	3,44	0,34	8,38	4,4	360

По данным отбора проб воды из родников (18.08.2010), представленным в таблице 1, были построены различные графики химического состава (рис. 3,4,5).

На рис. 3 отображен макрокомпонентный состав по 9 родникам: родники №№ 1, 2 и 3 являются зонами разгрузки водоносного локально-слабоводоносного четвертичного аллювиального горизонта (aQ), слабоводоносного локально-водоносного шешминского терригенного комплекса (P1šš) – родники №№ 4 и 5, водоносная верхнесоликамская терригенно-карбонатная подсвета (P1Sl2) разгружается родниками №№ 6,7,8 и 9. Четвертичный аллювиальный горизонт, шешминский терригенный комплекс и терригенно-карбонатная подсвета приурочены к долинам рек Усолка и Ростовица.

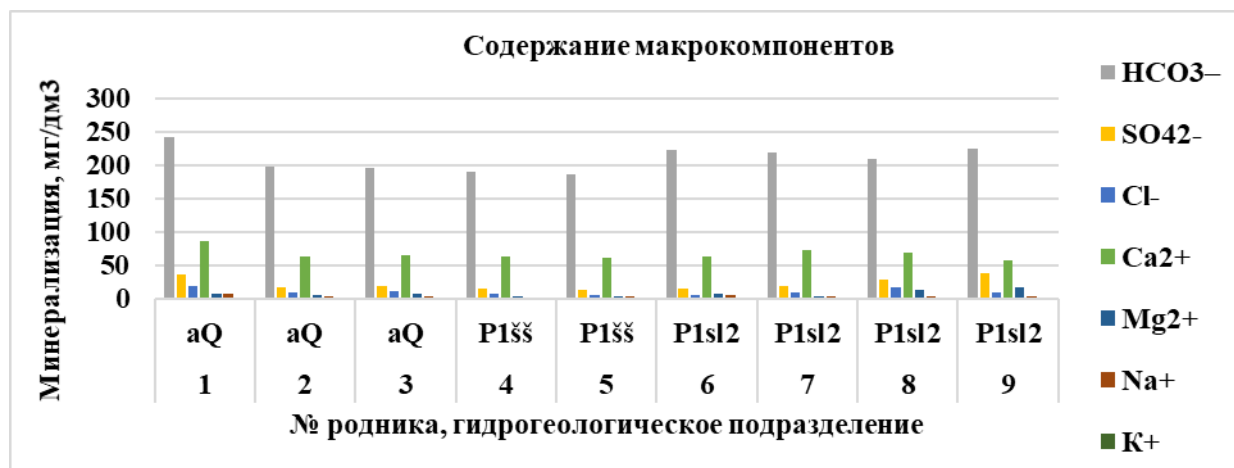


Рис.3. Гистограмма распределения основных макрокомпонентов родников

Классификация гидрохимических фаций отобранных проб воды из исследуемого района проанализирована и представлена графически на диаграмме Пайпера для отображения основных химических компонентов вод.

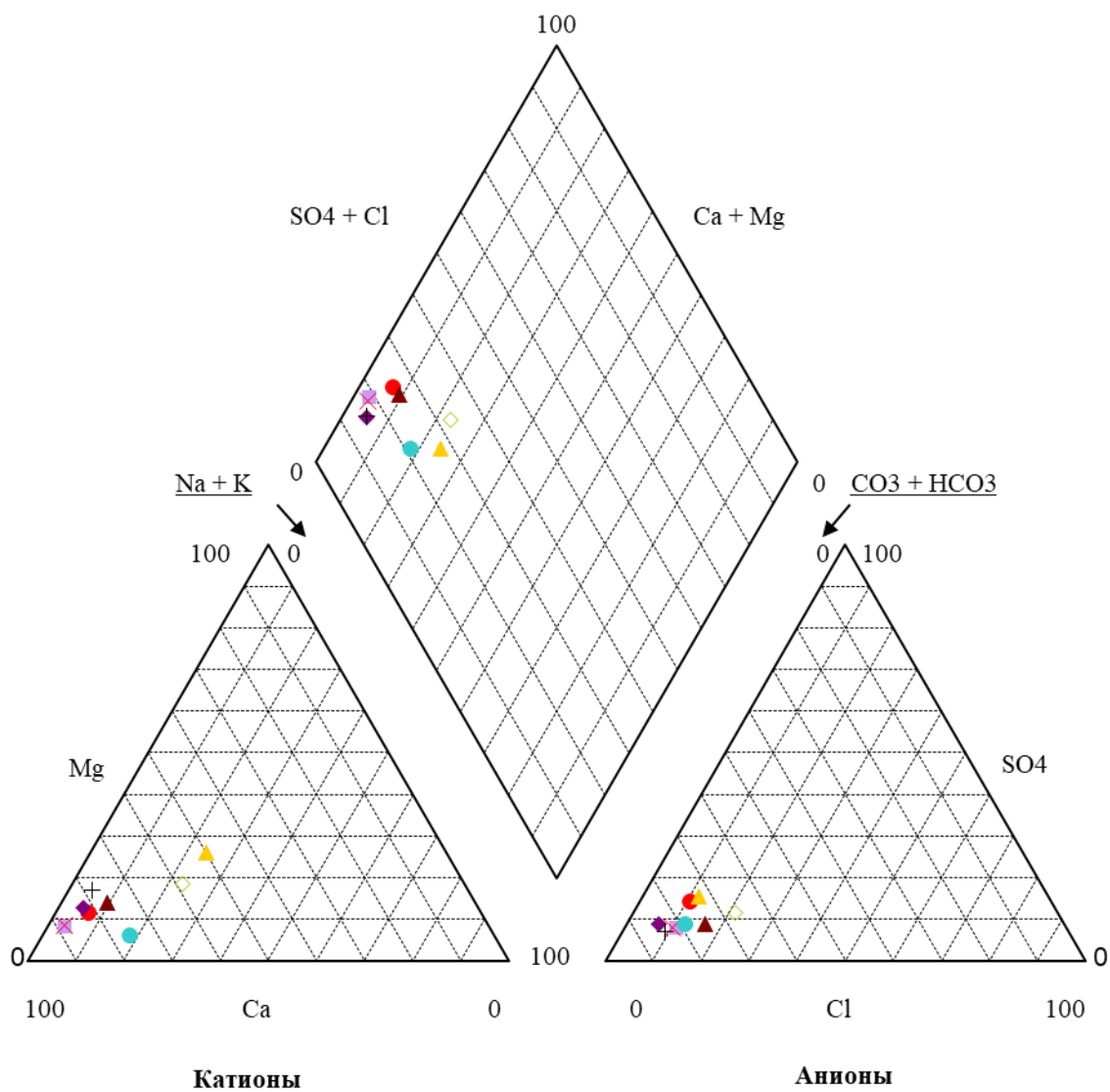
Диаграмма Пайпера состоит из двух треугольных полей, каждое из которых представляет состав катионов и анионов, а ромбовидное поле представляет состав катионов и анионов, присутствующих в грунтовых водах.

Классификация гидрохимических фаций грунтовых вод представлена на трехлинейной диаграмме Пайпера, приведенной на рис. 4.

По катионному составу все 9 проб попали в зону кальциевых вод. В анионном составе заметно преобладал гидрокарбонат-ион.

Диаграмма Шоллера – это графики различных концентраций катионов (Na⁺, K⁺, Mg²⁺, Ca²⁺) и анионов (Cl⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻) во всех отобранных пробах воды, построенные в полулогарифмическом масштабе (рис. 5).

Концентрации катионов и анионов измерялись в миллиграммах на литр (мг/дм³). Наименьшее значение концентрации катионов и анионов было в пробах воды № 5, 6, а наибольшее – в пробах воды № 1, 9.



● Проба 1 ◆ Проба 2 ▲ Проба 3 ■ Проба 4 × Проба 5 + Проба 6 ● Проба 7 ◇ Проба 8 ▲ Проба 9

Рис. 4. Диаграмма Пайпера

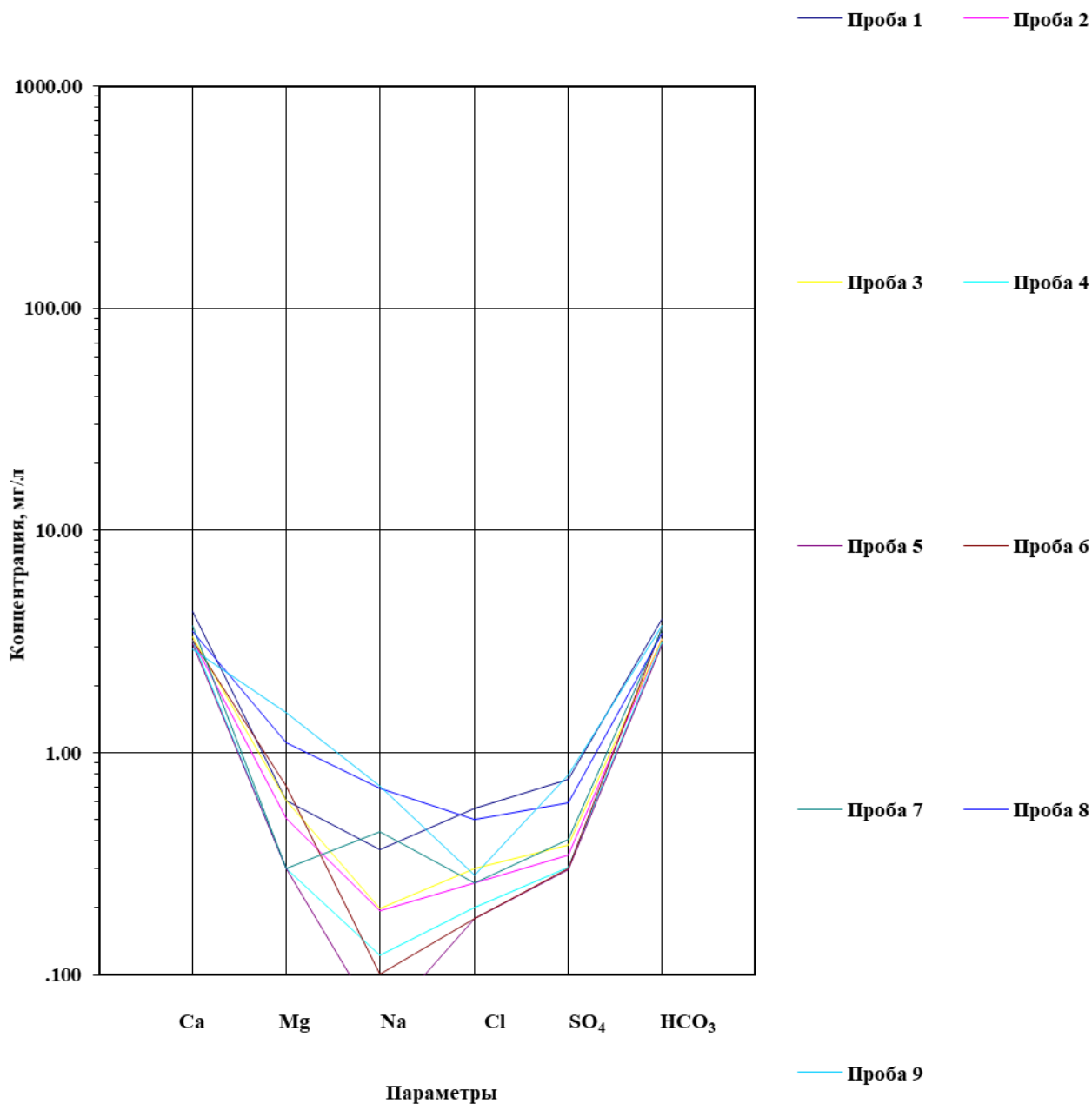


Рис. 5. Диаграмма Шоллера

Обсуждение

Результаты опробования родников верхнесоликамской подсвиты представлены в табл. 2. Концентрации компонентов вблизи рудников намного превышают значения естественного фона. Особое внимание уделяется значениям показателей ионов Cl⁻, Na⁺ и K⁺. Так как они являются потенциальными веществами-загрязнителями подземных вод исследуемой территории.

Таблица 2

Средние значения показателей химического состава родников верхнесоликамской подсвиты
Соликамского городского округа

Компо- ненты	НСО ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	K ⁺	рН	Жест- кость, мг- экв/дм ³	Мине- рализа- ция, мг/ дм ³	Ссылка на ис- точник
Услов- ный фон	219,68	25,15	10,94	66,64	10,98	4,23	0,34	8,37	4,23	340,0	[3]
	199,44	19,03	6,59	58,74	11,56	2,09	0,71	7,65	3,86	309,46	[2]
Вблизи рудника	197,50	63,60	3715,35	724,41	232,71	1109,44	143,45	7,28	55,28	6177,99	

Заключение

Таким образом, на территории Половодовского участка Верхнекамского месторождения солей преобладают гидрокарбонатные сульфатно-кальциевые подземные воды с рН 8,37 и минерализацией 331 мг/дм³ (пресные, щелочные), что соответствует нормам СанПиН.

Верхнесоликамская подсвита является основным источником водоснабжения и широко используется местным населением для хозяйственных и питьевых целей. Для предотвращения загрязнения выполняются мониторинговые наблюдения за химическим составом родников, то есть проводятся измерения значений компонентов как относительно природного фона, так и около объектов калийного производства.

Литература

1. Барях А. А., Смирнов Э. В., Квиткин С. Ю., Тенисон Л. О. Калийная промышленность России: проблемы рационального и безопасного недропользования // Горная промышленность. Москва, научно-производственная фирма «Гемос Лимитед», 2022. С. 41-50.
2. Белкин П. А. Характеристика техногенной трансформации химического состава родникового стока в районе добыче солей на примере Верхнекамского месторождения // Вестник Пермского университета, Геология. Пермь, Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2022. С. 297-306.
3. Геологический отчет о результатах геологоразведочных работ с подсчетом запасов калийных солей в пределах первой очереди освоения лицензионного участка ОАО «КГК» Верхнекамского месторождения. Пермь, 2012.
4. Земсков А. Н., Максимович Н. Г., Мещерякова О. Ю. Современные тенденции в развитии калийной промышленности // Известия Тульского государственного университета, Науки о земле. Тула, Издательство ТулГУ, 2022. С. 369-382.
5. Кудряшов А. И. Верхнекамское месторождение солей. Изд. 2-е, перераб. М., «Эпсилон Плюс», 2013. 368 с.
6. Митракова Н. В.,
7. Хайрулина Е. А. Формирование засоленных техногенных почв в зоне влияния калийных предприятий // Отражение био-, гео-, антропогенных взаимодействий в почвах и почвенном покрове. Томск, Издательский Дом Томского государственного университета, 2020. С. 142-145.
8. Мясоедов Н. В., Онопин Е. В. Проектная документация «Технический проект на отработку запасов центральной части Ново-Соликамского участка и первой очереди освоения Половодовского участка Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей. Увеличение мощности до 14,8 млн. тонн». АО «ВНИИ Галургии», Пермь, 2018.

ГЕОХИМИЯ ПРИРОДНЫХ ВОД СЕВЕРНОЙ ОКРАИНЫ г. КАЗАНИ

Идиятуллина Алтынай Рамилевна

Казанский (Приволжский) федеральный университет, студентка 4 курса, г. Казань

e-mail: idiyatullina.2001@mail.ru

Хамитов Айрат Джаудатович

Казанский (Приволжский) федеральный университет, аспирант 1 года обучения, г. Казань

e-mail: khamitov07.03@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Мусин Рустам Хадиевич

Аннотация: В статье рассматриваются особенности состава поверхностных и подземных вод района памятника природы Республики Татарстан и природного заказника "Голубые озера". На основе гидрогеохимических и гидрологических данных оценивается интенсивность восходящей разгрузки солоноватых артезианских вод нижнепермских отложений.

Ключевые слова: р. Солонка, р. Казанка, оз. Голубое, гидрометрия, поверхностные и подземные воды, восходящие источники.

GEOCHEMISTRY OF NATURAL WATERS OF THE NORTHERN PROVINCE OF KAZAN

Idiyatullina Altynai Ramilevna

Kazan (Volga region) Federal University, 4th year student, Kazan

e-mail: idiyatullina.2001@mail.ru

Khamitov Ayrat Djaudatovich

Kazan (Volga region) Federal University, 1st year post-graduate student, Kazan

e-mail: khamitov07.03@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, reader, Musin Rustam Khadievich

Abstract: The article considers the peculiarities of the composition of surface and ground waters in the area of the nature monument of the Republic of Tatarstan and the nature reserve "Blue lakes". Based on hydrogeochemical and hydrological data the intensity of upward discharge of brackish artesian water of Lower Permian deposits is estimated.

Keywords: r. Solonka, r. Kazanka, Blue lake, hydrometry, surface and ground water, rising springs.

Одной из природных жемчужин Республики Татарстан (РТ) являются Голубые озера. Они пользуются очень широкой известностью и используются в рекреационных и лечебных целях. Озера расположены в долине р. Казанка (в 14 км выше её устья), на северной окраине г. Казани. На расстоянии около 1,5 км, по правому борту р. Казанка, на её первой террасе, в районе пос. Щербаково отмечается целая цепочка озёр, именуемых Голубыми озерами. Большое Голубое озеро расположено южнее Щербаково, а малые озера – севернее. Большое озеро имеет площадь 4,6 га и объём 60 тыс. м³. Его максимальная глубина составляет 18,3 м. Вода озера по протоке в его южной части сливается в р. Казанка. Средние расходы в летние периоды – около 850 л/с. До середины прошлого века в районе слива действовали водяная мельница и даже небольшая ГЭС [1]. Также на западном берегу озера в красивом сосновом лесу когда-то функционировал пионерский лагерь. Севернее пос. Щербаково расположены небольшие изометричные озера, вытянутые вдоль русла р. Казанка и оборудованные деревянными сходами для купания. Озера не замерзают зимой и обладают постоянной в течение всего года температурой 4-8^o С. В районе этих малых озёр многолюдно в течение всего года, т.к. они активно используются для оздоровительного купания. Вода озёр имеет голубоватую окраску, которую связывают с наличием сероводорода, а также минерализацию 2,0-2,5 г/л и преимущественно сульфатный кальциевый (по [10]) состав [4]. Происхождение озёр связывают с восходящей разгрузкой напорных подземных вод нижнепермских отложений. Проявления этой разгрузки визуальными фиксируются в виде многочисленных грифонов на дне Голубых озёр, в днище р. Казанки, а также её правого притока р. Солонка, устье которой находится в 1500 м южнее пос. Щербаково. Кровля нижней перми, сложенная гипсами и ангидритами сакмарского яруса, залегает на гипсометрическом уровне около 0 м, тогда как уровень р. Казанка в рассматриваемом районе составляет 53 м.

Основная цель исследования – уточнение особенностей состава вод Голубых озер, р. Казанка и р. Солонка, а также определение величины разгрузки напорных относительно глубинных вод в долине р. Солонка.

Основными методами исследований явились гидрометрическая и гидрогеохимическая съемки. В октябре 2022 г. на р. Солонка авторами проведены гидрометрические исследования на 5 гидростворках от верховьев реки до ее низовьев. Последние два гидроствора располагались в районе пос. Кадышево, расположенного в 800 м от устья р. Солонка и в 1400 м юго-западнее пос. Щербаково. Работы велись согласно наставлениям гидропостам [9]. Скорость течения фиксировалась гидрометрической вертушкой С-31 компании ОТТ (Германия). Параллельно с этим проводилось и опробование водопроявлений. Распределение гидропроб: р. Солонка – 8 проб, р. Казанка – 2 (в районе Голубых озер), оз. Голубые – 2, (с большого и одного из малых озер), восходящие родники в долине р. Солонка на западной и северной окраинах пос. Кадышево – 3. В гидропробах по соответствующим нормативным документам определялись значения основных интегральных показателей природных вод, а также концентрации макро- и мезокомпонентов. Основная часть последних детектировалась на ионном хроматографе Dionex ICS-1600 (США); гидрокарбонат-ион, перманганатная окисляемость и кремнекислота определялись титрованием, рН – потенциометрическим методом, а электропроводность – кондуктометрическим. Семь проб были проанализированы на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой iCAP Qc (Германия) с определением концентраций 65 элементов от лития до урана.

Река Солонка имеет протяженность около 23-24 км. Она обладает достаточно хорошо разработанной долиной, в средней и нижней части с крутым левым и относительно пологим правым бортом, с абсолютными отметками уровня воды – 53-170 м. Не очень мощный аллювий на большей части долины подстилается комплексом терригенно-карбонатных отложений верхнеказанского подъяруса средней перми. В приустьевой части аллювий подстилается терригенно-карбонатными породами нижнеказанского подъяруса и песчано-глинистыми образованиями плиоцена. Последние выполняют также коренное основание долины р. Казанка и Голубых озер [3].

Природные воды изученного района характеризуются весьма изменчивым составом (табл. 1, составлена на основе данных по 15 гидропробам).

Таблица 1

Некоторые показатели состава природных вод района Голубых озер

Типы воды	Минерализация, мг/л	Жесткость, ммоль/л	Электропроводность, мкСм/см	рН	SO ₄ ²⁻ , мг/л
От HCO ₃ /Mg-Ca до SO ₄ /Ca	369–2443	4,3–35,4	279–1715	7,13-8,47	7,1–1393
	1425±745	18,3±10,6	1031±559	7,60±0,36	674,9±520,9
	1282	17,2	1035	7,67	559,6
HCO ₃ ⁻ , мг/л	Cl ⁻ , мг/л	NO ₃ ⁻ , мг/л	F ⁻ , мг/л	Ca ²⁺ , мг/л	(Na+K) ⁺ , мг/л
268–427	2,3–13,8	0,2–11,5	0,11–1,17	48,1–601,2	4,0–118,3
344±51,4	7,4±2,8	5,24±3,1	0,40±0,31	297,6±188	39,5±41,5
341,7	6,98	5,43	0,36	272,5	16,96

Примечание. В этой и последующей таблице в первой строке цифровых данных – предельные значения (min-max), во второй – среднее ± стандартное отклонение, в третьей – медиана.

Максимальной вариабельностью обладают значения минерализации и жесткости, а также концентрации сульфатов и ионов кальция. Более однородные гидрохимические данные фиксируются при рассмотрении отдельных выборок (табл. 2). По данным этой таблицы можно с высокой уверенностью говорить об условиях формирования состава природных вод изученного района.

Таблица 2

Статистические параметры состава поверхностных и подземных вод

Выборка	Кол-во проб	Минерализация, мг/л	Жесткость ммоль/л	Электропроводность, мкСм/см	SO ₄ ²⁻ , мг/л	Ca ²⁺ , мг/л	Тип воды
р. Солонка (верховья)	4	369–583 471±105 467	4,3–6,0 5,2±0,87 5,23	279–385 337±54 343	7,1–18,5 10,3±5,5 7,89	48,1–88,2 69,9±17,9 71,7	HCO ₃ /Mg-Ca

Выборка	Кол-во проб	Минерализация, мг/л	Жесткость ммоль/л	Электропроводность, мкСм/см	SO ₄ ²⁻ , мг/л	Ca ²⁺ , мг/л	Тип воды
р. Солонка (низовья)	4	1045–1906 1422±418 1369	11,6–25,0 17,9±6,5 17,4	372–1420 1004±478 1113	459,7–1002 695,4±277 660,0	152,3–409 286,6±137 292,6	HCO ₃ -SO ₄ /Ca
р. Казанка	2	1272–1282 1277±6,8 1277	16,2–17,2 16,7±0,7 16,7	1000–1035 1018±25 1018	493,3–559,6 526,5±46,9 526,5	248,5–273 260,5±17,0 260,5	HCO ₃ -SO ₄ /Mg-Ca
Оз. Голубое	2	2258–2382 2320±87,7 2320	29,5–35,4 32,5±4,1 32,5	1630–1700 1665±49 1665	1328–1335 1331,6±4,5 1331,6	481,0–601 541,1±85,0 541,1	SO ₄ /Ca
Восходящие родники	3	1953–2443 2202±245 2210	22–31,2 28,0±5,2 30,8	1382–1715 1576±173 1630	993,4–1393 1194,9±200 1198,4	424,8–513 478,3±47,0 497,0	HCO ₃ -SO ₄ /Mg-Ca и SO ₄ /Ca

Весьма близки данные по составу вод восходящих родников и оз. Голубое, что связано с единым источником их поступления – из нижнепермских отложений, залегающих на глубине 50–70 м. Формирование таких сульфатных кальциевых вод связано с относительно длительным взаимодействием первичных атмосферных осадков с карбонатно-сульфатными породами (известняки, гипсы, ангидриты) средне- и нижнепермских отложений. По современным представлениям атмосферная влага поступает в эти породы в осевой части Вятского вала, в 60–90 км севернее района Голубых озер. Мощные зоны разгрузки таких относительно глубинных вод фиксируются вдоль долины р. Казанка между устьями рек Солонка и Сула [1]. Река Сула, как и р. Солонка, является правым притоком р. Казанка. Она расположена выше по течению Казанки. Расстояние между устьями этих двух притоков – 13 км. Особенности состава вод рр. Казанка и Солонка (в нижнем течении) также во многом связаны со значительной величиной разгрузки сульфатно-кальциевых солоноватых вод нижнепермских отложений в долинах этих рек. Состав воды р. Казанки, являющейся притоком р. Волги, довольно сильно отличается от состава волжской воды. Так, минерализация последней в районе г. Казани обычно редко когда превышает 350 мг/л, а ее жесткость находится в интервале 3–5 ммоль/л [8]. Наименее минерализованной и жесткой является вода р. Солонка в ее верхнем и среднем течении. Это связано с тем, что в меженные периоды ее питание здесь определяется разгрузкой исключительно грунтовых вод, локализованных в покровных четвертичных, а также среднепермских (верхнеказанский и нижеуржумский подъярусы) отложений. Близкими особенностями состава грунтовые воды характеризуются на участках близкого геологического строения – в пределах Печищинского полигона учебных геологических практик [2, 7, 8] и Нижнекамской промзоны [6].

Об интенсивности восходящей разгрузки подземных вод нижнепермских отложений можно судить по совокупному анализу гидрометрических (табл. 3) и гидрохимических данных на основе уравнения смешения.

Таблица 3

Расходы р. Солонка

№ гидроствора	Местоположение	Расстояние от истока, км	Расход, л/с	Линейное приращение расхода, л/с*м	Концентрация сульфатов в речной воде, мг/л
1	Д. Берновые Ковали	8	39,2	0,005	7,865
2	Д. Семиозерка	14	76,27	0,0062	7,102
3	Под мостом автотрассы М-7	18	135,1	0,0147	18,503
4	Западная окраина пос. Кадышево	20	255,3	0,06	461,414
5	Юго-западная окраина пос. Кадышево	21,1	601,6	0,315	685,00

Примечание. От гидроствора № 5 до устья р. Солонка ~ 2,2 км.

Это уравнение (1) имеет вид [5]:

$$Q_a = Q_p(C_p - C_r) / (C_a - C_r), \quad (1)$$

где Q_a и Q_p – расходы артезианских и речных вод; C_a , C_p , C_T – концентрации иона индикатора в артезианских, речных и грунтовых водах.

В качестве иона индикатора был принят сульфат-ион.

Для проведения расчетов по указанному уравнению концентрации сульфат-ионов в грунтовых и относительно глубинных (артезианских) водах были приняты следующим образом:

- в грунтовых водах – 10,3 мг/л (соответствует средней концентрации данного компонента в верхнем течении р. Солонка);

- в артезианских водах – 1393 мг/л (соответствует максимальной концентрации в такого типа водах, см. табл. 2).

Строение долин рр. Казанка и Солонка позволяют предполагать, что разгрузка артезианских вод в долину р. Солонка происходит на участке от гидроствора № 3 до ее устья.

Расход артезианских вод в районе гидроствора № 4 – 83,29 л/с, что составляет 32,6% от общего расхода р. Солонка. Такой же расход в районе гидроствора № 5 – 293,56 л/с или 48,80% от общего расхода р. Солонка. Вероятно, максимальная доля артезианских вод в расходе Солонки будет отмечаться под мостом на въезде в пос. Кадышево с его южной окраины (расстояние до устья – 1,8 км), где отмечается максимальное содержание сульфатов в речной воде – 1001,78 мг/л. Здесь, к сожалению, нет замеров расхода, но сделав некоторые допущения, с высокой степенью уверенности можно говорить, что доля артезианских вод в общем речном расходе может достигать 71,5%.

Поверхностные и подземные воды изученного района хорошо различаются и по содержаниям микрокомпонентов. Эти данные будут отражены в другой статье.

Проведенные исследования позволили впервые довольно точно определить долю относительно глубинных подземных вод в общем расходе р. Солонка в ее нижнем течении.

Благодарности. Авторы выражают глубокую благодарность руководству и сотрудникам лаборатории геохимии, изотопного и элементного анализа Казанского федерального университета за проведенный анализ 7 гидропроб на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой iCAP Qc (исполнитель – К.Р. Миннебаев).

Литература

1. Геологические памятники природы Республики Татарстан / Научн. ред. В.В. Силантьев. Казань: Акварель-Арт, 2007. 296 с.
2. Геология Приказанского района. Путеводитель по полигонам учебных геологических практики / Научн. ред. А.И. Шевелёв. Казань: ЗАО “Новое знание”, 2007. 208 с.
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200000. Серия Средневолжская. Лист N-39-II (Казань). СПб: Изд-во Санкт-Петербургской картфабрики ВСЕГЕИ, 2003.
4. Королев М.Е. Геологические экскурсии в Приказанском районе. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1974. 88 с.
5. Коротков А.И. Гидрогеохимический анализ при региональных геологических и гидрогеологических исследованиях. Л.: Недра, 1983. 231 с.
6. Мусин Р.Х., Галиева А.Р., Кудбанов Т.Г., Курлянов Н.А. Особенности влияния на гидросферу комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий в Нижнекамской промзоне Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. 2020. № 3. С. 108–112.
7. Мусин Р.Х., Мусина Р.З., Нигматуллина Д.А., Тухватуллина Г.А. Условия формирования и вариации состава природных вод в техногенно слабонарушенных районах средней полосы Европейской России // Проблемы геологии, планетологии, геоэкологии и рационального природопользования: сборник тезисов и статей Всерос. конф., 26-28 октября 2011 г. / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т (НПИ). Новочеркасск: ЛИК, 2011. С. 120-123.
8. Мусин Р.Х., Сарычев Д., Хамитов А.Д., Ахметова А.А. Характер и динамика изменения во времени состава природных вод в окрестностях г. Казани // Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий: Материалы XIV Межрегиональной науч.- практической конференция, Уфа, 23–26 мая 2022 г. Москва: Изд-во «Перо», 2022. С. 105-110.
9. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам. Выпуск 6. Часть I. Гидрологические наблюдения и работы на больших и средних реках. Гидрометеослужба СССР, 1977.
10. Отраслевой стандарт. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. М.: ВСЕГИНГЕО, 1986. 12 с.

ОЦЕНКА ПОВЕРХНОСТНОЙ ЗАКАРСТОВАННОСТИ ПО ДАННЫМ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ

Мизёв Артём Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: artem.mizev@bk.ru*

Научный руководитель: к. г.-м. н., Дробинина Елена Викторовна

Аннотация: демонстрируются преимущества использования данных дистанционного зондирования Земли для проведения оценки поверхностной закарстованности территории. Автором выбран закарстованный участок в Кишертском районе, который относится к одноименному району распространения гипсового и карбонатно-гипсового карста. По результатам дешифрирования спутниковых данных построены карты, позволяющие оценить поверхностную закарстованность с использованием программы ArcGIS. Посчитано количество карстовых форм, их размеры, типы карстопроявлений, закономерности расположения, выделены зоны неблагоприятные для хозяйственного освоения.

Ключевые слова: данные дистанционного зондирования земли, инженерно-геологические изыскания, поверхностная закарстованность, карстовый массив, карстовая опасность.

ESTIMATION OF SURFACE KARSTINESS ACCORDING TO EARTH REMOTE SENSING DATA

Mizev Artem Aleksandrovich

*Perm state university,
3^d year student (2020-2024), Perm
e-mail: artem.mizev@bk.ru*

*Research Supervisor: PhD in Geology and Mineralogy,
Drobinina Elena Viktorovna*

Abstract: The advantages of using remotely sensed data to make an assessment of surface karst is demonstrated. The author selected a karst area in the Kishert district, which belongs to the gypsum and carbonate-gypsum karst distribution area of the same name. Based on the results of the interpretation of satellite data, maps were constructed to assess the surface karst using the ArcGIS software. The number of karst forms, their sizes, types of karst occurrences, patterns of location are calculated, zones unfavorable for economic development are highlighted.

Keywords: earth remote sensing data, engineering and geological surveys, surface karst, karst massif, karst hazard

Введение

Карст – процесс химического и механического воздействия агрессивных подземных и поверхностных вод на растворимые горные породы (карбонаты, гипс, ангидрит и др.), в результате которого образуются поверхностные и подземные карстовые формы (воронки, полости, пещеры) [2]. Карстовый процесс оказывает негативное влияние на многие сферы хозяйственной деятельности человека, в особенности, строительство. При проектировании новых сооружений важно изучать поверхностную закарстованность, так как появление новых провалов, как правило, происходит вблизи уже сформированных.

Удобно и оперативно давать характеристику поверхностной закарстованности, используя данные дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ). При сочетании данных ДЗЗ и полевых маршрутных наблюдений значительно повышается качество оценки карстоопасности территории. Помимо этого, с помощью использования данных ДЗЗ можно решать задачи исследования территории в зимний период, когда проводить полевую оценку затруднительно. Использование данных ДЗЗ весьма информативно и полезно при выборе перспективных участков для строительства. С помощью данных ДЗЗ,

охватывающих различные временные диапазоны, также можно оценить динамику карстопроявлений: увеличение существующих или появление новых провалов на изучаемой территории.

Целью работы являлось изучение поверхностной закарстованности по данным дистанционного зондирования Земли. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

1) На спутниковых снимках высокого разрешения Google, Yandex, Bing Maps и Bird's Eye на изучаемой территории выделены карстовые формы – замкнутые отрицательные элементы, часто отличающиеся фототонном от окружающей территории.

2) С использованием геоинформационных систем (ГИС) построены карты: карта плотности карстовых форм, карта удаленности от карстопроявлений, карта зонирования территории по карстовой опасности.

3) Дана оценка поверхностной закарстованности территории.

Краткая характеристика изучаемой территории

Исследуемая территория находится вблизи д. Подпавлиново Кишертского района Пермского края. Ближайший крупный населенный пункт – село Усть-Кишерть, расположенный в 9 км южнее закарстованного участка (рис. 1).

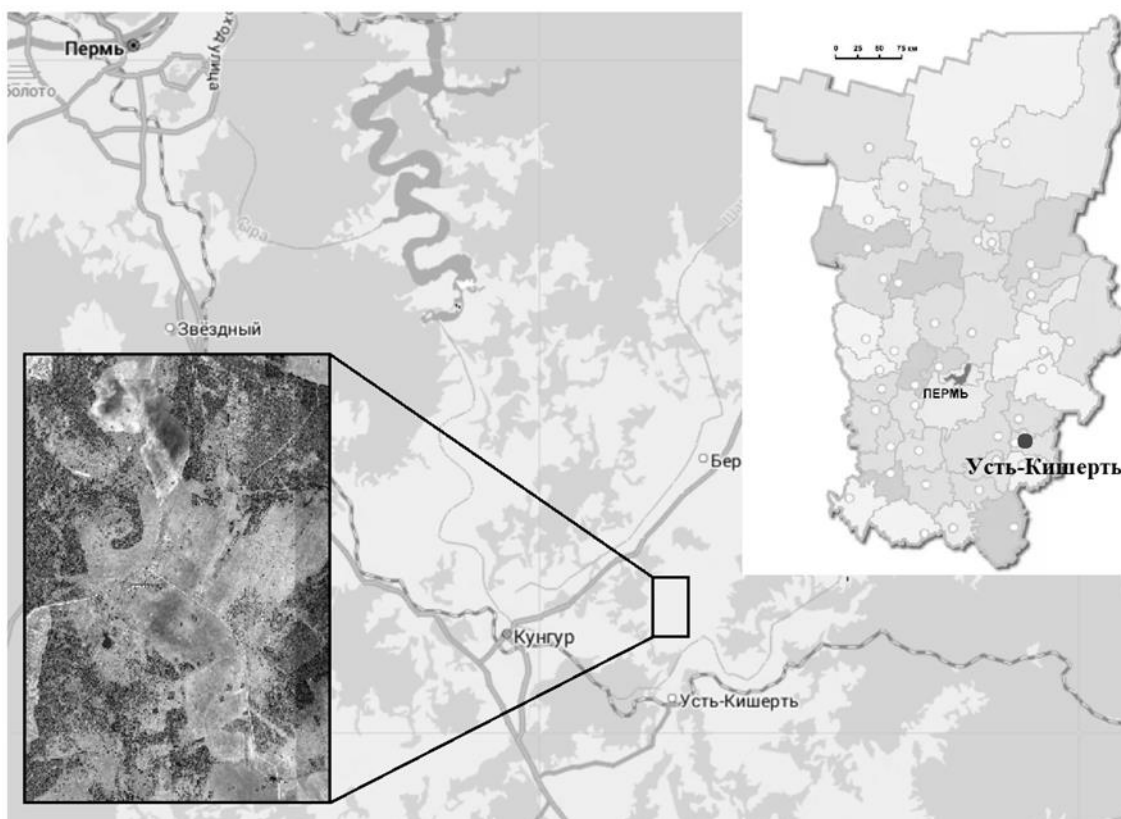


Рис. 1. Схема расположения изучаемой площади (вне масштаба)

Карстовые явления. Исследованный участок согласно схеме карстового районирования (Горбунова и др.) относится к Кишертскому району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста. Преобладают закрытый и под-аллювиальный типы карста. Формы его проявления разнообразны – это воронки, котловины, карстовые депрессии с поперечником более 1 км, карстовые речки и озера [1].

В структурно-тектоническом отношении исследуемый район занимает восточную окраину Восточно-Европейской платформы в пределах северной части Уфимского вала. Согласно схеме геоморфологического районирования территории Пермской области (ныне – края), впервые выполненной Г.А. Максимовичем (1958) исследуемая территория расположена на восточной окраине Русской равнины. В геологическом строении Кишертского района принимают участие отложения артинского, кунгурского ярусов нижней перми (P_1), представленные карбонатными (известняк, доломит), сульфатными (гипсы, ангидриты) и глинистыми (аргиллиты) породами, часто переслаивающимися друг с другом. Выше залегают неоген-четвертичные (N-Q) карстово-обвальные отложения – известковистые глины, суглинки и супеси, гравийно-галечниковые грунты с щебнем и дресвой коренных пород. С

поверхности залегают аллювиальные и аллювиально-делювиальные четвертичные (Q) образования: супеси, глины, суглинки с дресвой и щебнем коренных пород.

Методика проведения анализа и основные результаты

С использованием космоснимков земной поверхности (Google) и ГИС путём выделения полигонов были оцифрованы карстовые формы, которые представлены: воронками, понижениями, понижениями заболоченными, котловинами, заполненными водой. На участке площадью 18,6 км² было выделено 142 поверхностных формы, среди которых 56 воронок, 18 котловин, 68 понижений.

В дальнейшем, в программном продукте ArcGIS были построены карты, позволяющие оценить поверхностную закарстованность: карта плотности карстовых форм, карта удаленности от карстопроявлений, карта зонирования территории по карстовой опасности.

С использованием инструмента «Плотность ядер», позволяющем вычислить количество точек на единицу площади (плотность), построена карта плотности всех карстовых форм. Исследуемый участок характеризуется плотностью воронок от первых единиц до 35 шт/км². С использованием карты можно сделать вывод, что плотность карстовых форм на изучаемой территории растет от периферии к центру, основная их часть сконцентрирована в центральной части участка, воронки часто вытянуты цепочками в меридиональном направлении.

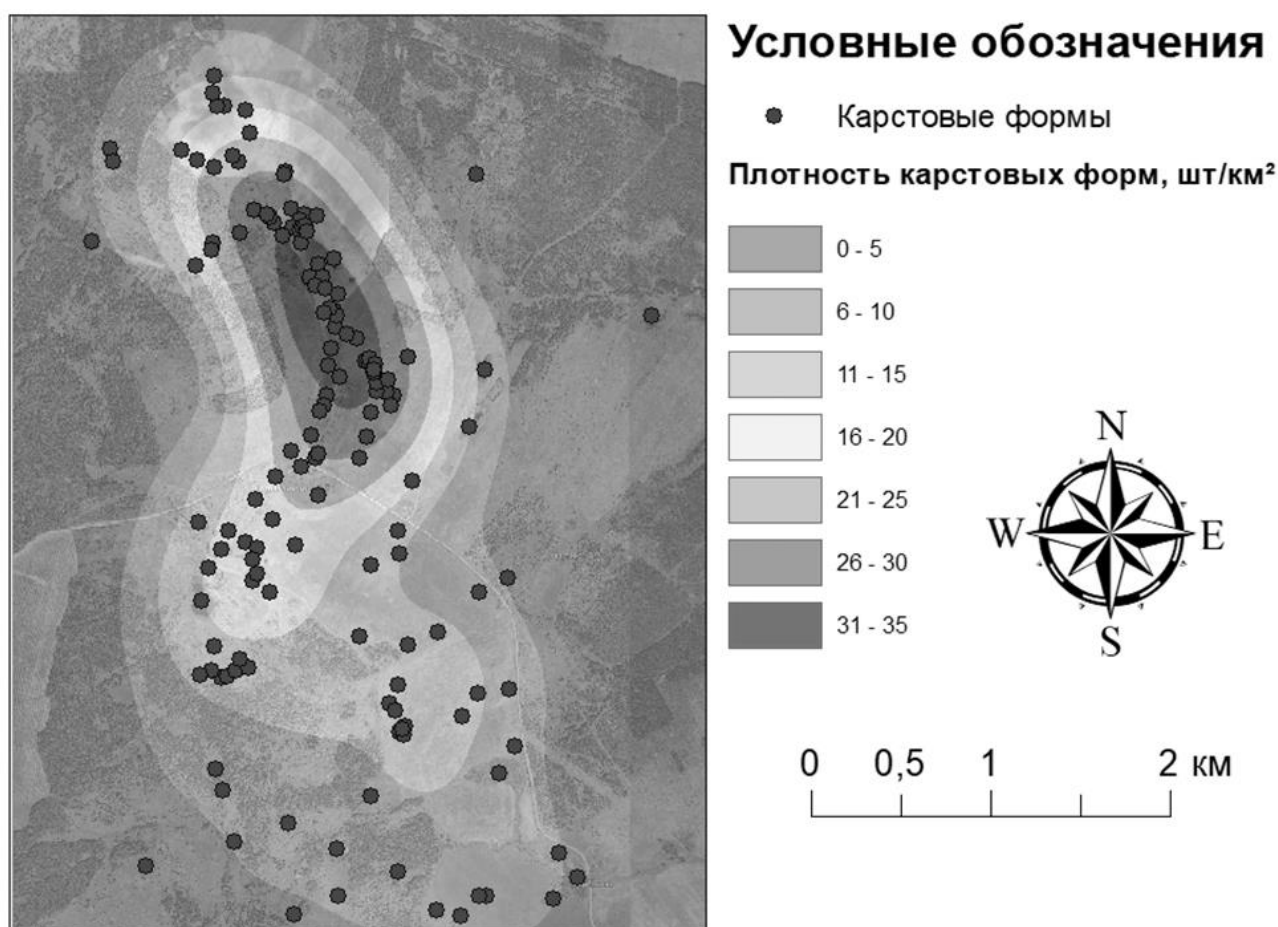


Рис. 2. Плотность карстовых форм

Инструмент «Евклидово расстояние» позволяет вычислить расстояния от заданных объектов – карстовых форм. С помощью данного инструмента построена карта удаленности от карстопроявлений. Территория исследуемого участка характеризуется наличием зон, где расстояние до ближайших карстопроявлений от 0-150 до 1500-1650 метров. Наиболее близко карстовые формы расположены друг к другу в центральной части участка, это также отмечалось на карте плотности.

Инструмент «Буфер» позволяет построить буферный полигон заданного размера вокруг входных объектов – карстовых форм. С помощью данного инструмента выделены 3 зоны удаленности от карстопроявлений, согласно СП 11-105-97, ч. II (п.5.2.11) и «Руководству по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста» (1995):

- зона I – условно благоприятная для строительства (удаленность от карстопроявлений более 50 м);

- зона II – неблагоприятная для строительства (удаленность от воронок от 20 до 50 м);
- зона III – опасная для строительства (удаленность от воронок менее 20 м), характеризуется разнородностью слагающих отложений и возможностью повышенной инфильтрации поверхностных вод, агрессивных к карстующимся отложениям [3].

На исследуемом участке видны частные постройки в неблагоприятной и опасной зоне для строительства.

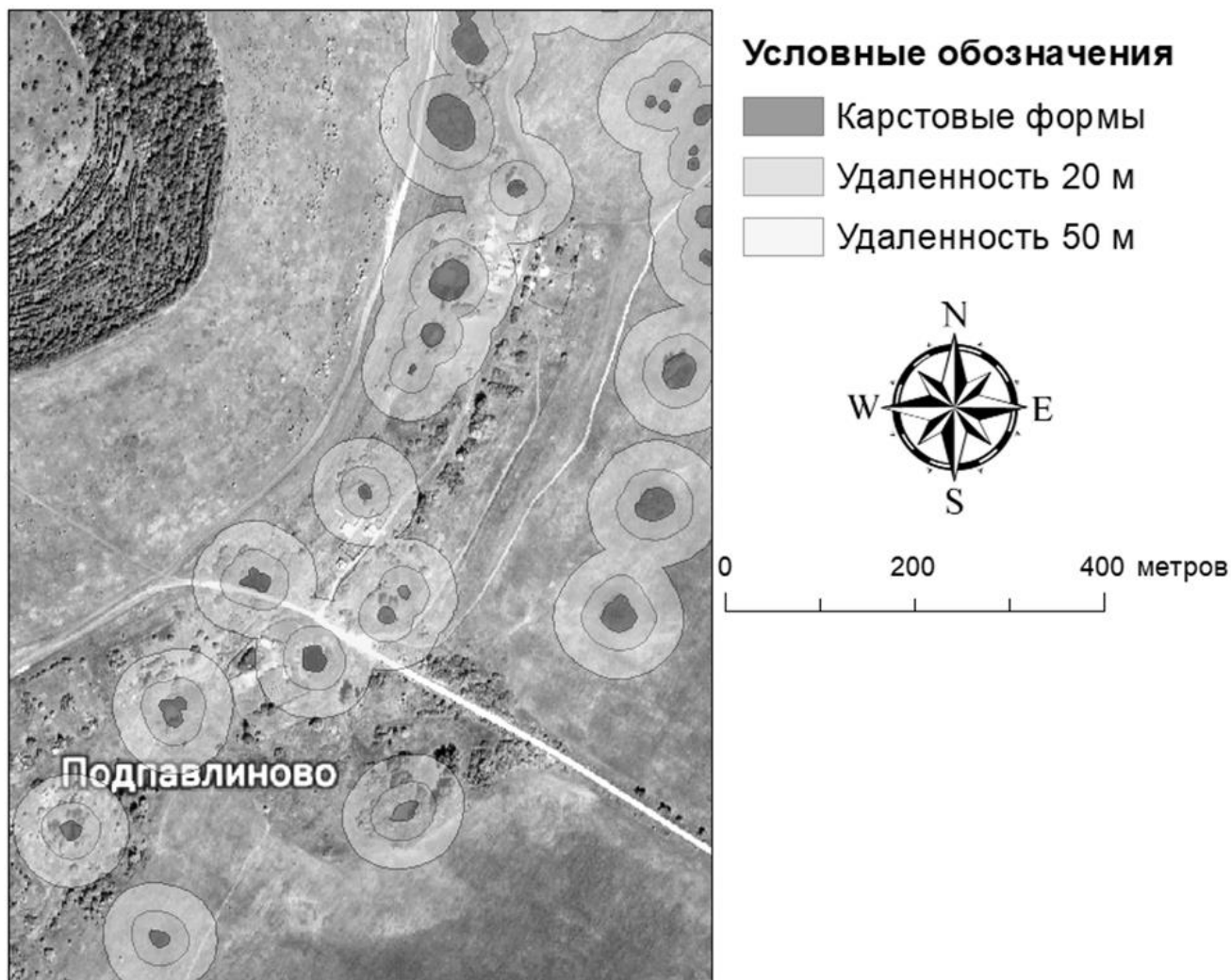


Рис. 3. Зоны удаленности от карстопроявлений

Выводы

Таким образом, в результате проведенного исследования с использованием данных ДЗЗ и ГИС оценена поверхностная закарстованность на исследуемом участке. Посчитано количество карстовых форм, определены их размеры, типы карстопроявлений, закономерности расположения, выделены зоны неблагоприятные для хозяйственного освоения. Оценка поверхностной закарстованности с помощью данных дистанционного зондирования Земли позволяет точно и оперативно давать характеристику поверхностной закарстованности территории.

Литература

1. К. А. Горбунова, В. Н. Андрейчук, В. П. Костарев, Н. Г. Максимович. *Карст и пещеры пермской области*. Издательство Пермского университета 1992. 72 с.
2. Максимович Г.А. *Основы карстологии*. Пермское книжное издательство Пермь – 1963. 7 с.
3. СП 11-105-97, ч. II (п.5.2.11) и «Руководству по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста» (1995).

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ МОЩНОСТИ ЗАЩИТНОЙ ПЕРЕКРЫВАЮЩЕЙ ТОЛЩИ НА АКТИВНОСТЬ РАЗВИТИЯ КАРСТА

Новикова Анастасия Александровна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь
e-mail: novikovanastas@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Ковалёва Татьяна Геннадьевна

Аннотация: Активность развития карста зависит от многих факторов, в том числе от характера и мощности перекрывающих отложений, литологического типа карста, трещиноватости карстового массива и многих других. Во избежание возникновения аварийных и катастрофических ситуаций при строительстве в карстоопасных районах необходима комплексная оценка карстовой опасности. В статье рассмотрено влияние одного из факторов развития карстовых деформаций – мощности защитной перекрывающей толщи как одного из ключевых показателей, от которого напрямую зависит возможность и механизм образования провалов на поверхности земли.

Ключевые слова: перекрывающие глинистые отложения, оценка карстоопасности, провалообразование, региональные особенности развития карста.

EVALUATION OF THE INFLUENCE OF THE THICKNESS OF THE PROTECTIVE OVERLAPPING SEQUENCE ON THE ACTIVITY OF KARST DEVELOPMENT

Anastasia Novikova,

*Perm State University, 2st year Master's Degree Student, Perm City,
e-mail: novikovanastas@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Tatiana Kovaleva

Abstract: The activity of karst development depends on many factors, including the nature and thickness of the overlying deposits, the lithological type of karst, the fractures of the karst massif, and many others. In order to avoid the occurrence of emergency and catastrophic situations during construction in karst-prone areas, a comprehensive assessment of karst hazard is necessary. The article considers the influence of one of the factors in the development of karst deformations – the thickness of the protective overlying stratum as one of the key indicators, on which the possibility and mechanism of the formation of dips on the earth's surface directly depends.

Keywords: covering clay deposits, assessment of karst hazard, sinkhole formation, regional features of karst development.

Карст – опасный экзогенный геологический процесс, имеющий широкое распространение на территории Российской Федерации. Строительство зданий и сооружений на закарстованных территориях так или иначе несет в себе определенные риски, которые можно минимизировать либо выбором более оптимальных участков размещения объектов, либо применением специальных противокарстовых мероприятий. Считается, что применение противокарстовых мероприятий можно минимизировать при наличии мощной защитной толщи перекрывающих отложений, в частности, глинистой. Так, например, в п. 4.8.6 «Инструкции по инженерно-геологическим и геоэкологическим изысканиям в г. Москве» [2] указано, что «неопасные районы характеризуются отсутствием проявления карста на поверхности земли, наличием водоупоров из юрских и каменноугольных глин, толщиной, как правило, более 10 м и отсутствием нарушенного режима подземных вод». Однако возникает вопрос, откуда взято значение 10 м, действительно ли от этого значения перекрывающая толщина обретает защитный характер, и что насчет остальных регионов России? В действующей нормативной документации для проектирования нет какого-либо упоминания, какая должна быть мощность у перекрывающих отложений, чтобы считать их защитными. Такое упоминание есть только в СП 11-105-97 ч.2 [4], а данным нормативным документом при проектировании зданий и сооружений руководствуются далеко не всегда, так как он предназначен для изысканий. Основным при проектировании является

СП 22.13330.2016 [5], где оценка карстоопасности дается только лишь по наличию подземных и поверхностных карстовых форм в определенном радиусе.

Для оценки влияния мощности защитной покровной глинистой толщи на активность развития карста выбраны три опорных участка на территории г. Москва, Владимирской области и Пермского края. Выбор опорных участков обусловлен несколькими причинами: во-первых, на выбранных опорных участках широко развиты как карстующиеся отложения, так и мощные толщи разновозрастных глинистых отложений (более 10 м), во-вторых, согласно региональным данным [3], выбранные опорные участки относятся к карстоопасным, и, в-третьих, данные территории активно развиваются и застраиваются новыми сооружениями, в связи с чем повышается риск возникновения аварийных и катастрофических ситуаций.

Перед моделированием различных сценариев развития провала на территории опорных участков с целью выявления зависимости активности развития карста от мощности перекрывающих отложений, выбранная методика расчета по А.В. Аникееву [1] была опробована и сравнена с реально существующими провалами на территории опорных участков. Результаты предварительных вычислений имели высокую сходимость с диаметрами реально существующих провалов (табл. 1), следовательно, данную методику расчета допустимо применять для моделирования различных сценариев.

Таблица 1

Сравнительная таблица расчетных диаметров карстовых провалов с существующими на опорных участках

№ опорного участка	Диаметр существующих молодых воронок, м	Расчетный диаметр карстового провала, м
Опорный участок №1	отсутствуют	не прогнозируется
Опорный участок №2	18,9	22,6
Опорный участок №3	6,9	9,3

Для выявления зависимости расчетного диаметра карстовых деформаций от мощности глинистых отложений и их свойств была использована идеализированная модель образования провала, а не реальные разрезы скважин на опорных участках. Главное отличие модели от реальных скважин заключается в том, что в реальных скважинах вскрыты несколько слоев различных грунтов, следовательно, реальная модель практически всегда получается многослойная, что соответствует природному залеганию.

Основным оцениваемым параметром рассмотрен показатель критического диаметра полости для обрушения связных грунтов. Это связано с тем, что в используемой методике расчета, значительное влияние на конечный результат оказывает суммарная ширина раскрытия трещин, которая, в свою очередь, напрямую зависит от мощности связного грунта. Суммарная ширина раскрытия трещин – общий объём трещин и пустот в толще глинистых отложений, развивающихся преимущественно в грунтах твёрдой и полутвёрдой консистенции. Принимая во внимание этот факт, становится очевидным, что полученный в результате расчета провал на поверхности земли в однослойной идеализированной модели не совсем корректен в некоторых случаях. Однако, мы рассмотрим провал на поверхности земли, как диаметр трубообразного канала-полости, так как в однослойной идеализированной модели эти показатели равны. Поэтому оценка критического диаметра, который характеризует грунт именно как защитную толщу, способную выдержать напряжение вышележащих над полостью в карстующихся породах грунтов и не допустить их обрушения в формирующуюся полость, будет более надежной основой для получения каких-либо выводов.

Главным условием для рассмотрения влияния мощности перекрывающих отложений принято преодоление отметки в 10 м. Исходя из этого, в расчетных моделях использованы слои с мощностями в 3,0, 6,0, 9,0 и 12,0 м. Физико-механические свойства глин использованы те, что были получены в результате карстологических исследований на опорных участках (табл. 2).

Таблица 2

Физико-механические свойства разновозрастных глин с опорных участков

Наименование грунта	Плотность грунта ρ г/см ³	Коэффициент пористости e д.е.	Число пластичности I_p %	Показатель текучести I_L д.е.	Коэффициент водонасыщения S_r д.е.	Модуль деформации E МПа	Коэффициент Пуассона ν д.е.	Угол внутреннего трения φ °	Удельное сцепление c кПа
Опорный участок №1									
Глина твердая (J_{30+km})	1,79	1,069	36,8	-0,040	0,930	30	0,40	17	97
Опорный участок №2									
Глина полутвердая (P_{2ur})	2,01	0,695	22,9	0,125	0,890	38	0,40	20	54
Опорный участок №3									
Глина тугопластичная (P_1)	1,90	0,795	18,9	0,340	0,920	14	0,40	15	40

В расчетную модель были взяты свойства глин с опорных участков, залегающих непосредственно над карстующимися отложениями.

Исходя из требований СП 499.1325800.2021 [6] ширина полости, при условии отсутствия вскрытых полостей в скважине, в расчете должна приниматься равной 1,5 м. Согласно исследованиям Щербакова С.В. и Катаева В.Н. [7], между высотой и диаметром подземной полости наблюдается прямая корреляционная связь, выраженная в формуле (1):

$$z = 0,3107d_0 \quad (1)$$

где z – высота подземной полости, d_0 – начальный диаметр полости.

Исходя из этого, высота подземной полости принята равной 0,5 м.

Важным фактором, влияющим на результат расчета, является глубина установления трещинно-карстовых вод. В данном исследовании она была принята равной глубине вскрытия карстующихся отложений, во избежание влияния на конечный результат.

В качестве карстующейся толщи выбраны известняки со средней скоростью растворения 0,005 см/год для труднорастворимых пород согласно таблице 6.15 СП 22.13330.2016. Мощность карстующейся толщи принята равной 10 м.

Результат расчетов приведен в таблице 3.

Таблица 3

Результаты расчета критического диаметра полости и диаметра канала-полости на опорных участках

Наименование грунта	Критический диаметр полости/диаметр полости-канала при мощности глин			
	3,0 м	6,0 м	9,0 м	12,0 м
Глина твердая (J_{30+km})	24,0/нет	25,0/0,1	26,0/0,1	27,0/0,3
Глина твердая (P_{2ur})	10,7/0,1	11,7/0,4	12,8/0,8	13,9/1,5
Глина тугопластичная (P_1)	6,6/0,2	7,6/0,8	8,5/1,7	9,5/3,1

Более наглядно результаты расчетов выражены на графике (рис.).

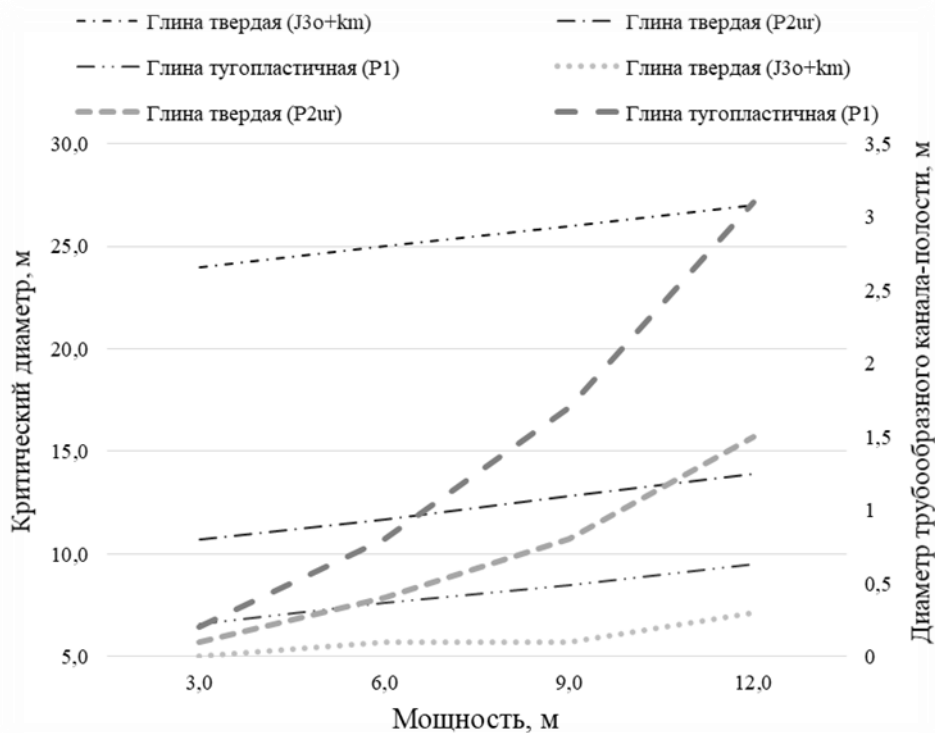


Рис. Зависимость диаметра трубообразного канала-полости и критического диаметра от мощности глин

На графике наблюдается прямая зависимость критического диаметра от мощности глин, причем, наибольшая разница между значениями критического диаметра 12-метровой и 3-метровой толщи выявлена в уржумских глинах с опорного участка №2, наименьшая – в нижнепермских глинах с опорного участка №3. Обращая внимание на таблицу 2, где представлены используемые в расчетах свойства глин, можно сделать предположение, что амплитуда зависит от угла внутреннего трения. Помимо этого, на графике отчетливо виден значительный разрыв между полученными значениями критических диаметров слоев покровных юрских глин и пермских. Это связано с величиной удельного сцепления – в юрских глинах она значительно выше, чем в пермских, ввиду отсутствия прослоев и включений, так как их наличие значительно влияет на плотность упаковки грунта, его пористость и влажность.

С точки зрения возможности образования в толще карстующихся грунтов полостей критических размеров, т.е. превышающих критические диаметры и приводящих к образованию провалов на поверхности земли, очевидно, что в условиях опорного участка №1 практически невозможно образование полостей диаметром от 24,0 до 27,0 м. Многочисленные исследования показывают, что в карбонатных породах, как правило, образуются полости сравнительно небольших размеров, нередко сразу заполняются песчаным или глинистым материалом. Для карбонатного карста более характерно медленное в геологическом масштабе времени развитие полостей, в отличие от сравнимого со сроком службы сооружений времени развития подземных карстопроявлений в условиях сульфатного карста. В условиях опорных участков №2 и №3 образование полостей критического размера представляется более возможным, даже для 12-метровой толщи, так как эти опорные участки расположены на территориях распространения карбонатно-сульфатного карста, для которого характерно образование полостей размеров, достаточным для обрушения вышележащей защитной толщи, а также ввиду наличия прослоев в глинистых грунтах, допускающих просачивание атмосферных осадков.

Не менее важны результаты вычисления диаметра трубообразного канала-полости. Из графика и таблицы следует, что наименьшее влияние на диаметр канала-полости оказывает изменение мощности юрских глин с опорного участка №1, наибольшее влияние мощности наблюдается в нижнепермских глинах с опорного участка №3. Необходимо также отметить, что по достижении мощности 12 м, наблюдается резкое увеличение диаметра трубообразного канала-полости на всех опорных участках.

Необходимо учитывать, что рассмотренную идеализированную модель в естественных условиях встретить практически невозможно. Зачастую на покровные коренные глинистые отложения

перекрыты более молодыми образованиями, которые добавляют нагрузку на нижележащие отложения и, следовательно, критический диаметр для обрушения грунтов в полость становится меньше. Помимо этого, на критический диаметр существенное влияние оказывает внешняя нагрузка от наземных и подземных сооружений, что повышает вероятность образования провала на поверхности земли или под фундаментами.

Активность развития карста напрямую зависит от мощности перекрывающей защитной толщи, однако при прогнозировании карстоопасности только лишь от мощности отталкиваться нельзя. Помимо этого, необходимо учитывать также литологический тип карста, физико-механические свойства грунтов покровной толщи, глубину залегания подземных вод, возможность инфильтрации атмосферных осадков, трещиноватость карстующегося массива, наличие или отсутствие зданий и сооружений и многие другие факторы, которые напрямую или косвенно могут как улучшить, так и усугубить процесс провалообразования.

Литература

1. Аникеев А.В. *Провалы и воронки оседания в карстовых районах: механизмы образования, прогноз и оценка риска*. Москва, РУДН, 2017. 328 с.
2. *Инструкция по инженерно-геологическим и геоэкологическим изысканиям в г. Москве*. М., Правительство Москвы, Мосархитектура, 2004.
3. *Карта карстовой опасности на территории России*. Институт геоэкологии РАН, 1993.
4. СП 11-105-97 ч.II. *Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов*. Москва, Госстрой России, 2000.
5. СП 22.13330.2016. *Основания зданий и сооружений*. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*. Москва, Минрегион России, 2016.
6. СП 499.1325800.2021. *Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от карсто-во-суффозионных процессов. Правила проектирования*. М.: Минстрой России, 2021.
6. Щербаков С.В., Катаев В.Н. *К оценке морфометрических параметров карстовых форм // Инженерная геология*. № 1. Москва: ПНИИИС, 2013. С. 56-64.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ОСНОВНЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТОВЫХ ВОД ГАЗОНЕФТЕВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПО РАЗРЕЗУ КРАСНОЯРСКО-КУЕДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Оборина Анастасия Алексеевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студентка 4 курса 2019, г. Пермь
e-mail: aaoborina@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Щербакова Наталья Сергеевна

Аннотация: Выполнен анализ изменения физико-химических характеристик пластовых вод газонефтеводоносных комплексов Красноярско-Куединского месторождения. Установлено закономерное увеличение минерализации с глубиной и смена гидрохимических типов вод.

Ключевые слова: Химический состав, газонефтеводоносный горизонт, физические характеристики, пластовые воды.

ANALYSIS OF CHANGES IN THE MAIN PHYSICAL AND CHEMICAL CHARACTERISTICS OF FORMATION WATERS OF GAS-OIL-WATER-BEARING COMPLEXES ALONG THE SECTION OF THE KRASNOYARSKO-KUEDINSKOYE FIELD

Oborina Anastasia Alekseevna

*Perm State National Research University, 4d year student, Perm,
e-mail: aaoborina@mail.ru*

Research advisor: Cand. Sc. (Geology) Shcherbakova Natalya Sergeevna

Abstract: The analysis of changes in the physicochemical characteristics of formation waters of gas-oil-water-bearing complexes of the Krasnoyarsko-Kuedinskoye field was carried out. A regular increase of mineralization with depth and a change in the hydrochemical types of waters have been established.

Keywords: Chemical composition, gas-oil-bearing horizon, physical characteristics, formation waters.

Данная статья посвящена изучению закономерностей изменения химического состава и основных физических характеристик пластовых вод на примере газонефтеводоносных комплексов Красноярско-Куединского нефтяного месторождения.

Рассматриваемое месторождение находится в Пермско-Башкирской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной структуре III порядка и расположено в восточной зоне поднятий Куединского вала (структура II порядка), осложняющего северный склон Башкирского свода – структуру I порядка. Промышленно нефтеносными на месторождении являются отложения девонского терригенного, верхнедевонско-турнейского карбонатного, визейского терригенного, верхневизейско-башкирского карбонатного, верейского карбонатного и каширско-гжельского карбонатного комплексов.

В соответствии с «Картой гидрогеологического районирования территории Российской Федерации...» [2] Красноярско-Куединское месторождение расположено на территории Восточно-Европейского сложного артезианского бассейна, в пределах Камско-Вятского артезианского бассейна, в области Тулвинской группы бассейнов.

По условиям взаимосвязи водоносных комплексов с земной поверхностью в пределах месторождения выделяются два гидродинамических этажа: верхний и нижний, разделенные доломитово-ангидритовыми отложениями иренского горизонта. Толщина флюидопора составляет 50-97 м. Верхний этаж соответствует зонам активного и затрудненного водообмена с земной поверхностью,

нижний этаж, включающий газонефтеводоносные комплексы (ГНВК), соответствует зоне весьма затрудненного водообмена [1].

Анализ изменения физико-химических характеристик пластовых вод выполнен на основе данных, представленных в отчете [1] в части описания гидростратиграфических элементов нижнего гидродинамического этажа, а именно, следующих:

- верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный водоносный комплекс;
- московский терригенно-карбонатный ГНВК;
- верхневизейско-башкирский карбонатный ГНВК;
- нижневизейско-тульский терригенный ГНВК;
- верхнедевонско-турнейский карбонатный ГНВК;
- средне-верхнедевонский терригенный ГНВК.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский водоносный комплекс, представленный карбонатными породами с филипповского горизонта, практически не изучен. Водовмещающими породами являются известняки и доломиты, относящиеся к порово-трещинным и кавернозно-трещиноватым типам коллекторов. Толщина комплекса 489-537 м. Согласно пробе, отобранной из артинских отложений, в гидрохимическом отношении пластовые воды комплекса представлены хлоркальциевыми рассолами с минерализацией 98 г/дм³. Вода насыщена сероводородом, содержание микрокомпонентов незначительно. Ввиду слабой изученности данный комплекс не включен в общую статистику результатов, полученных в представленном анализе, однако можно констатировать, что величина минерализации (полученная по единственной пробе) соответствует региональной закономерности рассматриваемого района и укладывается в логику увеличения минерализации пластовых вод вниз по разрезу.

Московский газонефтеводоносный комплекс (пласт КВ₁, В₃В₄) объединяет преимущественно карбонатные отложения от мячковского горизонта по верейский включительно. Верхним относительным флюидоупором комплекса являются кремнелые известняки и доломиты верхней части мячковского горизонта. Эффективная водонасыщенная часть комплекса, представленная порово-трещинным и, местами, пористо-кавернозным типами коллекторов, в основном отслеживается в каширском и верейском горизонтах. Пластовые воды комплекса представлены рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией 159,62-246,02 г/дм³, в незначительных количествах присутствует сероводород. Насыщение вод сульфатами по А.И. Чистовскому изменялось от 69 до 122 %. Такой химический состав, вероятно, обусловлен различной степенью закрытости водоносных горизонтов и линз.

Верхневизейско-башкирский газонефтеводоносный комплекс карбонатных пород (пласт Бш), содержащий породы верхневизейского подъяруса окского надгоризонта, серпуховского и башкирского ярусов, перекрыт плотными аргиллитами, залегающими в подошве верейского горизонта и глинистыми известняками кровли башкирского яруса. Толщина покрышки изменяется от 15 до 20 м [3]. Водонасыщенные породы представлены, в основном, известняками порово-трещинного и трещинно-кавернового типов коллекторов, сформированных при активном участии палеокарстовых процессов, чему способствовали два перерыва в осадконакоплении в начале и в конце башкирского века. Химический состав пластовых вод, полученных при разведочном бурении, охарактеризован согласно двум представительным пробам, отложения комплекса были насыщены рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией 174,33-246,15 г/дм³. Насыщение вод сульфатами по А.И. Чистовскому изменяется от 46 до 120 %.

Нижневизейско-тульский газонефтеводоносный комплекс (пласт Тл, Бб, Млн) представлен преимущественно терригенными породами – песчаниками и алевролитами тульского, бобриковского горизонта и радаевского надгоризонта. Толщина эффективной региональной покрышки комплекса, глинистых известняков, залегающих в кровле тульского горизонта, составляет 5-15 м [4]. Тип коллектора преимущественно поровый. Водосодержащие породы комплекса отличаются хорошими коллекторскими свойствами. В гидрохимическом отношении пластовые воды комплекса представлены хлоркальциевыми рассолами с минерализацией от 228,31 г/дм³ до 264,05 г/дм³. В основном они недонасыщены сульфатами на 16-50 %. По содержанию микрокомпонентов пластовые воды относятся к категории промышленных йодно-бромных [3]. В некоторых пробах присутствовал сероводород.

Верхнедевонско-турнейский газонефтеводоносный комплекс (пласт Т) сложен карбонатными породами с саргаевского горизонта по турнейский ярус включительно. Верхний флюидоупор, представленный плотными известняками, залегающими в кровле турнейского яруса, и малиновскими аргиллитами, имеет толщину 10-20 м [4]. Формирование пород верхнефранского и фаменского ярусов происходило в основном на склоне мелководной зоны, осложненной двумя небольшими рифами на северо-западе и на востоке рассматриваемой площади. В разрезе этой толщи преобладает карстовый тип геофильтрационной среды. Водонасыщенными породами являются известняки порово-

трещинного и трещинно-карстового типов коллекторов. Эффективная толщина коллекторов составляет 150-175 м. Породы обладают хорошими коллекторскими свойствами. В гидрохимическом отношении пластовые воды комплекса представлены хлоркальциевыми рассолами. Минерализация вод колеблется от 227,74 до 284,37 г/дм³. Насыщение сульфатами по А.И. Чистовскому составляло 52-75 %. Концентрация йода и брома позволяет отнести пластовые воды комплекса к категории промышленных йодно-бромных вод [3]. В представительных пробах содержание стронция превышает промышленную кондицию. В одной пробе присутствовал сероводород.

Средне-верхнедевонский газонефтеводоносный комплекс (пласт Дтер) представлен тиманскими, пашийскими и живетскими преимущественно терригенными отложениями. От вышезалегающего комплекса он отделен глинистыми известняками и аргиллитами, залегающими в кровле тиманского горизонта. Толщина покрывки до 10 м. В отложениях терригенного девона развиты седиментационно-трещинный и седиментационно-поровый типы геофильтрационных сред [5]. Водонасыщенная часть, представленная песчаниками и алевролитами, имеет трещинно-поровый тип коллектора. В гидрохимическом отношении пластовые воды комплекса представлены высоко метаморфизованными (0,49-0,69) рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией 270,27-301,77 г/дм³. Дефицит насыщения сульфатами составил от 6 до 60 %. Воды девонских терригенных отложений являются промышленными бромными, содержание брома в них возрастает в 2,5 раза по сравнению с водами каменноугольных отложений. В двух пробах был обнаружен сероводород.

Химический состав пластовых вод рассматриваемого месторождения по упомянутым пяти горизонтам приведен на рисунке 1. Для анализа изменения основных характеристических показателей пластовых вод Красноярско-Куединского месторождения использованы усредненные значения результатов химического анализа. При анализе химического состава пластовых вод рассмотрены основные компоненты: хлор (Cl⁻), сульфат анион (SO₄²⁻), гидрокарбонат анион (HCO₃⁻), магний (Mg²⁺), кальций (Ca²⁺) и натрий (Na⁺). Наблюдается увеличение Na, Ca, Cl с глубиной, однако тенденция увеличения в водах Mg, HCO₃, SO₄ – по разрезу не прослеживается. Воды всех горизонтов преимущественно имеют хлоркальциевый тип.

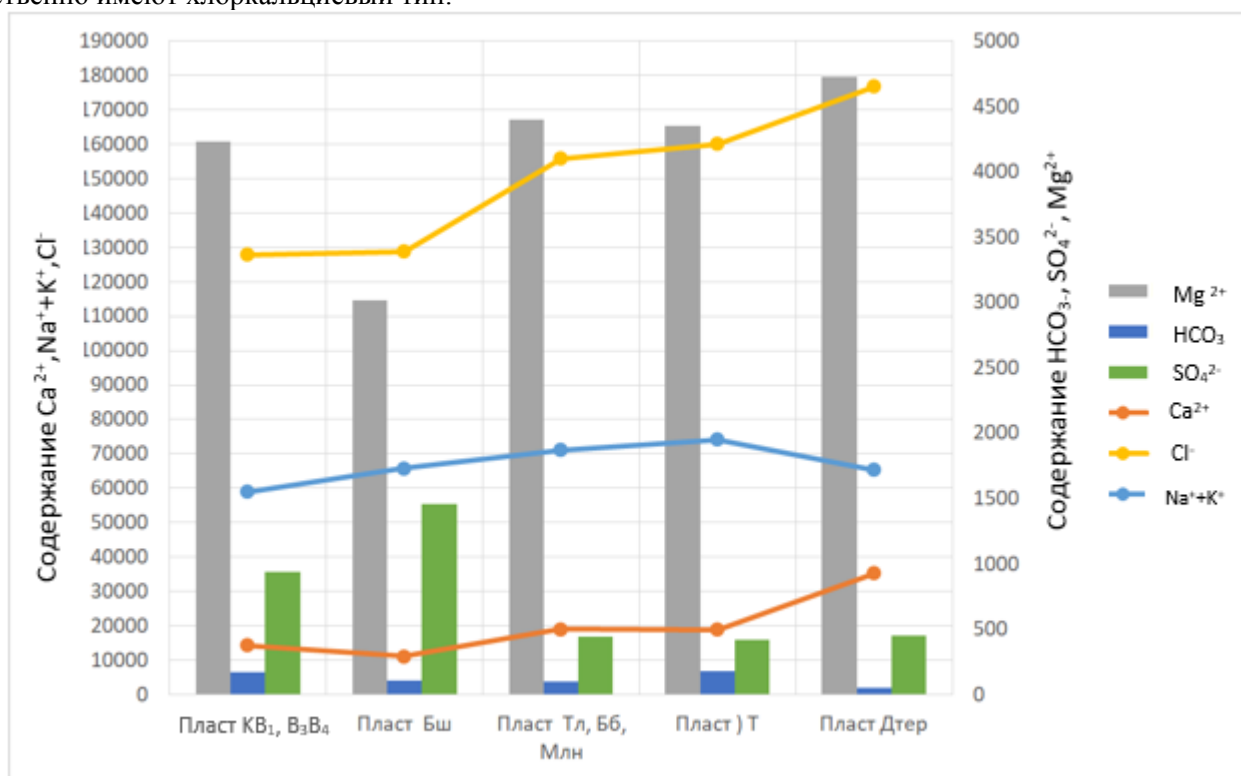


Рис. 1. Химический состав пластовых вод Красноярско-Куединского месторождения, мг/дм³

На рисунке 2 представлена информация по изменению плотности, вязкости и минерализации пластовых вод с глубиной. Плотность воды с глубиной увеличивается (ввиду роста минерализации). Анализируя общую минерализацию пластовых вод можно заметить, что она с глубиной повышается. На величину минерализации влияют условия происхождения подземных вод и их взаимодействие с горными породами. Начиная от глубины верхнекаменноугольно-нижнепермского карбонатного водоносного комплекса и до верхнедевонско-турнейского карбонатного водоносного комплекса воды

относятся к крепким рассолам, а на глубине средне-верхнедевонского терригенного водоносного комплекса воды относятся к очень крепким рассолам. При увеличении минерализации с глубиной, помимо увеличения содержания ионов Na^+ и Cl^- , в рассолах наблюдается увеличение иона Ca^{2+} . С увеличением глубины вязкость воды в условиях пласта несущественно понижается (с 1,64 до 1,43 мПа*с).

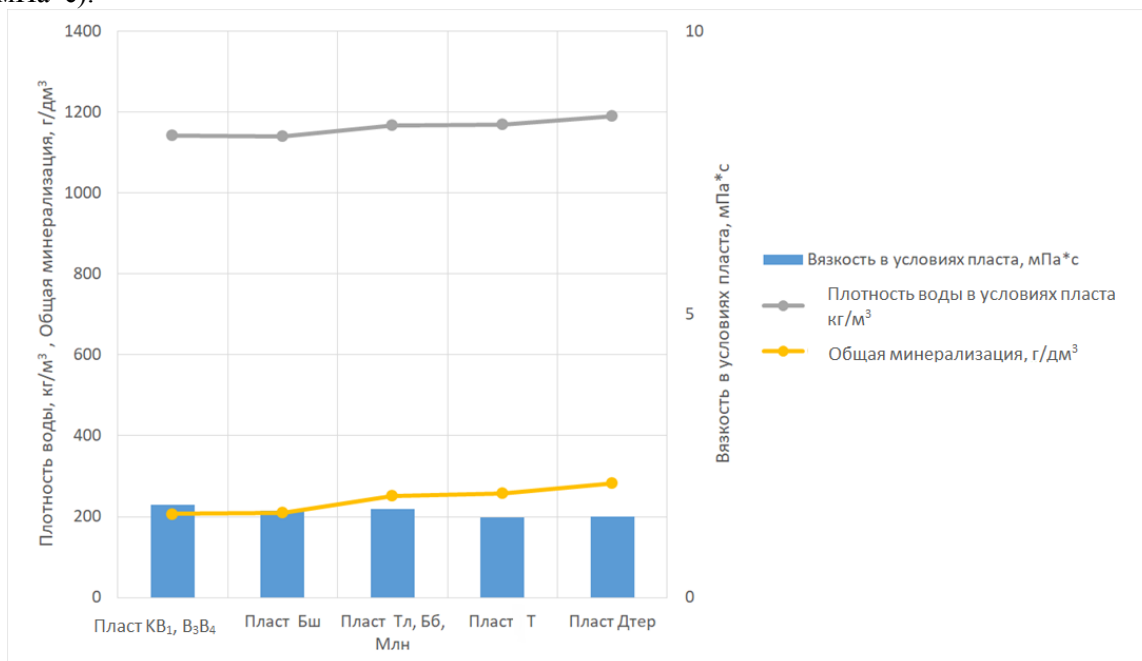


Рис. 2. Изменение плотности, вязкости и минерализации пластовых вод Красноярско-Куединского месторождения по разрезу

Рассматривая график зависимости вязкости в условиях пласта от общей минерализации (рис. 3), необходимо обратить внимание на то, что с увеличением глубины вязкость уменьшается, а минерализация увеличивается. По сравнению с нефтью за счет низкой вязкости вода имеет большую подвижность, за счет которой оттесняет нефть от забоя.

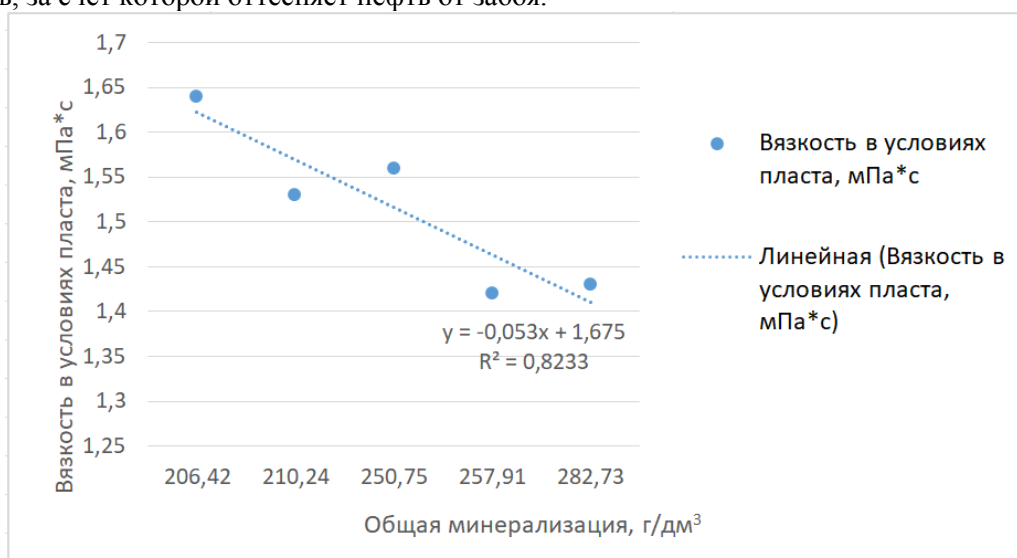


Рис. 3. Зависимость вязкости от минерализации

Линейная зависимость плотности воды от температуры (рисунок 4) показывает возрастание плотности воды (в том числе обусловленное увеличением минерализации) при повышении температуры.

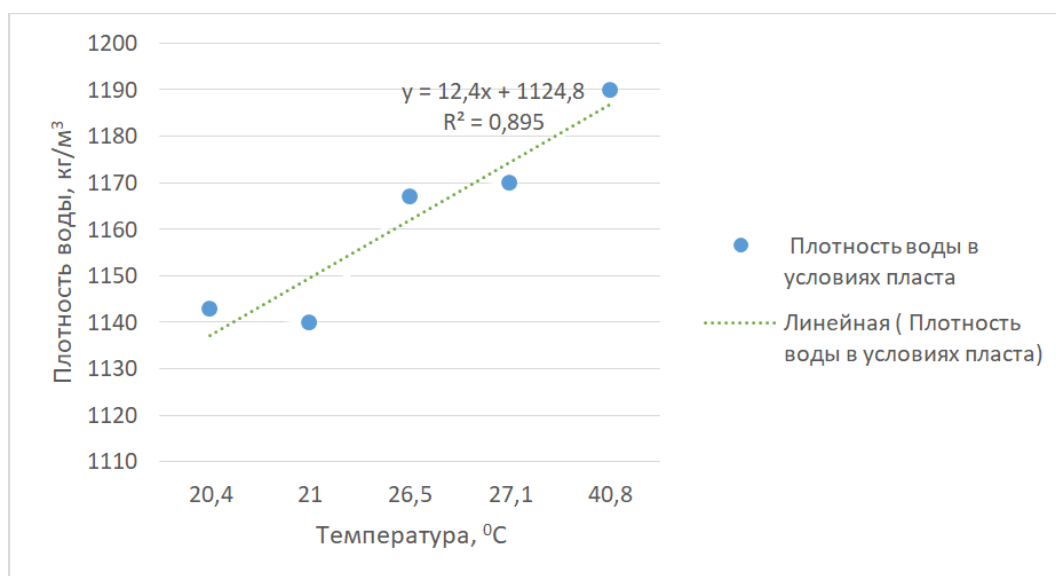


Рис. 4. Зависимость плотности воды от температуры

В целом, для района месторождения характерен нормальный платформенный термодинамический режим. Нижний гидродинамический этаж месторождения обладает хорошей степенью закрытости разреза. Гидрогеологические показатели пластовых вод свидетельствуют о благоприятных условиях сохранения залежей углеводородов. На месторождении, в начальных условиях, развит нормальный тип гидрохимического разреза. В результате выполненного автором анализа установлено, что с глубиной наблюдается закономерное увеличение минерализации и смена гидрохимических типов вод, за исключением глубин залегания отложений верхневизейско-башкирского газонефтеводоносного комплекса, содержащих несколько опресненные рассолы хлоркальциевого типа.

Литература

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Красноярско-Куединского нефтяного месторождения Пермского края и Республики Башкортостан. Коллектив авторов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 2021 г.
2. Карта гидрогеологического районирования территории Российской Федерации масштаба 1:2500000 (для ведения мониторинга подземных водных объектов). Унифицированные схемы объектов гидрогеологической стратификации территории Российской Федерации (артезианских бассейнов). ФГУГП «Гидроспецгеология», Москва, 2011.
3. Методические рекомендации по геолого-экономическому обоснованию попутных вод нефтяных месторождений в качестве минерального сырья. ВСЕГИНГЕО, М., 1992 г.
4. Фролов С. А. Особенности строения и размещения природных резервуаров каменноугольных отложений Пермского Приуралья в связи с их нефтегазоносностью. Дисс. канд. геол. – минер. наук. Пермь, ППИ, 1979. 202 с.
5. Яковлев Ю.А. Исследование региональной динамики подземных вод палеозойских отложений Среднего Приуралья. Дисс. канд. геол.- минер. наук. Москва, фонды МГУ, 1984. 237 с.

ГИДРОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ЧУСОВСКОМ МЫСЕ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Овчинников Артем Андреевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 1 курса магистратуры, г. Пермь,
e-mail: artem_ovchinnikov_2000@mail.ru*

Терентьев Дмитрий Владиславович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 1 курса магистратуры, г. Пермь,
e-mail: dima-terentiev2013@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Минькевич Ирина Игоревна

Аннотация: Рассмотрены результаты мониторинга, отобраны пробы на водных объектах с целью анализа и сравнения с ежегодными измерениями, проводимых с 2018 г., в осенний и весенний период. Выявлено изменение состава на нескольких объектах, отмечены потенциальные источники загрязнения. Исследование на территории Чусовского мыса является важным для дальнейшего развития строительства в данном районе.

Ключевые слова: Чусовской мыс, гидрогеохимия, опробование поверхностных и подземных вод.

HYDROCHEMICAL RESEARCH ON THE CHUSOVSKY CAPE OF THE PERM REGION

Ovchinnikov Artem

*Perm State National Research University,
1th year of master's student, Perm,
e-mail: artem_ovchinnikov_2000@mail.ru*

Dmitry Terentyev

*Perm State National Research University,
1th year of master's student, Perm,
e-mail: dima-terentiev2013@yandex.ru*

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Irina Minkevich

Abstract: Hydrochemical research of underground and surface waters has been carried out at Chusovoy Cape. The results of monitoring have been analyzed, samples have been selected from water bodies for analysis and comparison with annual measurements conducted since 2018 in the autumn and spring periods. Changes in the composition of several objects have been identified, and potential sources of pollution have been noted. The study in the Chusovoy Cape area is important for the further development of construction in this region.

Keywords: Chusovsky Cape, hydrogeochemistry, testing of surface and underground waters.

Чусовской мыс является уникальным карстовым объектом, который расположен на территории, омываемой водами Камского водохранилища, превышение над урезом воды составляет 50-70 м. Северный борт мыса обращен к реке Каме, а южный к реке Чусовой, борта обрывистые на отдельных участках видны обнажения песчаников, алевролитов, мергелей Соликамского горизонта, кунгурского яруса, нижней перми. На территории мыса имеется деревня с железнодорожной станцией Пальники и деревня Городище. Жители населенного пункта Городище испытывают дефицит питьевых вод, из-за высокой минерализации подземных вод, другой источник водоснабжения отсутствует. Имеющиеся для водоснабжения скважина глубиной свыше 50 м, имеет высокоминерализованные воды, свыше 2,2 г/дм³ и которые не отвечают по ПДК. Исследуемый родник в д. Городище приуроченный к соликамскому водоносному горизонту отвечает питьевым кондициям, но не может быть использован для водоснабжения в связи с отсутствием дебита (0.001 л/с).

Чусовской мыс относится к Полазнинскому району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста [1]. Геологический разрез мыса представлен, четвертичными аллювиальными отложениями, обвальными карстовыми неоген-четвертичными образованиями, терригенно-карбонатными породами соликамского горизонта и сульфатными породами иренского горизонта нижней перми, мощность отложений 100-120 м [4]. Известняки, мергели, песчаники свойственны соликамскому горизонту. Мергели светло-серого, коричневого цвета тонкослоистые; известняки светло-серые, светло-коричневые, сильно трещиноватые и кавернозные, иногда заполненные кальцитом; песчаники серые, мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе. Мощность соликамских отложений на участке исследования составляет 35-40 м. Под соликамским горизонтом залегает иренский горизонт, представленный сульфатными отложениями гипсами, ангидритами, известняками и доломитами мощностью 115-120 м.

Вдоль берегового откоса мыса наблюдается процессы физического выветривания коренных пород, представленными песчаниками, мергелями, известняками, а в районе уреза воды протекают абразивные процессы. На участке волновой деятельности формируется крупнообломочный коллювиально-элювиальный материал в виде глыб и щебня, мелкая фракция выносится в водохранилище. В соответствии с дешифрированием аэрофотокосмоснимков скорость переработки береговых откосов составляет от 0,5 до 1,0 м. Формирование береговых уступов Чусовского мыса произошло после образования водохранилища (1954 г.) и продолжается по настоящее время. В результате колебания уровня воды водохранилища на 9-10 м формируются трещины бортового отпора, которые являются коллекторами для интенсивного проникновения агрессивных вод в береговой откос, что усиливает карстовый процесс [2]. После создания водохранилища проникновение подземных вод фиксировалось в сторону водораздела на расстояние 2-3 км. В настоящее время зона влияния уменьшилась примерно до 500 м.

На участке исследований в д. Городище находится карстовый провал, образовавшийся в 1991 г. в мергелях соликамского и сульфатных породах иренского горизонтов. Он находится между карстовыми озерами, расположенными по линии СВ 50°. Направление развития подземной части провала – СЗ 325° [3,5]. В настоящее время провал засыпан бытовым мусором. Бытовой мусор может содержать токсичные вещества, которые могут попасть в грунт и загрязнить подземные воды. Первоначальные размеры карстового провала: длина входного отверстия 2,8 м, ширина 1,7 м, глубина 27 м. Карстовый провал такой глубины относится по классификации Г.А. Максимовича к карстовой шахте. Заканчивался округлым гротом диаметром 13 м и высотой 8 м. Стенки провала сложены терригенно-карбонатными породами соликамского горизонта, на дне провала – осыпь, представленная обломками коренных пород.

Экспедицией кафедры ПГНИУ проведено гидрохимическое опробование точек наблюдения в д. Городище и п. Пальники и из р. Чусовая в районе Камского водохранилища, в лаборатории гидрохимического анализа кафедры проведен химический анализ.

Вода отбиралась из скважины глубиной 50 м, озера-болота, из родников у церкви и в пос. Пальники.

Вода из эксплуатационной скважины в д. Городище глубиной более 50 м имеет минерализацию 2,2 г/дм³ за 2023 г. Данный показатель превышает ПДК более чем в 2 раза на протяжении пяти последних лет (рис. 1).

Озеро-болото в деревне связано с карстом, оно образовалось на дне карстовой депрессии субширотного простирания длиной 145 м шириной 40 м. Открытое зеркало воды имеет размер 25x10м; депрессия заросла болотной растительностью; озеро на 40% покрыто сплавиной. Питание озера происходит за счет атмосферных осадков. Весной 2018 года вода имеет SO₄-Ca-HCO₃ химический состав с минерализацией 2,05 г/дм³ с минерализацией 2,05 г/дм³. Наблюдается высокое содержание SO₄, что свидетельствует о бытовом загрязнении. Весной 2023 г. фация меняется на HCO₃-Ca-SO₄ с минерализацией 0,24 г/дм³. Осенью 2018 г. и зимой 2022 г. химический состав HCO₃-SO₄-Ca с минерализацией 0,167 г/дм³ и 1,187 г/дм³ соответственно. Весной 2023 г. фация не меняется (HCO₃-Ca-SO₄) с минерализацией 0,685 г/дм³. Выявлено превышение ПДК по аммонии в 2,9 раза. Превышение значений по данному катиону связано с использованием удобрений и сливом бытовых отходов. Повышенная минерализация в зимнее время объясняется отсутствием атмосферных осадков, из-за чего не происходит должное поверхностное разбавление пресными водами.

Вода из родника у церкви д. Городище HCO₃ – Ca – SO₄ с минерализацией за 2023 г. составляет 0,326 г/дм³. Повышенная минерализация в летний период объясняется интенсивным водообменном и антропогенным воздействием. Дебит в зимний период слабый (практически капез), менее 0,00001 л/сек. Превышений ПДК не наблюдается. Наблюдается появление фторидов (0,104 мг/дм³).

Вода из родника п. Пальники $\text{HCO}_3 - \text{Ca} - \text{SO}_4$ с минерализацией $0,505 \text{ г/дм}^3$, за 2023 г. Дебит стабильный – 1 л/сек . С течением времени гидрохимическая фация не изменяется. Наблюдаются незначительные колебания минерализации, загрязнители отсутствуют. В целом состав стабилен и не подвержен изменениям. Наблюдается появление фторидов ($0,13 \text{ мг/дм}^3$).

Вода из р. Чусовая вблизи берега 50 м $\text{Cl-HCO}_3\text{-Ca-Na-SO}_4$ состава с минерализацией $0,422 \text{ г/дм}^3$. При отборе пробы р. Чусовой в 100 м от берега смена химического состава не наблюдается, минерализация составляет $0,403 \text{ г/дм}^3$ (Рис. 2).

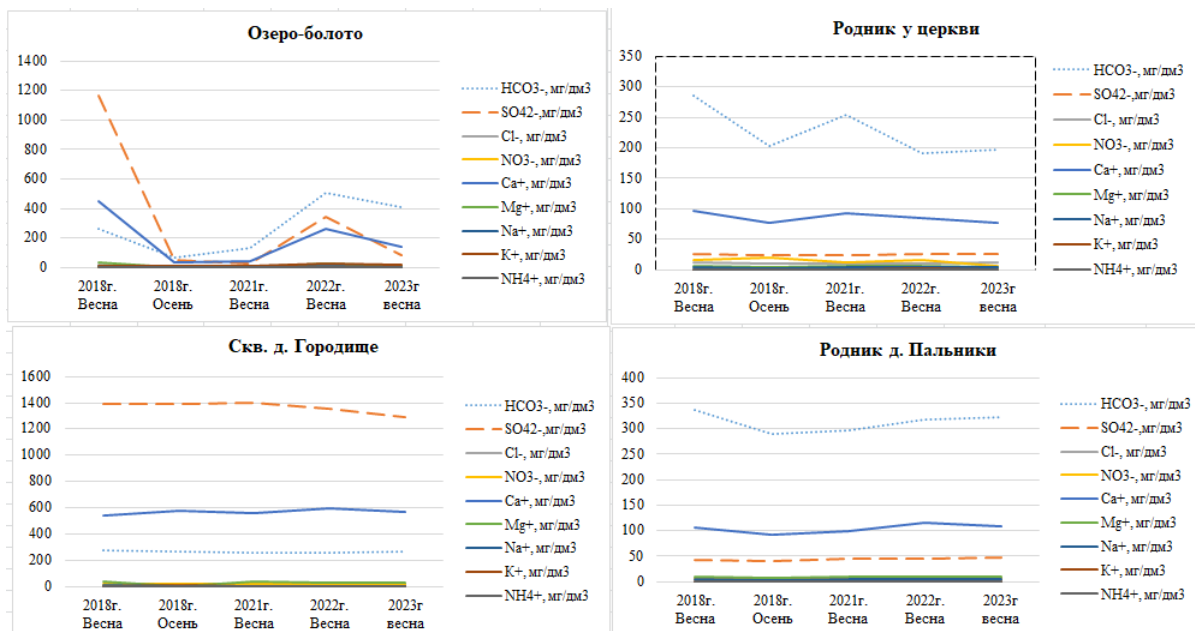


Рис. 1. Результаты мониторинга химического состава вод за 2018-2023 гг.

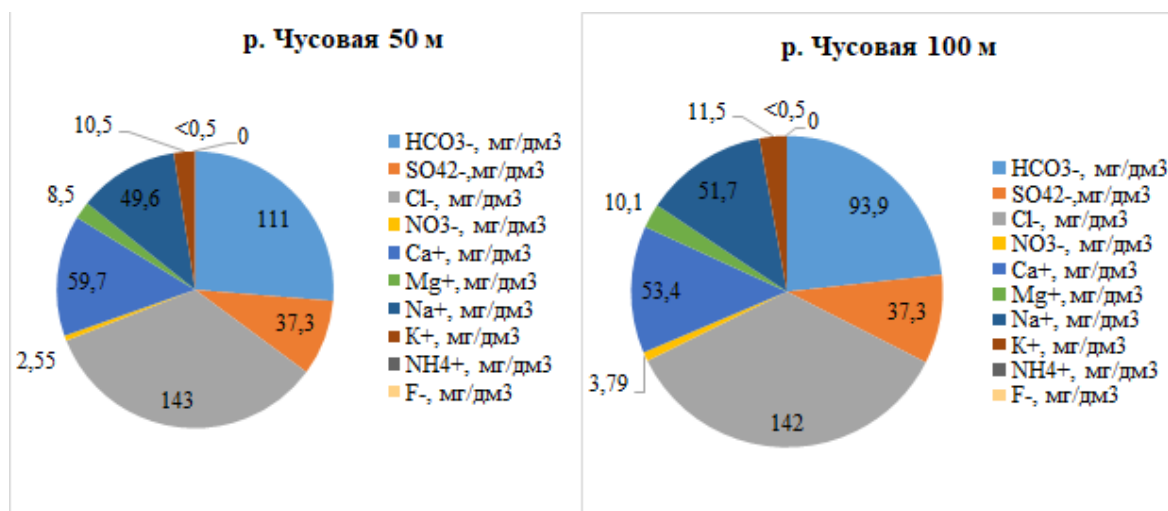


Рис. 2. Диаграммы результатов состава воды из р. Чусовая за 2023 г.

Заключение. По результатам гидрохимических исследований на Чусовском мысе Пермского края было выявлено увеличение содержания некоторых химических элементов в поверхностных водах, что может быть связано с антропогенным воздействием на данную территорию.

В зоне постоянного водонасыщения подземных вод иренского горизонта химический состав остается без изменения. Пробы, отобранные в зимний период, характеризуются понижением минерализации в роднике у церкви в д. Городище и повышением в озере-болоте, роднике в пос. Пальники. В озере-болоте д. Городище выявлены превышения аниона хлорида и катиона аммиака почти в 2 раза, связанные с бытовым загрязнением.

Для улучшения состояния подземных и поверхностных вод в регионе необходимо:

- Организация мониторинга состояния подземных и поверхностных вод, включая их химический состав, минерализацию и агрессивность по отношению к горной породе;
- Организация системы сбора и утилизации отходов производства и бытового мусора, чтобы предотвратить загрязнение подземных и поверхностных вод;
- Проведение обучения населения правильному использованию ресурсов и охране окружающей среды.

Такие меры помогут улучшить экологическую обстановку и предотвратить загрязнение подземных и поверхностных вод.

Литература

1. Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. *Карст и пещеры Пермской области*. Пермь, 1992. – 200 с.
2. Килин Ю.А., Минькевич И.И., Шардаков И.Н., Шутов П.В. *Гидрохимические исследования развития карста Чусовского мыса в зоне влияния водохранилища //Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. Пермский государственный национальный исследовательский университет, – Пермь, 2022. – Вып.25. С. 116-122.*
3. Минькевич И.И., Килин Ю.А., Кашеварова А.А., Ждакаев В.И. *Эколого-гидрогеологическая характеристика Чусовского мыса Камского водохранилища //Сергеевские чтения. Эколого-экономический баланс природопользования в горнопромышленных регионах. Перм. гос. нац. исслед. ун-т- Пермь, 2019-Вып.21. С.454-459.*
4. Печеркин И.А. *Геодинамика побережий Камских водохранилищ. Часть II. Геологические процессы*. Пермь, 1969. – 308 с.
5. Тюрина И.М., Минькевич И.И., Килин Ю.А., Баталов А.С. *Условия развития карста Чусовского мыса Камского водохранилища//Гидрогеология и карстование: Межвуз. сб. науч. тр.// Пермь, ун-т. –Пермь, 2006-Вып.16. С.253-25.*

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ТЕРРИТОРИИ БЕРЕЗНИКОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Первощикова Арина Дмитриевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 курса, г. Пермь*

e-mail: a.rina.perevoshchikova@yandex.ru

*Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент,
Меньшикова Елена Александровна*

Аннотация: Разгрузка подземных вод в пределах ВКМС происходит, как правило, в виде крупных концентрированных родников и пластовых вод, приуроченных к положительным структурам, долинам рек и трещиноватым известнякам верхней части разреза. При добыче и обогащении калийно-магниевых руд образуются значительные объемы твердых и жидких отходов, которые существенно влияют на химический состав природных вод. Результаты кластерного анализа концентраций макрокомпонентов позволили выделить химические типы вод. Химический состав подземных вод на изучаемой территории определяется химическим составом вмещающих пород, добываемой руды и продуктов их переработки. Мониторинг состояния подземных вод позволит дополнительно обосновать уровень загрязнения и предпринять необходимые меры для обеспечения населения питьевой водой и централизованного водоснабжения.

Ключевые слова: ВКМС, родниковая разгрузка, кластерный анализ, калийное производство, трансформация химического состава.

FEATURES OF THE FORMATION OF GROUNDWATER ON THE TERRITORY OF THE BEREZNIKI CITY DISTRICT

Arina Perevoshchikova

Perm State University, 2nd year Master's Degree Student, Perm,

e-mail: a.rina.perevoshchikova@yandex.ru

*Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader,
Elena Menshikova*

Abstract: The discharge of groundwater within the limits of the VKMKS occurs, as a rule, in the form of large concentrated springs and reservoir waters confined to positive structures, river valleys and fractured limestones of the upper part of the section. During the extraction and enrichment of potassium-magnesium ores, significant volumes of solid and liquid waste are formed, which significantly affect the chemical composition of natural waters. The results of the cluster analysis of concentrations of macro components allowed us to identify chemical types of waters. The chemical composition of groundwater in the studied area is determined by the chemical composition of the host rocks, mined ore and products of their processing. Monitoring of the state of groundwater will further substantiate the level of pollution and take the necessary measures to provide the population with drinking water and centralized water supply.

Keywords: VKMS, spring unloading, cluster analysis, potash production, transformation of chemical composition.

Введение

Основные месторождения калия расположены в России (Верхнекамское месторождение калийно-магниевых солей), Канаде (Саскачеванский соленосный бассейн) и Белоруссии (Старобинское месторождение) [1]. Освоение крупнейшего калийно-магнезиевого месторождения в России началось с открытия в 1925 году П.И. Преображенским [5]. Верхнекамское калийно-магнезиевое месторождение (ВКМС) приурочено к Соликамской впадине в одной из крупнейших отрицательной тектонической структур Предуральяского краевого прогиба. Разгрузка подземных вод в пределах ВКМС происходит, как правило, в виде крупных концентрированных родников и пластовых вод, приуроченных к положительным структурам, долинам рек и трещиноватым известнякам верхней части разреза [2]. При добыче и обогащении калийно-магниевых руд образуются значительные объемы твердых и жидких

отходов, которые существенно влияют на химический состав природных вод. Помимо изменения химического состава по основным макрокомпонентам, наблюдается изменение и по микроэлементному составу как в подземных водах, так и в поверхностных водах и донных отложениях на территории ВКМС [6, 8, 9].

В связи с тем, что подземные воды территории Березниковского городского округа имеют большое практическое значение для бытовых и технических нужд населения, изучение химического состава подземных вод зоны активного водообмена в пределах отработки калийного месторождения остается важным направлением в гидрогеоэкологии.

Территория исследования

В административном отношении исследуемый участок расположен в пределах Березниковского городского округа Пермского края, расположенного в 160 км к северу от г. Пермь (рис. 1). Разгрузка подземных вод расположена в пределах пяти обрабатываемых участков на территории ВКМС (Быгельско-Троицкий, Дурымский, Березниковский, Усть-Яйвинский и Талицкий) и осуществляется из двух водоносных горизонтов, приуроченных к верхнесоликамской терригенно-карбонатной подсвите (P_1sl_2) и шешминскому терригенному комплексу ($P_1\check{s}\check{s}$).

Водовмещающими породами шешминского терригенного комплекса являются песчаники, алевролиты и известняки, залегающие в виде прослоев и линз различной мощности и протяженности. Водовмещающие породы верхнесоликамской терригенно-карбонатной подсвиты представлены сильно трещиноватыми известняками, мергелями с прослоями песчаников и аргиллитов [2].

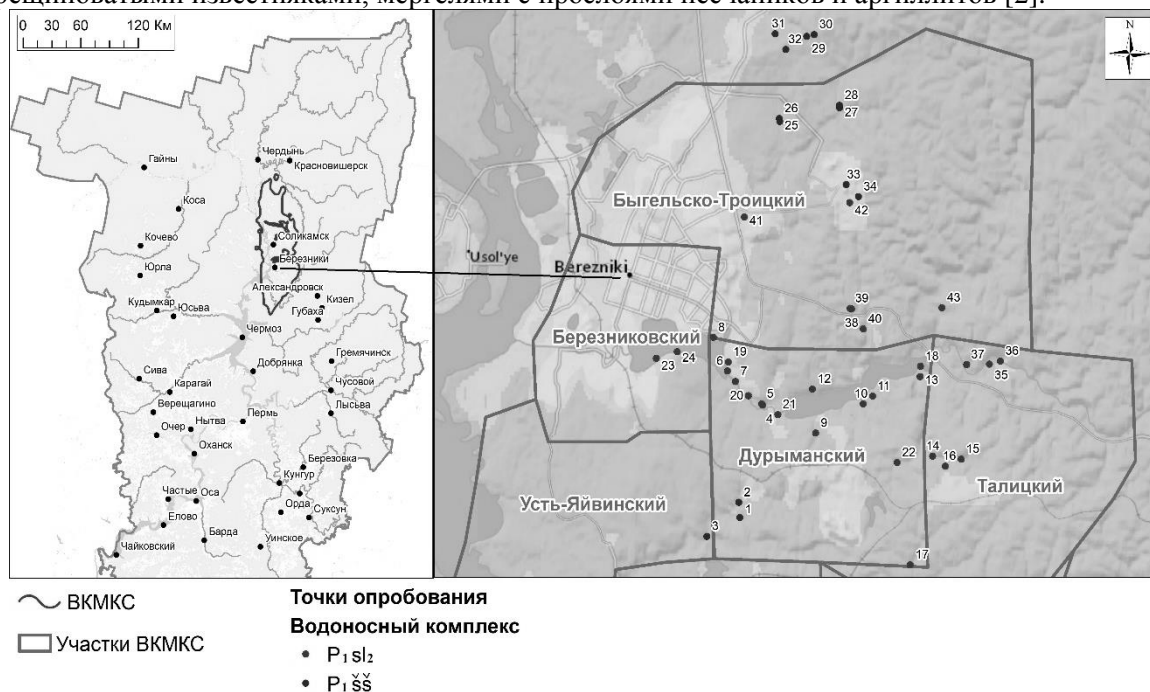


Рис. 1. Обзорная схема территории исследования

Материалы и методы исследования

Всего на Быгельско-Троицком, Дурымском, Березниковском, Усть-Яйвинском и Талицком участках было отобрано 43 пробы вод родников, 13 из которых приурочены к шешминскому терригенному комплексу и 30 проб – к верхнесоликамской терригенно-карбонатной подсвите. Водородный показатель (рН) воды определяли потенциометрическим методом; HCO_3^- определяли методом титрования по ГОСТ 31957–2012 (ГОСТ 31957-2012, 2012); $Fe_{общ.}$ определяли фотометрическим методом с образованием окрашенных комплексов с использованием сульфосалициловой кислоты; Cl^- , SO_4^{2-} , NO_3^- , Ca^{2+} , K^+ , Na^+ , Mg^{2+} , определяли методом капиллярного электрофореза на приборе "Капель-104" (Россия); сухой остаток определяли гравиметрическим методом по ПНД Ф 14.1:2:4.261–10 (ПНД Ф 14.1:2:4.261-10, 2010); минерализация определялась расчетным методом [4].

Оценка качества подземных вод выполнена на основании российских нормативов для питьевого водоснабжения в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21. Статистическая обработка результатов химико-аналитических исследований выполнена в программе Statistica и MS Excel.

Результаты и обсуждение

Водоносная верхнесоликамская терригенно-карбонатная подсвита (P_1sl_2). Состав вод (по преобладающим ионам в весовой форме) преимущественно гидрокарбонатно-хлоридный магниевो-

кальциевый, минерализация изменяется от 0,29 г/л до 12,54 г/л. Согласно ОСТ 41-05-263-86 большинство проб воды по величине общей минерализации относятся к группе вод «солончатые» (6, 9, 19, 21, 23, 24, 37 и 41), остальные пробы относятся к «пресным» водам по величине общей минерализации. По величине общей жесткости пробы воды изменяются от «умеренно-жестких» до «очень жестких».

В сравнении с ПДК по СанПиН 1.2.3685-21 [7] в пробах, водоносной верхнесоликамской терригенно-карбонатной подсисты (P_1s_2) отмечаются повышенные значения для Mg, Na, Cl, NO_3 , $Fe_{общ.}$, SO_4 . Около 30 % проб подвержены загрязнению магнием, около 13% проб характеризуются повышенным содержанием натрия и нитратов. По содержанию хлора отмечается примерно 23% проб с повышенным содержанием, около 17% проб характеризуются высоким содержанием железа общего и около 7% проб содержат повышенные содержания сульфатов (рис. 2).

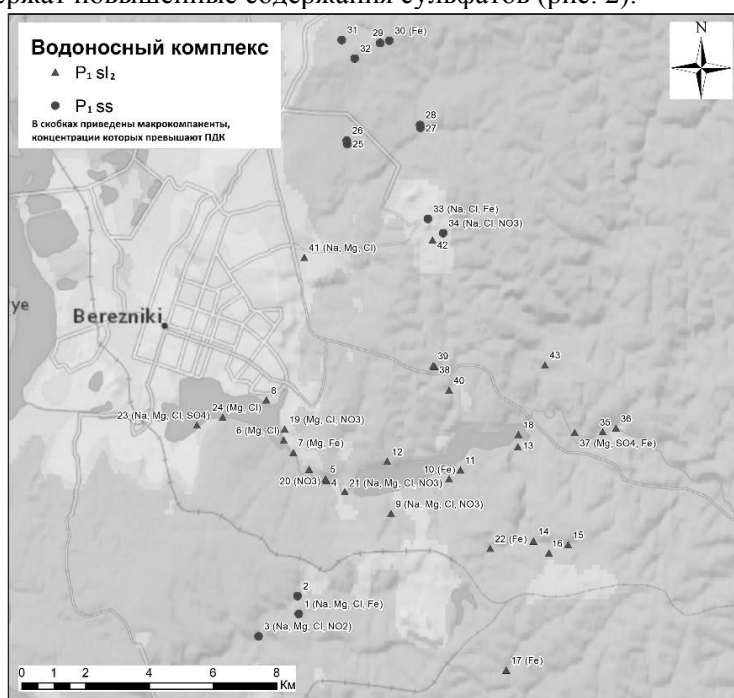


Рис. 2. Точки опробования родников и превышения макроэлементов по ПДК

Для определения взаимозависимости между компонентами химического состава исследуемых объектов был проведен кластерный анализ. Статистическая обработка данных кластерным анализом выполнена методом Варда. Получившаяся группировка по кластерам для химических компонентов родниковых вод водоносной верхнесоликамской терригенно-карбонатной подсисты выявила три группы компонентов (рис. 3). В первую группу вошел Cl; во вторую – Ca и Na и в третью – SO_4 , HCO_3 , Mg, NO_3 , Fe (общ.), NH_4 , NO_2 , K.

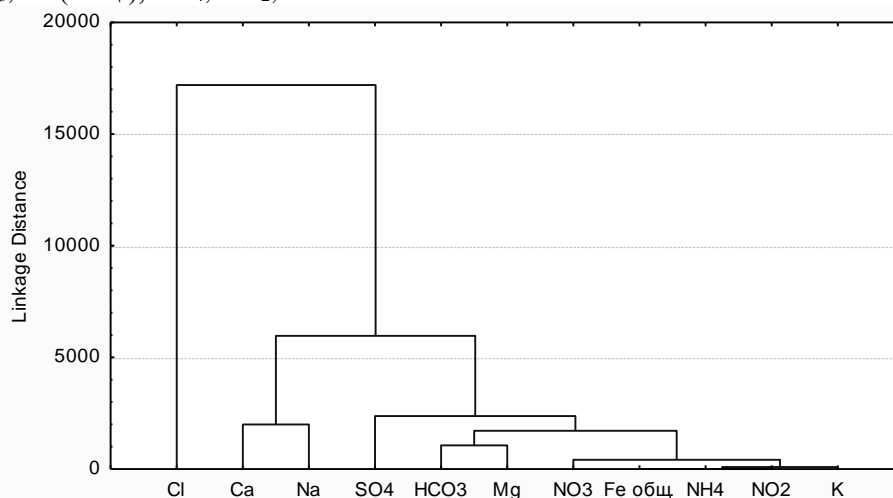


Рис. 3. Кластерная диаграмма макрокомпонентов водоносной верхнесоликамской терригенно-карбонатной подсисты (P_1s_2)

Слабоводоносный локально-водоносный шешминский терригенный комплекс ($P_1\check{s}\check{s}$). Состав вод (по преобладающим ионам в весовой форме) преимущественно гидрокарбонатный кальциевый и гидрокарбонатный магниевый-кальциевый. Минерализация родниковых вод изменяется от 0,07 г/л до 14,97 г/л. Согласно ОСТ 41-05-263-86 по величине общей минерализации пробы классифицируются от «весьма пресных» до «сильносолоноватых». По величине общей жесткости пробы воды изменяются от «очень мягких» до «очень жестких».

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 наиболее загрязненными среди слабоводоносного локально-водоносного шешминского терригенного комплекса ($P_1\check{s}\check{s}$) оказались пункты опробования 1, 3 и 33, где фиксируются повышенные значения содержания Na, Mg, Cl, Fe_{общ.}

В ходе проведения кластерного анализа выделено так же три группы макроэлементов слабоводоносного локально-водоносного шешминского терригенного комплекса ($P_1\check{s}\check{s}$) (рис. 4). К первой группе относятся HCO₃, NO₃, Fe (общ.), NH₄, NO₂, SO₄, Mg, ко второй – Ca и Na и к третьей группе относятся Cl и K.

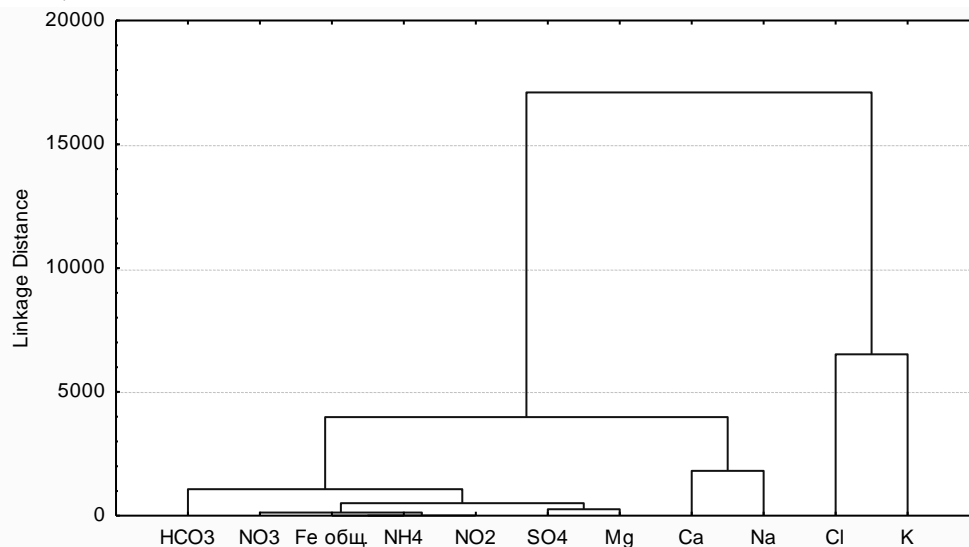


Рис. 4. Кластерная диаграмма макрокомпонентов слабоводоносного локально-водоносного шешминского терригенного комплекса ($P_1\check{s}\check{s}$)

Результаты кластерного анализа концентраций макрокомпонентов позволили выделить химические типы вод. Так, среди подземных вод водоносной верхнесоликамской терригенно-карбонатной подбиты (P_1sl_2) преобладает хлоридный тип вод, при значительном содержании кальциево-натриевых вод с различными примесями сульфатов, менее значительном содержании гидрокарбонатно-магниевых вод.

Кластерный анализ подземных вод слабоводоносного локально-водоносного шешминского терригенного комплекса ($P_1\check{s}\check{s}$) показывает доминирование вод хлоридного калиевого состава, с примесями кальциево-натриевых вод. При этом концентрации гидрокарбонат иона и сульфат иона не оказывает существенного влияния на химизм. Таким образом, статистическая обработка геохимических данных позволяет выявить и наглядно продемонстрировать перераспределение химических элементов в разных водоносных горизонтах.

Химический состав подземных вод на изучаемой территории определяется химическим составом вмещающих пород, добываемой руды и продуктов их переработки. Основной солевой состав как калийных руд, так и отходов их переработки представлен хлоридными и сульфатными солями натрия, калия, в значительно меньшей степени магния и кальция. Именно эти химические компоненты, в водной среде активно мигрирующие в ионной форме, более всего обогащают химический состав подземных вод зоны активного водообмена [2].

Заключение

Питание изученных водоносных горизонтов на территории ВКМС происходит, преимущественно, за счет инфильтрации атмосферных осадков и взаимных перетоков, что может способствовать влиянию техногенных факторов на состав подземных вод. Воздействие на состав природных вод проявляется на территориях промплощадок за счет фильтрации из шламохранилищ, рассолосборников, открытых канализационных траншей, разовых сливов рассолов на территории промплощадок.

Повышение уровня минерализации с преобладанием хлоридно-натриевого состава связано с деятельностью калийных предприятий. Разгрузка таких родников в долинах рек значительно оказы-

ваит влияние на трансформацию химического состава поверхностных вод. Выявленные родники с трансформацией химического состава на территории исследования не рекомендуется использовать родниковую воду для хозяйственно-питьевых нужд. Предприятиям по добыче калийных солей необходимо усилить меры по защите подземных вод от поступления фильтрационной разгрузки рассолов, поступающих с территории объектов размещения отходов.

Литература

1. Батурич Е.Н., Меньшикова Е.А., Блинов С.М., Наумов Д.Ю., Белкин П.А. ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ КРУПНЕЙШИХ КАЛИЙНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МИРА // *Современные проблемы науки и образования*. – 2012. – № 6.

2. Белкин П.А. Трансформация химического состава подземных вод в зоне влияния объектов складирования отходов разработки калийных солей. – 2019.

3. Кудряшов А.И. Верхнекамское месторождение солей. 2-е изд., перераб. – М.: Эpsilon Плюс, 2013. – С. 368.

4. Khayrulina E, Mitrakova N, Poroshina N, Menshikova E and Perminova A (2022) Formation of Solonchak in the Area of the Discharged Ancient Brine Wells (Perm Krai, Russia). *Front. Environ. Sci.* 10:858742. doi: 10.3389/fenvs.2022.858742.

5. Морачевский А.Г. Вклад академика Н.С. Курнакова в создание промышленности калийных удобрений России (к 90-летию открытия Верхнекамского месторождения калийных и магниевых солей) // *Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета*. – 3(226)2015. С. 154-158.

6. Перевощикова А.Д. Особенности химического состава поверхностных вод и донных отложений рек Березниковского городского округа // *Сборник научных трудов «Геология в развивающемся мире»*, 2022. С. 397-403.

7. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

8. Ушакова Е.С., Перевощикова А.Д., Волкова М.А. Оценка содержания микроэлементов в донных отложениях Березниковского городского округа (Пермский край) // *Геология и полезные ископаемые Западного Урала*, номер 3, 2020. С. 243-251.

9. Хайрулина Е.А. Воздействие фильтрационных вод шламохранилища с солосодержащими отходами на поверхностные и подземные воды // *Географический вестник*, 2018. С. 145-155.

10. Хайрулина Е.А. Формирование окислительных геохимических барьеров в местах выхода на поверхность высокоминерализованных подземных вод // *Геология и полезные ископаемые Западного Урала*, 2014. С. 93-95.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ПРЕСНЫХ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ОДНОМ ИЗ РАЙОНОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ПО АНАЛИЗУ ВОДНЫХ ВЫТЯЖЕК

Пирогова Елена Владимировна

Казанский (Приволжский) федеральный университет, студентка 3 курса, г. Казань

e-mail: pirogova2001@icloud.com

Хамитов Айрат Джавдатович

Казанский (Приволжский) федеральный университет, аспирант 1 года обучения, г. Казань

e-mail: khamitov07.03@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Мусин Рустам Хадиевич

Аннотация: в статье рассматриваются особенности состава родниковых вод мезозойских отложений Республики Татарстан. Отражена их высокая вариабельность. На основе анализа водных вытяжек из основных разновидностей мезозойских пород показано, что особенности химического состава родниковых вод определяются, прежде всего, взаимодействием первичных атмосферных осадков с минеральным матриком.

Ключевые слова: мезозойские отложения, родниковые воды, минеральные лечебные воды, водорастворенное органическое вещество, кремнекислота.

CONDITIONS FOR THE FORMATION OF THE COMPOSITION OF PRESSED GROUNDWATER IN ONE OF THE REGIONS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN ON THE ANALYSIS OF WATER EXTRACTS

Pirogova Elena Vladimirovna

Kazan (Volga region) Federal University, 3rd year Student, Kazan

e-mail: pirogova2001@icloud.com

Khamitov Airat Dzhaudatovich

Kazan (Volga region) Federal University, 1st year post-graduate Student, Kazan

e-mail: khamitov07.03@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader, Musin Rustam Hadievich

Abstract: The article discusses the features of the composition of spring waters of the Mesozoic deposits of the Republic of Tatarstan. Their high variability is reflected. Based on the analysis of water extracts from the main varieties of Mesozoic rocks, it is shown that the features of the chemical composition of spring waters are determined primarily by the interaction of primary atmospheric precipitation with the mineral matrix.

Keywords: Mesozoic deposits, spring water, mineral medicinal waters, water-soluble organic matter, silicic acid.

Республика Татарстан (РТ) расположена на востоке Русской платформы, в пределах Волго-Уральской антеклизы и одноименного артезианского бассейна [4]. Площадь Республики – 68 тыс. км², численность населения – 3,9 млн. человек [3]. Верхняя часть геологического разреза сложена комплексами полифациальных пермских, юрско-меловых и плиоцен-четвертичных отложений. В этой толще локализованы пресные и солоноватые подземные воды, формирующие типичные между-речные и долинные потоки, связанные водообменом по схеме А.Н. Мятлева [1, 12]. Мощность зоны пресных подземных вод в РТ может достигать 300-350 м [8, 10]. Их ресурсный потенциал составляет 5,6 млн. м³/сут, а величина оцененных запасов – 2,5 млн. м³/сут [3].

Одним из наиболее интересных в геолого-гидрогеологическом отношении является район развития мезозойских отложений. Он расположен в крайней юго-западной части Татарстана, в его Пред-волжском регионе. Наиболее детально он был изучен во второй половине 1990-х начале 2000-х гг. в

ходе проведения геологической съемки масштаба 1:50000 (Зорина С.О. и др., 1999) и эколого-гидрогеологической съемки масштаба 1:200000 (Солнцев А.В. и др., 2002).

Площадь развития мезозойских отложений составляет около 3000 км². Они представлены морскими сероцветными преимущественно глинистыми отложениями юры и мела. Стратиграфический диапазон первых варьирует от батского яруса средней юры до титонского (волжского) яруса верхней юры. Стратиграфический интервал меловых образований – от готеривского яруса до кампанского. В разрезе юры, мощность которой достигает 120 м, проницаемые породы представлены маломощными прослоями песчаников, которые залегают в основании и в прикровельной части этого стратона. В меловой части разреза, имеющей мощность до 270 м, проницаемые песчаники и мергели тяготеют к альбским и верхнемеловым отложениям. В составе последних также отмечаются прослои известняков, мела и опок. Характерными особенностями мезозойских отложений в РТ является их обогащенность органическим веществом (на отдельных уровнях отмечаются даже маломощные прослои горючих сланцев), широкое развитие гипсов в виде отдельных зерен, маломощных невыдержанных прослоев и прожилков, а также конкреций различного состава – железистого, кремнистого, карбонатного, смешанного [2, 11].

Толщина проницаемых пород в мезозойской преимущественно глинистой толще редко когда превышает 1-2 м, при этом они характеризуются невысокими значениями коэффициентов фильтрации. Это обуславливает значительные трудности в организации централизованного водоснабжения местного населения. При отсутствии родников оно базируется на каптаже подземных вод глубокими колодцами и, чаще, скважинами, которые довольно часто пересекают разрез мезозойских отложений на полную мощность и каптируют водоносные горизонты в составе пермских сульфатно-терригенно-карбонатных отложений. Подземные воды здесь могут иметь минерализацию до 3-7 г/л, а жесткость – до 40-50 ммоль/л. Сверхнормативными концентрациями в таких водах часто обладают Fe, Sr, B, Al, Br. Ресурсный потенциал пресных подземных вод в поле развития мезозойских отложений крайне ограничен. В связи с этим, для удовлетворения водопотребностей этого района было разведано несколько месторождений питьевых подземных вод в плиоцен-четвертичных отложениях долины р. Свияга, пересекающей комплекс мезозойских отложений.

Масштабному площадному опробованию природные воды рассматриваемого района были подвергнуты в ходе проведения вышеотмеченной эколого-гидрогеологической съемки (1996-2001 гг.). Второй этап опробования был проведен ГУП “Геоцентр РТ” в 2019-2020 гг. в ходе проведения мониторинга качественного состояния подземных вод. Обработка данных разновременного опробования показала, что составы и качество пресных подземных вод практически не претерпели существенных изменений за последние 20-25 лет [6]. Подземные воды южной части Предволжского региона обладают вертикальной и латеральной гидрогеохимической зональностью, определяемой в первую очередь такими природными факторами, как: длительность взаимодействия в системе “вода-порода”, характер и интенсивность питания, минералого-геохимические особенности водовмещающих и водупорных пород [9]. Частично характер этой зональности отражается составами родниковых вод (табл. 1).

Мезозойские отложения подстилаются и обрамляются пермскими образованиями в стратиграфическом интервале татарского отдела (*P_{3t}*), уржумского (*P_{2ur}*) и казанского ярусов (*P_{2kz}*). В области развития мезозойских отложений частично обнажаются татарские и уржумские отложения. Для сравнения в таблице 1 приведены данные по составу родниковых вод как мезозойских, так и пермских отложений. Обращают на себя внимание более высокие значения минерализации и жесткости в родниковых водах меловых и юрских отложений в сравнении с водами татарских и уржумских образований, залегающих вне мезозойского поля. В первую очередь это связано с более замедленным характером водообмена в мезозойской толще.

Анализ гидрогеохимических данных позволяет выделить некоторые дополнительные особенности состава подземных вод мезозойского комплекса:

- обогащенность вод верхнемеловых отложений кремниевой кислотой (содержания SiO₂ достигают 45,9 мг/л);
- локальная обогащенность вод юрских отложений органическим веществом;
- часто встречающиеся повышенные (сверхпредельные для вод питьевого качества) содержания железа, марганца, алюминия, бора.

Некоторые интегральные показатели состава родниковых вод
на участках различного геологического строения

Индекс	Кол-во проб	Минерализация, мг/л	Жесткость, ммоль/л	Кол-во некондиционных проб и параметры	Формула ионного состава (по осредненным данным)
К	44	<u>341–1035</u> <u>617±186</u> 593	<u>3,1–11,9</u> <u>6,66±2,4</u> 6,50	23 (52%); Ж–1,6; реже NO ₃ –1,8, Si –1,1, В–6,8	<u>HCO₃80 SO₄13Cl4NO₃3</u> Ca64Mg22Na13
J	102	<u>403–1506</u> <u>703±169</u> 683	<u>3,9–15,1</u> <u>7,76±2,0</u> 7,47	65 (64%); Ж–1,9, реже В–6,5, редко NO ₃ –4,7	<u>HCO₃85 SO₄9Cl5NO₃2</u> Ca62Mg25Na13
P _{3t}	57	<u>391–1296</u> <u>683±183</u> 657	<u>2,77–14,4</u> <u>7,64±2,1</u> 7,35	35 (61%); Ж–2,0, реже В–2,8, редко NO ₃ –6,3	<u>HCO₃82 SO₄9Cl4NO₃4</u> Ca49Mg37Na14
P _{2ur}	8	<u>402–1787</u> <u>773±443</u> 635	<u>4,2–19,8</u> <u>9,1±4,9</u> 7,55	5 (63%); Ж–2,8, реже NO ₃ – до 13	<u>HCO₃70 NO₃15SO₄9Cl6</u> Ca58Mg32Na9
P _{3t}	121	<u>286–2253</u> <u>577±188</u> 551	<u>2,4–20,97</u> <u>6,71±1,9</u> 6,47	42 (35%); Ж–3, реже NO ₃ – 4,6	<u>HCO₃88 NO₃5 SO₄4Cl4</u> Ca54Mg36Na10
P _{2ur}	144	<u>374–1174</u> <u>573±90,8</u> 564	<u>3,8–12,9</u> <u>6,47±1,2</u> 6,51	37 (26%); Ж–1,8, редко NO ₃ –5,6	<u>HCO₃93 SO₄3Cl2NO₃2</u> Ca48Mg41Na11

Примечание. В первых 4 строках приведены данные по области развития мезозойских отложений, в последних двух строках (выделены курсивом) – вне области развития мезозойских отложений; цифры в третьем и четвертом столбцах: предельные значения (минимум-максимум), среднее ± стандартное отклонение, медиана; в пятом столбце: Ж – жесткость, цифры после компонентов состава – степень превышения ПДК.

Обогащенность мезозойских отложений органическим веществом определяет возможность его локального концентрирования и в подземных водах. Участки такого концентрирования могут представлять проявления (месторождения) минеральных вод, лечебные свойства которых определяются повышенным содержанием органических веществ. В настоящее время есть два таких месторождения. На одном бутилируется вода широко известной торговой марки “Волжанка” (водозаборные скважины, каптирующие гидростратиграфический уровень волжских отложений (*J_{3v}*), расположены в пос. Ундоры, находящемся на правом берегу Волги в Ульяновской области, в 4 км южнее административной границы РТ). Второе месторождение расположено у с. Бол. Тарханы в РТ, в 14 км северо-восточнее пос. Ундоры, где продуктивным элементом разреза является уровень батских отложений (*J_{2bt}*). Здесь же находится завод розлива минеральной воды. В торговой сети она реализуется как “Тарханская-3”. Содержания органического углерода в “Волжанке” достигают 5–10 мг/л, а в “Тарханской-3” – 5– мг/л [5].

Для определения условий формирования химического состава подземных вод мезозойских отложений авторами проведено изучение состава водных вытяжек с основных разновидностей пород этой части разреза (табл. 2). Водные вытяжки готовились следующим образом. Первоначально породы подвергались дезинтеграции и просеивались через сито 1 мм. Просеянная порода в количестве 100 мг заливалась 1 л дистиллированной воды. Периодическое взбалтывание и отстаивание продолжалось 1 сут. Далее водная суспензия подвергалась фильтрации через бумажные фильтры “синяя лента” и аналитическим исследованиям согласно соответствующим нормативным документам. Макро- и мезокомпонентный состав (SO₄²⁻, Cl⁻, NO₃⁻, NO₂⁻, PO₄³⁻, F⁻, Br⁻, Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺, K⁺, NH₄⁺, Li⁺) определялся на ионном хроматографе Dionex ICS-1600. Гидрокарбонат-ион, перманганатная окисляемость и кремнекислота определялись титрованием, pH – потенциометрическим методом; Ag, Cu, Zn, Ni, Fe и Pb детектировались на атомно-абсорбционном спектрометре ContrAA-700. Девять проб, характеризующихся максимальными значениями перманганатной окисляемости, дополнительно были проанализированы на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой iCAP Qc. В этих пробах были определены концентрации 65 элементов от лития до урана.

Всего проанализировано 64 водные вытяжки. Из них 32 – с глинистых пород, 20 – с песчаников, 9 – карбонатных пород (мергели, глинистые известняки), 3 – суглинков. Суглинки – покровные,

четверичного возраста, остальные породы – мезозойские. Медианные значения концентраций большей части компонентов в мезозойских породах очень близки, они также хорошо соответствуют значениям по всей выборке, которые отражены в первых трех столбцах таблицы №2. В последних трех столбцах этой таблицы показаны данные по 9 пробам с максимальной окисляемостью.

Таблица 2

Некоторые показатели состава водных вытяжек

Минерализация, мг/л	Жесткость, ммоль/л	Перманганатная окисляемость, мг О ₂ /л	Перманганатная окисляемость, мг О ₂ /л	SiO ₂ , мг/л	Fe _{общ} , мг/л
21–1176	0,1–18,4	0–8,64	1,92–8,64	3,0–35,03	0,002–5,49
194±199	2,1±3,0	1,94±1,90	4,99±1,87	16,6±11,7	1,35±2,0
135–64	1,20–64	1,52–64	5,80–9	15,67–9	0,50–9

Примечание. В первой строке цифровых данных – предельные значения, во второй – среднее ± стандартное отклонение, в третьей – медиана и количество проб.

Анализ составов водных вытяжек позволяет сделать следующие выводы.

- Особенности состава подземных вод мезозойских отложений в первую очередь обусловлены взаимодействием первичных атмосферных осадков с породами разреза. При этом глинистые, песчаные и карбонатные породы характеризуются близким минерализующим потенциалом, что обусловлено широким развитием в разрезе легко растворимого вещества карбонатного и сульфатного составов. Меньшие значения минерализации, жесткости, а также концентраций большей части компонентов в водных вытяжках, в сравнении с родниковыми водами, связаны главным образом с разным парциальным давлением углекислого газа при их формировании. Если водные вытяжки готовились в стандартных лабораторных условиях при содержании углекислого газа 0,03–0,04%, то в верхней части геологического разреза его концентрации могут достигать 5–10% и даже 20% [7]. Как известно, углекислый газ характеризуется хорошей растворимостью в воде, он определяет концентрации в воде углекислоты, карбонатных и гидрокарбонатных ионов [1]. Кроме этого, при повышенной парциальной активности углекислого газа подземные воды будут обладать более высокой углекислотной агрессивностью и более активно взаимодействовать с водовмещающим минеральным матриксом и, следовательно, более активно обогащаться различными компонентами и элементами.

- Максимальной окисляемостью характеризуются водные вытяжки из пород следующих стратиграфических уровней: глин батского и келловейского ярусов (*J_{2bt}*, *J_{2k}*); глин, песчаников и горючих сланцев волжского и готеривского ярусов (*J_{3v}*, *K_{1g}*); песчаников и известняков коньякского и сантонского ярусов (*K_{2k}*, *K_{2st}*).

- Взаимодействием первичных атмосферных осадков с мезозойскими породами, проходящим в условиях более высокого парциального давления углекислого газа, а также в относительно восстановительных условиях, хорошо объясняются повышенные содержания в подземных водах кремнекислоты, железа, марганца, алюминия.

Благодарности. Авторы выражают глубокую благодарность сотрудникам лаборатории геохимии, изотопного и элементного анализа Казанского федерального университета за проведенный анализ 9 водных вытяжек на масс-спектрометре с индуктивно связанной плазмой iCAP Qc.

Литература

1. Всеволожский В.А. Основы гидрогеологии. 2-изд., перераб. и доп. М.: Изд-во МГУ, 2007. 448 с.
2. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника /Под ред. Б.В. Булова. М., ГЕОС, 2003. 402 с.
3. Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2021 г. Казань, 2022. URL: https://eco.tatarstan.ru/rus/file/pub/pub_3288791.pdf (дата обращения 06.02.2023).
4. Зайцев И.К. Гидрогеохимия СССР. Л.: Недра, 1986. 239 с.
5. Курочкин В.Ю., Федоров А.А., Хорошавина Е.И., Бердников Т.Г., Ибрагимов Р.Л. Минеральные воды Тарханского месторождения с. Большие Тарханы Тетюшского муниципального района Республики Татарстан // Курортная медицина. 2019. № 4. С. 10–17.
6. Мусин Р. Х., Галиева А.Р., Ахметова А.А., Хамитов А.Д. Характер и динамика изменения во времени химического состава пресных подземных вод в Республике Татарстан //Сборник научных

трудов III научно-практической конференции по вопросам гидрогеологии и водообеспечения. Ижевск: Изд-во типография «МарШак», 2021. С. 45–52.

7. Мусин Р.Х., Галиева А.Р., Кудбанов Т. Г., Калкаманова З.Г., Курлянов Н.А. О влиянии почв на формирование состава грунтовых вод в пределах Республики Татарстан //Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 1 (1). С. 90–99.

8. Мусин Р.Х., Галиева А.Р., Кудбанов Т.Г., Курлянов Н.А. Особенности влияния на гидросферу комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий в Нижнекамской промзоне Республики Татарстан //Нефтяное хозяйство. 2020. № 3. С. 108–112.

9. Мусин Р. Х., Хамитов А.Д., Хаванов А.Ю. Характер и природа вертикальной гидрогеохимической зональности верхней части разреза в Предволжском регионе Татарстана //Сборник научных трудов IV научно-практической конференции по вопросам гидрогеологии и водообеспечения. Ижевск: «МарШак», 2022. С. 20–28.

10. Подземные воды Татарии /Под ред. М. Е. Королева. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1987. 189 с.

11. Сводная геологическая карта доплейстоценовых отложений Республики Татарстан масштаба 1:200000. Пояснительная записка. Казань: Изд-во “Арника”, 1997. 118 с.

12. Шестаков В.М. Гидрогеодинамика. М.: КДУ, 2008. – 334 с.

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ КАРСТА В ТЕРИГЕННО-КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ПРИМЕРЕ СУКСУНСКОГО РАЙОНА ПЕРМСКОГО КРАЯ

Савельева Анна Витальевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студентка 4 курса г. Пермь
e-mail: anka_parizanka_17@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Килин Юрий Афонасьевич

Аннотация: Карстово-суффозионные процессы возникают за счет растворения цемента и выноса механическим действием воды освобожденного от сцепления терригенного материала, если в разрезе имеются прослои в нашем случае известняков, то процесс усиливается за счет образования в них каверн и полостей, в которых происходит аккумуляция этого материала. В результате на поверхности земли образуются суффозионно-карстовые просадки, воронки провалы. Особенности развития карстово-суффозионных процессов в терригенно-карбонатных отложениях изучались в Суксунском районе на участке залегания кошелевской свиты кунгурского яруса нижней перми.

Ключевые слова: карст, карстово-суффозионная опасность, терригенно-карбонатные отложения, каверны.

FEATURES OF KARST DEVELOPMENT IN TERIGENIC-CARBONATE SEDIMENTS ON THE EXAMPLE OF THE SUKKSUN REGION OF THE PERM TERRITORY

Savelieva Anna Vitalevna

*Perm State National Research University (PSU), 4d year student, Perm,
e-mail: anka_parizanka_17@mail.ru*

Research Supervision: Candidate of Geology and Mineralogy, reader Kilin Yuri Afonasyevich

Abstract: Karst-suffusion processes arise due to the dissolution of cement and removal by the mechanical action of water of terrigenous material freed from cohesion, if there are interlayers in our case of limestones in the section, then the process is enhanced by the formation of caverns and cavities in them, in which this material accumulates. As a result, suffusion-karst subsidences, sinkholes and sinkholes are formed on the surface of the earth. Features of the development of karst-suffusion processes in terrigenous-carbonate deposits were studied in the Suksun region at the site of occurrence of the Koshelev suite of the Kungurian stage of the Lower Permian.

Keywords: karst, karst-suffusion hazard, terigenous-carbonate deposits, caverns.

Введение. Суксунский административный район расположен в пределах четырех карстовых районов: Кишертского, Осинцевского, Ачитского и Уфимского плато (согласно ТСН 11-301-2004 Пермской области). Западная часть территории Суксунского административного района приурочена к району развития карбонатного карста Уфимского плато, граничащего на востоке с Кишертским районом преимущественного развития гипсового и карбонатно-гипсового карста, который к востоку сменяется на территорию Осинцевского района закрытого соляного и гипсового карста. Ачитский район развития гипсового карста и кластокарста расположен южнее Осинцевского района.

В тектоническом отношении рассматриваемый район приурочен к окраине Русской платформы в зоне ее сочленения с Предуральским прогибом.

В геологическом отношении описываемый район охватывает северную часть Уфимского плато и юг Сылвенской впадин, в осадочном комплексе которых по возрасту выделяются коренные отложения каменноугольной и пермской систем.

В гидрогеологическом отношении восточная часть территории Суксунского района входит в гидрогеологическую провинцию подземных вод Предуральского прогиба, область трещинных и карстовых вод Юрезано-Сылвенской впадины, а западная часть в гидрогеологическую провинцию подземных вод восточной окраины Русской платформы, область карстовых вод Уфимского плато [1,2,3].

В восточной части района, относящейся к Сылвенской впадине (долина Сылвы), развиты грунтовые воды аллювиальных отложений, а также трещинно-грунтовые, трещинно-пластовые и карстовые воды кунгурского терригенного водоносного комплекса. В западной части Суксунского района, входящей в область карстовых вод Уфимского плато, распространены карстовые воды артинско-филипповского карбонатного горизонта.

Зона активного водообмена представлена отложениями четвертичные отложениями и отложениями пермской система (P), которые представлены породами нижнепермского возраста (рис. 2).

Нижнепермские отложения (P₁) представлены известняками, доломитами с прослоями кремне-рыхлых пористых и кавернозных известняков и ангидритов. Отложения нижней перми подразделяются на ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы. Нижнепермские отложения в Суксунском районе залегают на глубине от 0,5 до 5,0 м от поверхности.



Рис. 1. Фрагмент геологической карты окрестностей пгт Суксун (Иконников Е.А., 1976)

Для отложений кунгурского яруса характерна литологическая изменчивость, как по вертикали, так и по горизонтали. Для него характерно присутствие толщи сульфатных пород, отсутствующих в вышележащих отложениях. В кунгурском ярусе выделяются два горизонта: филипповский и иренский. Граница между кунгурским и артинским ярусами проводится, в основном, по исчезновению в разрезе крупных брахиопод, криноидей, мшанок и одиночных кораллов. Мощность этих отложений в районе пгт Суксун 130 м [1].

Карбонатные отложения кунгурского яруса в пределах западной окраины Предуральяского прогиба (в данном случае в пределах западного крыла Юрюзано-Сылвенской депрессии) перекрыты поповской свитой иренского горизонта кунгурского яруса, в литологическом отношении представленной переслаиванием мергелей, глин, песчаников, глинистых известняков и гипсо-ангидритов в виде тонких прослоев среди терригенных разностей и в виде пачки в основании разреза свиты. В результате ундуляции поповской свиты нижняя сульфатная пачка в пределах района выходит в приповерхностную зону и местами, спорадически перекрыта отложениями четвертичной системы – аллювиального, элювиально-делювиального, пролювиального, озерно-болотного генезиса. Именно в этих местах – местах выведения в приповерхностную зону сульфатной пачки поповской свиты, в максимальной степени проявляются карстовые процессы в виде таких карстовых форм рельефа как воронки, карстовые озера, провалы, лога и т.п. На таких участках фиксируются поля карстовых воронок аналогичные полю воронок, известному по литературе, как «Киселевское» (юго-западная окраина п. Суксун).

На участке исследования были вскрыты отложения кошелевской свиты кунгурского яруса нижней перми. С поверхности отложения местами перекрыты неоген-четвертичными отложениями, представленные карстовой брекчией, мощностью от 0,5 до 25,8 м. В литологическом отношении карстовая брекчия представлена: щебнем и дресвой известняка, мергеля, реже галькой и гравием этих же отложений, заполнитель – глина мергелистая, реже известковистая; и элювиально-делювиальными, аллювиальными отложениями современного отдела четвертичной системы (Q) суглинками, песками и крупнообломочными (гравийными) грунтами.

Геологический разрез на участке исследования с прилегающей к ней территорией, представлен: песчаником среднезернистым с прослоями известняка, трещиноватым; известняком трещиноватым; аргиллитом; глинистыми сланцами с прослоями известняка. Карстующиеся отложения известняков вскрываются в виде прослоев в песчаниках на глубинах 11,0-12,0м, мощностью 12,0-44,0м и в виде известняков трещиноватых на глубинах 22,0-45,0, мощностью 12,0-35,0м; на глубинах 45,0м, были вскрыты доломиты трещиноватые.

Карстовые процессы в терригенно-карбонатных отложениях протекают с некоторыми особенностями это связано с их литологическим составом, водно-физическими свойствами, пористостью, трещиноватостью. Образованию каверн в песчаниках происходит при растворении цемента, что вызывает расцементацию и суффозию.

Литологический состав терригенно-карбонатных пород кошелевской свиты в пределах изученных глубин до 120м представлен песчаниками и карбонатными породами. Карбонатные породы представлены известняками микрозернистыми, алевритистыми, доломитистыми с кальцитовыми прожилками. Текстуры пород массивные. Минералогический состав: кальцит (83-90%), доломит (около 15%), обломочный материал (около 10%), гидроокислы железа (около 2%). Порода сложена угловатыми, изометричными зернами кальцита (размер <0,02мм). Среди кальцитовой массы равномерно распределен алевритовый обломочный материал (размер 0,01-0,1мм). Зерна кальцита содержат включения мелких зерен доломита и гидроокислов железа.

Песчаники полимиктовые, мелкозернистые со смешанным цементом. Текстуры пород направленная, структура – псаммитовая, от мелко- до крупнозернистой. Минералогический состав: обломочный материал (70-90%), цемент (10-30%). Цемент кальцитовый (около 20-25%) и хлорит-гидрослюдистый (< 5%), встречается цемент кальцитовый (около 50%), поровый.

Средняя пористость известняков и доломитов 5 %, значение пределов прочности на одноосное сжатие в естественном состоянии 49МПа, в водонасыщенном 18МПа, плотность средняя 2,73 г/см³. Гидрогеологическая эффективная пористость известняков и доломитов изменяется от 0,24 до 7,1 % при среднем значении 2,9%; песчаников – плотность изменяется 2,18-2,27г/см³, пористость 18,15-25,28%.

Карбонатные породы (известняки, доломиты) по сравнению с песчаниками, алевролитами отличается большим разнообразием пустотно-порового пространства, как по происхождению, так и по морфологии. Поровое пространство образуется на всех стадиях литогенеза, но может развиваться далее по первичным порам в результате растворения с образованием каверн. В карбонатных породах за счет растворения породы, в терригенных породах за счет растворения цемента.

Кавернообразные поры представлены мелкими пустотами растворения в терригенных породах, и более крупными в карбонатных. Они развиваются по межкристаллитным порам, мелким трещинкам и ослабленным зонам за счет агрессивных подземных вод. Каверны образуются в результате химического растворения кальцита известняков, а также благодаря процессам доломитизации, сопровождаемым выносом растворенных компонентов. Они могут располагаться в породе беспорядочно или согласно слоистости.

В терригенных породах пустотно-поровое пространство формируется за счет растворения цемента представленного кальцитом, растворение которого приводит к образованию каверн. Растворяющая способность и агрессивность подземных вод к карбонатным отложениям и цементу песчаников в течении времени может меняться, все зависит от скорости потока подземных вод, минерализации, наличия углекислоты. Растворение с участием углекислоты CO₂. Углекислота – важнейший компонент подземных вод, определяющая их способность растворять многие минералы и породы, особенно карбонатного состава. Растворение таких минералов и пород происходит по обобщенной схеме:



В результате образования расцементированного терригенного материала происходит его движение вниз по разрезу, поры и каверны заполняются этим материалом, в зоне аэрации возникают зоны разуплотнения.

Терригенно-карбонатный тип разреза на участке исследований очень трещиноватый. Трещиновая пустотность и проницаемость связана с ориентацией их относительно складчатой форме массива (наклонные, вертикальные, горизонтальные), относительно слоистости продольные поперечные диагональные. Морфология трещин самая разнообразная от линейной, слабоволнистой до сильноизвилистой.

По степени раскрытости трещины частично открытые и открытые. Все это создает условия для инфильтрации атмосферных осадков.

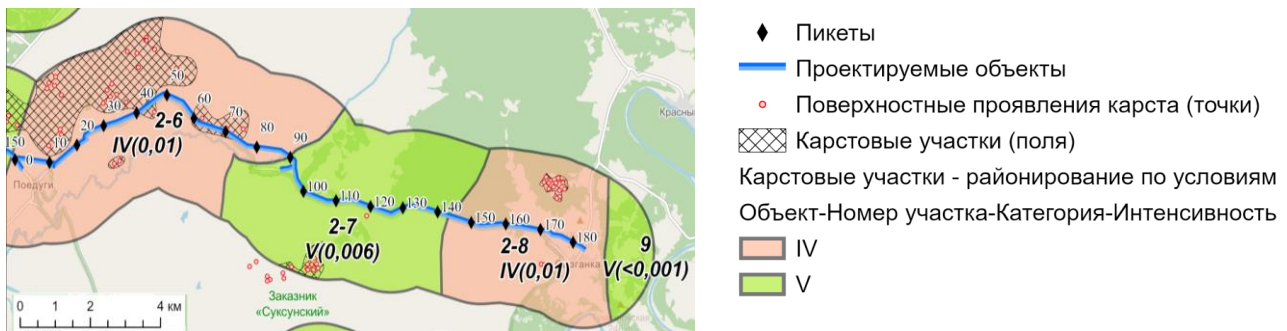


Рис. 3. Схема районирования по карстово-суффозионной опасности

Таблица 1

Характеристика поверхностной закарстованности

Карстоопасный участок	2-6	2-7	2-8
Площадь, км ²	34,50	23,30	17,70
Количество, шт.	34	14	18
Средний диаметр d , м			
- минимальный	8,8	14,3	8,9
- максимальный	56,2	45,0	43,6
- средний	25,6	26,1	28,5
Плотность ρ , шт./км ²	0,99	0,60	1,02

В результате районирования было выделено 4 участка (рис. 3), характеризующихся общностью природного строения (структурно-тектонического, геолого-гидрогеологического и геоморфологического), территория отнесена от *потенциально опасной* до *опасной* категорий в карстово-суффозионном отношении. В результате оценки карстово-суффозионной опасности территории трассы газопровода интенсивность образования провалов за 100 лет изменяется от $<0,001$ до $0,01$ шт.*км²/год; средний диаметр 0,8-2,8 м; категория устойчивости IV-Г-V-Г; и категория карстоопасности от потенциально-опасной до опасной.

Выводы. Карстовые процессы в терригенно-карбонатных отложениях протекают с некоторыми особенностями, связанными с их литологическим составом, водно-физическими свойствами, пористостью, трещиноватостью. Условия образования карстовых процессов в данном типе разреза мало изучены. Образование каверн в песчаниках зоны аэрации происходит при растворении цемента агрессивными инфильтрационными водами, что вызывает расцементацию и суффозию. Движение расцементированного материала по кавернам и трещинам зависит от количества атмосферных осадков и скорости их инфильтрации. Образование каверн и полостей в зоне водонасыщения связано со скоростью потока подземных вод, их агрессивности к карбонатам.

Выполненное районирование карстово-суффозионной опасности показывает, что даже при терригенно-карбонатном типе разреза категория карстоопасности может быть отнесена к потенциально-опасной и опасной. Требуется дальнейшее изучение суффозионно-карстовых процессов в терригенно-карбонатных отложениях.

Литература

1. Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. *Карст и пещеры Пермской области.* – Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992. – 200 с.
2. Горбунова К.А. *Геоморфология окрестностей с. Усть-Кишерть Пермской области.* Учен. Зап. Перм. ун-та. 1957. Т. 11. вып. 2.
3. Максимович Г.А. *Основы карстоведения.* – Пермь. Т. 1. 1963. – 444 с.
4. Шимановский Л.А., Шимановская И.А. *Пресные подземные воды Пермской области.* Пермь: Перм. книжное изд-во, 1973. -197 с.
5. ТСН 11-301-2004 *По. Инженерно-геологические изыскания для строительства на закарстованных территориях Пермской области.* Пермь: Администрация. 2004. 122 с.
6. *Заключение по оценке карстово-суффозионной опасности на объекте: «Газопровод межпоселковый д. Поедуги – д. Юркан – д. Сызганка Суксунского района Пермского края».* Пермь, 2022. ФГАОУ ВО ПГНИУ

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА В ГОРОДЕ ПО ДАННЫМ ВОЗДУШНОГО ЛАЗЕРНОГО СКАНИРОВАНИЯ (ВОСТОЧНАЯ ЧАСТЬ Г. КРАСНОДАР)

Сомис София Михайловна

*Кубанский государственный университет, студентка 2 курса, г. Краснодар
e-mail: sofya24m@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.н., профессор Погорелов Анатолий Валерьевич

Аннотация: В данной статье рассмотрен процесс и этапы моделирования растительного покрова города с использованием ГИС-технологий по данным воздушного лазерного сканирования. Моделирование растительности наряду с моделированием зданий и сооружений является одним из элементов 3D модели муниципального образования города Краснодар и может быть использована в целях государственного планирования.

Ключевые слова: моделирование растительного покрова, 3D модель растительности, город Краснодар, воздушное лазерное сканирование (ВЛС), ENVI Lidar, ArcGIS, ГИС-технологии.

MODELING OF VEGETATION COVER IN THE CITY ACCORDING TO AIR LASER SCANNING DATA (EASTERN PART OF KRASNODAR)

Sophia M. Somis

*Kuban State University, 2nd year student, Krasnodar city
e-mail: sofya24m@gmail.com*

Research Supervisor: Doctor of Geological Sciences, Professor Anatoly V. Pogorelov

Annotation: This article describes the process and stages of modeling the vegetation cover of a city using GIS technologies based on airborne laser scanning data. Vegetation modeling, along with modeling of buildings and structures, is one of the elements of the 3D model of the municipality of the city of Krasnodar and can be used for state planning purposes.

Key words: vegetation cover modeling, 3D vegetation model, city of Krasnodar, aerial laser scanning (ALS), ENVI Lidar, ArcGIS, GIS technologies.

Воздушное лазерное сканирование (ВЛС) представляет собой систему дистанционного зондирования для картографирования земной поверхности, позволяющую строить точные трёхмерные модели рельефа местности и древостоев. Воздушный лазерный сканер является надёжным инструментом для картографирования растительного покрова, благодаря способности лазерного луча частично отражаться от полога растительности, а частично проникать до уровня земли. Это даёт возможность эффективно производить измерения густоты и высоты растительного покрова.

Метод ВЛС, или лазерная локация является одним из самых точных и эффективных способов сбора геопространственных данных для крупномасштабного картографирования местности в трёхмерном режиме с воздуха с применением скоростной сканирующей системы высокой точности, определяющей координаты и точки лазерных отражений и фильтров наземных объектов по заданным характеристикам. Данный метод съёмки удобно использовать для создания подробных цифровых моделей городов, инвентаризации растительного покрова и других целей. Благодаря высокой плотности точек и многократности отражений лазерного луча от земной поверхности технология воздушного лазерного сканирования даёт возможность получать высокоточную цифровую модель рельефа, включая здания, сооружения, коммуникации и растительность, что особенно актуально для плотной городской застройки и поверхности земли под кронами деревьев.

В результате воздушного 3D сканирования мы получаем облако точек с высокой плотностью до нескольких десятков точек на один квадратный метр и точностью определения координат этих точек от 5 до 8 сантиметров по высоте и в плане и детальностью отрисовки до 10–50 см. Т. е. результатом съёмки методом ВЛС является цифровая трёхмерная точечная модель рельефа с высокой плотностью и точностью, которая используется как основа для ортофотопланов.

Программные комплексы, предназначенные для работы с данными лазерного сканирования, имеют возможность путём геометрического анализа взаимного расположения точек лазерного отражения определять тип объекта, попавшего в область сбора данных. При этом учитывается соответствие метрики дешифрируемых объектов и геометрическое подобие. В случае с распознаванием объектов растительности учитываются такие параметры метрики, как высота относительно земли и радиус кроны дерева [3].

Геометрическое подобие подразумевает соответствие крайних замыкающих точек шаблонному варианту, который можно установить вручную или использовать предлагаемый программой по умолчанию.

Автоматический процесс локализации деревьев предполагает несколько этапов программного анализа облака точек лазерного отражения: производится классификация точек земной поверхности; используя облако точек, классифицированных как поверхность земли, строится массив значений высот для всех остальных точек; вычисляется принадлежность каждой точки к отдельному дереву в соответствии с установленным геометрическим подобием; по результатам классификации выполняется автоматизированная векторизация выделенных классов с присвоением атрибутивной информации в зависимости от метрических характеристик объектов, входящих в класс. Для объектов растительности основными параметрами являются высота каждого выделенного дерева и проективный диаметр кроны.

Программным обеспечением для выполнения данной работы послужил ENVI Lidar, т. к. этот программный комплекс, предназначенный для обработки данных лазерного сканирования, позволяет произвести классификацию большого объёма данных (вес ТЛЮ составил более 40 гигабайт) с выделением основных единиц растительности (деревьев и кустарников) полностью в автоматическом режиме.

Данный программный комплекс позволяет вести работу с наиболее распространёнными форматами записи точек лазерного отражения (las, bin и т. д.). После загрузки точек в проект и указания необходимой системы координат, программа визуализирует данные, автоматически раскрашивая облако точек по высоте и создавая Digital Surface Model.

Для Digital Elevation Model указываются размер пиксела, алгоритм фильтрации точек, находящихся ниже и выше поверхности, вертикальный шаг горизонталей, максимальная ошибка между триангуляционной моделью поверхности и истинной, а также порог максимальной плотности TIN-полигонов для территории площадью в один гектар. Настройка классификатора растительности предполагает указание максимальной и минимальной высоты определяемых объектов растительности, а также радиус их кроны в сантиметрах. К настройкам раздела General относятся: настройка количества используемых программой ядер процессора, границы фильтрации облака точек по высоте, настройка плотности отображаемых точек.

Специфика данной исследовательской работы предполагает использование классификатора растительности, как одного из основных инструментов выполнения задачи по количественной оценке озеленения в пределах МО города Краснодар. Опытным путём были установлены значения для максимальной и минимальной высоты и радиуса кроны определяемых единиц растительности [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**]. Минимальный порог учёта растительности по высоте составил 0,7 м, по радиусу 0,8 м. Верхнего предела по высоте как такового не было для учёта всех деревьев, в том числе и лесополос, а по радиусу пределом было взято значение 5,5 м [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Результаты определения элементов растительности визуализируются внутри программного комплекса в виде 3D моделей, которые своими размерами описывают два основных параметра единицы растительности – высоту дерева и радиус проективного покрытия его кроны. Однако вывод данных возможен лишь в виде шейп-файла с таблицей атрибутов, в которую записываются высота отдельного дерева и радиус проекции его кроны. Последующие операции по контролю качества классификации и удалению артефактов путём совмещения производных данных с ортофотопланами, в купе с выполнением оценки распределения растительности, выполнены в геоинформационной системе ArcGIS.

В программном комплексе ArcGIS проведена обработка shape-файла, содержащего данные о пространственной привязке, высоте и радиусе кроны каждого дерева с целью повышения качества выполненной ранее классификации, которая заключалась в удалении точек, ошибочно принятых ENVI Lidar за деревья. Для этого с помощью функции Add Data в ArcMap были добавлены в качестве слоёв исходные данные: ортофотоплан, состоящий из 4820 растров, и shape-файл, содержащий облако точек (около 1 млн.), каждой из которых присвоены значения перечисленных выше параметров.

Далее при помощи инструментов панели Editor путём зрительного анализа данных, т. е. сопоставления точек с реальным положением деревьев на ортофотоплане в крупном масштабе, вручную были удалены неверно классифицированные точки.

Визуализация растительности производится в программе MicroStation (рисунок).

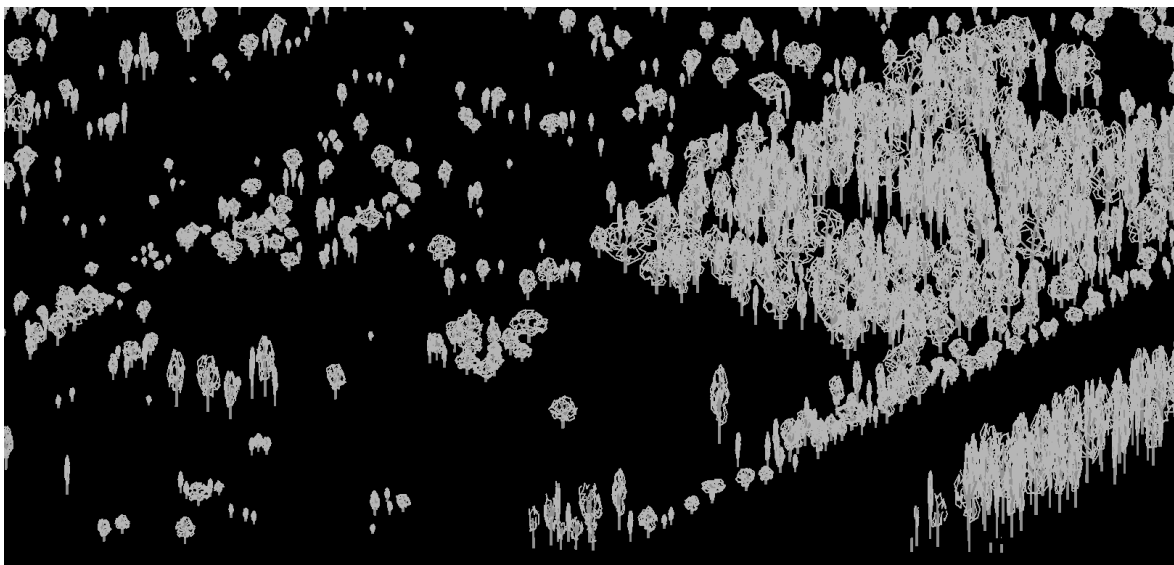


Рис. Визуализация деревьев в MicroStation

Моделирование растительного покрова наряду с моделированием зданий и сооружений является одним из элементов 3D модели муниципального образования города Краснодар и может быть использована в целях государственного планирования и создания природно-экологического каркаса города.

Литература

1. Бойко Е.С., Караган А.С. Цифровое моделирование древесно-кустарниковой растительности аккумулятивных берегов по данным воздушного лазерного сканирования // Вестник СГУГиТ. – 2021. – №2. – С. 103–114.
2. Ризаев И.Г., Погорелов А.В. К вопросу автоматизированной сегментации крон деревьев по материалам лазерного сканирования (бассейн р. Мзымты) // Географические исследования Краснодарского края: сб. научн. тр. Вып. 4. Краснодар: Кубан. гос. ун-т, 2009, с. 261-267.
3. Ткачева А. А., Фаворская М. Н. Моделирование трёхмерных сцен лесных участков по данным лазерного сканирования и аэрофотоснимкам // Информационно-Управляющие Системы. – 2015. – № 6 (79). – С. 40–49.

ОЦЕНКА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АДАНГСКИХ МИНЕРАЛЬНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Сомис София Михайловна

*Кубанский государственный университет, студентка 2 курса, г. Краснодар
e-mail: sofya24m@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.н., доцент Канонникова Евгения Олеговна

Аннотация: Кавказ богат подземными водами, в том числе минеральными. Многие из них сосредоточены в высокогорной области и мало изучены. В данной статье рассказывается об уникальных источниках минеральных вод, расположенных на южном склоне Западного Кавказа.

Ключевые слова: Кавказ, минеральная вода, минеральные источники.

ASSESSMENT OF HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS AND PROSPECTS FOR THE USE OF ADANG MINERAL SOURCES

Sophia M. Somis

*Kuban State University, 2nd year student, Krasnodar city
e-mail: sofya24m@gmail.com*

Research Supervisor: Candidate of Geographical Sciences, Evgeniya O. Kanonnikova

Annotation: The Caucasus is rich in underground waters, including mineral ones. Many of them are concentrated in the highlands and little studied. This article talks about the unique springs of mineral waters located on the southern slope of the Western Caucasus.

Key words: Caucasus, mineral water, mineral springs.

Кавказ богат подземными водами. Особенно его западная часть. Здесь в горных и предгорных районах выходит на поверхность огромное количество источников. Слабая изученность некоторых труднодоступных горных участков не позволяет оценить перспективы этих минеральных вод и возможности их использования.

Адангские минеральные источники имеют несколько названий: Башкапсарские кварцевые источники, Аданге (Аданга), Чёрная вода, Адзикуа. Каждое из названий отражает их географическое положение, состав или химические свойства.

Башкапсарские кварцевые источники являются уникальными по минеральному составу и относятся к адгарской группе. Они расположены в высокогорной части южных отрогов Главного Кавказского хребта на склонах горы Башкапсара высотой 3119 метров на отметках от 1900 до 2400 метров над уровнем моря вблизи границы Абхазии и Карачаево-Черкесии в нескольких километрах от перевала Аданге (Аданга, 2305 м) в верховьях реки Бзыбь. Здесь расположено несколько минеральных источников, стекающих ржавыми ручейками в стремительную Бзыбь. Один из них на отметке 1900 метров над уровнем моря находится в пешей доступности от вертолётной площадки (которая представляет собой относительно ровный участок местности на небольшой полянке в густом пихтовом лесу) и носит название Адзикуа, что в переводе с абхазского означает «чёрная вода». Его называют абхазской жемчужиной, царицей всех минеральных вод. Слава о его целительной силе ходит далеко за пределами Кавказа.

В этом районе две автодороги. До ближайших населённых пунктов 60 – 70 километров (с. Чхалта, х. Санчара). Самым быстрым является вертолётное сообщение – 120 км до города Сухума.

Высокогорье изрезано густой сетью ущелий, разделённых крутыми остроконечными водораздельными гребнями. Разность высот между днищами ущелий и гребнями водоразделов 1000 – 1500 м. Бзыбь, как и другие реки, стекающие с отрогов Главного Кавказского хребта, питается за счёт таяния льдов и снегов; в верховьях она течёт в троговой долине с широкой поймой и останцами террас.

В климатическом отношении для Абхазии характерны влажные субтропики (приморские низменности и склоны гор до высоты 600 метров), умеренно-холодный пояс (до высоты 2000 метров), холодный (высоты 2000 – 3000 метров) и климат вечных снегов (высота более 3000 метров).

Антиклинорий Большого Кавказа расположен в наиболее высокогорной и труднодоступной части республики Абхазия, характеризующейся суровым климатом и малой населённостью. В геоморфологическом плане источник находится в области унаследованных поднятий с тектоно-эрозионным и гляциальным рельефом с резкими формами и следами древнего оледенения и современными ледниками на складчатом основании [2]. Абсолютные высоты гребневой части Главного Кавказского хребта здесь достигают 4000 метров.

Гидрогеологические особенности района определяют резкая расчленённость рельефа в направлении с юга на север, различия литологии слагающих толщ наряду с чрезвычайно влажным субтропическим климатом.

В геологическом строении Западного Кавказа принимают участие отложения от докембрийских до современных. В районе источника отложения датируются юрской системой, её нижним отделом (лейасом). В основном они представлены терригенной, вулканогенной и карбонатной толщами.

В формировании минеральных вод основную роль играет литологический состав пород, слагающих ту или иную тектоническую зону. По тектоническим, геоморфологическим, литологическим, петрографическим признакам и по условиям залегания подземные воды южного склона Западного Кавказа сильно отличаются друг от друга.

Адангские кварцевые источники относятся к высокогорному району распространения подземных вод в вулканогенно-осадочных и магматических породах юрского возраста, а точнее в нижнеюрских песчано-сланцевых породах [1]. Здесь выделены три свиты: лашипсинская, представленная крепко сцементированными кварц-аркозовыми песчаниками и глинистыми сланцами, ацгарская, сложенная глинистыми и аспидными сланцами, и сорская, в которой чередуются также хорошо сцементированные аркозовые песчаники и глинистые сланцы.

В 2 км к северо-западу от перевала Аданге в сланцах лейаса находится Адангская медно-пиротиновая зона с вкрапленностью сфалерита, халькопирита и галенита, залегающими в метаморфизованных и пиритизированных аспидных сланцах лейаса.

В толщах этих пород распространены преимущественно трещинные воды. Ацгарская свита мощностью до 1500 метров, занимающая стратиграфически среднее положение, является водонепроницаемой. Песчаники лашипсинской и сорской свит в значительной степени трещиноваты и являются хорошими коллекторами подземных вод. В них встречаются водоносные горизонты, питающиеся в основном атмосферными осадками; при обильном их выпадении дебит источников естественно значительно увеличивается, а минерализация воды уменьшается.

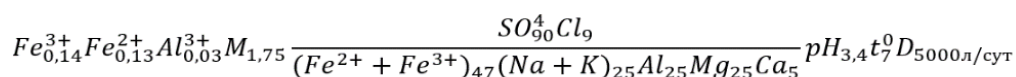
Некоторая часть атмосферных вод просачивается из наносного покрова по трещинам в толщу юрских пород, но в общем сильная расчлененность рельефа и большая крутизна склонов способствуют быстрому поверхностному стоку атмосферных осадков и не благоприятствуют созданию больших ресурсов трещинных подземных вод.

В полосе главного надвига южного склона Кавказского хребта, где слои лейаса опрокинуты на юг и сильно смяты, имеется много источников минеральных вод повышенной минерализации (1700-5500 мг/л). В основном они сосредоточены в контактовой части водоупорной ацгарской свиты. Воды их преимущественно железистые гидрокарбонатно-хлор-натриево-кальциевые. Средняя температура 1–8⁰ С. В полосе Бзыбь – Ацгара (Адзгара) известно несколько кислых минеральных источников, содержащих железо (до 19 мг/л) и оксид кремния (4 – 36 мг/л) с дебитом от 0,05 до 1,5 л/сек.

Химический состав вод (в мг*экв %): гидрокарбонат-ион – 56-97, хлор 5-12, натрий 14-76, сульфат-ион 4-21, магний – 7-49; водородный показатель р(Н) 5,7-6,7. Жёсткость общая и устранимая – от 3,6 до 10,6 мг*экв/л.

Как видно по результатам гидрохимического анализа состав Адангской минеральной воды, соответствует минералогическому составу отложений окрестностей (формула Курлова).

Формула Курлова для источника:



Адангская вода имеет сильноокислую реакцию, богата сульфат-ионом. Воды такого типа довольно редкие и уникальные. Их характерной особенностью является очень низкое значение водородного показателя. Основные физико-химические свойства Адангской минеральной воды: температура 7⁰ С; дебит в момент отбора пробы 5000 л/сут. (дебит источника непостоянный, сильно варьиру-

ет (в несколько раз) в зависимости от метеоклиматических условий), водородный показатель рН=3,4, вода без запаха, с вязущим привкусом. По вкусу напоминает терпкую недозревшую хурму.

По результатам гидрохимического анализа воды, отобранной из Адангского источника, можно сделать вывод, что она является: слабоминерализованной (общая минерализация 1,75 г/л), сульфатной, железистой, натриево-алюминиевого типа (квасцовой), с кислой реакцией среды (рН=3,4).

Минеральная вода из Адангских источников была исследована в Московском институте имени Склифосовского Российской академии наук, а также в научно-исследовательском центре курортологии и нетрадиционной медицины Академии наук Абхазии имени А.Куджба [3]. Она подходит как для наружного, так и для внутреннего применения. На основании выявленного лечебного эффекта были определены следующие показания к применению: заболевания желудочно-кишечного тракта (язвенная болезнь желудка и 12-пёрстной кишки, хронический колит, геморрой), заболевания мочеполовой системы (аденома предстательной железы, простатит, различные инфекционные заболевания мочеполовой системы), кожные заболевания (псориаз, экземы, нейродермиты, гнойничковые заболевания), глазные болезни (конъюнктивиты). Кроме того, вода содержит кремний, биогенная роль которого до недавнего времени недооценивалась, являющийся важным компонентом при образовании коллагена – белка, придающего эластичность и прочность сосудам, суставным хрящам, повышающего их амортизирующую способность, способствующего минерализации костей, укреплению ногтей, восстановлению структуры волос, эластичности кожи [4]. Также Адангская вода обладает сильным ранозаживляющим эффектом.

Лечебные свойства Адангского источника настолько уникальны, что ряд абхазских санаториев готов доставлять его воду на побережье для организации бальнеотерапии на своей базе. А удивительная живописность местности, наличие минеральных вод и целебные климатические особенности служат предпосылками для развития здесь горного оздоровительного туризма.

Литература

1. Государственная геологическая карта РФ масштаба 1:200000. Кавказская серия. СПб: ВСЕГЕИ, 2000.

2. Канонникова Е.О. Влияние геологического и тектонического строения территории на лавинную деятельность в горах Западного Кавказа // Перспективы науки № 8 (23) 2011. Тамбов, 2011. – С. 7 – 9.

3. Осия О.В., Кокоша Л.В., Пустоварова О.В., Осия А.О. Природные лечебные факторы Абхазии. Сухум: Дом печати, 2010. – 320 с.

4. Ткаченко А.В., Слинкова Т.А., Шипкова Л.Н., Харлашкина П.С. Кремниевые термальные воды и их влияние на здоровье человека. // Медико-фармацевтический журнал «Пульс» №2, выпуск 23, 2021. – с. 96 – 101.

ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ВОДОЗАБОРА В С. СИВА

Терентьев Дмитрий Владиславович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 1 курса магистратуры, г. Пермь,
e-mail: dima-terentiev2013@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Килин Юрий Афонасьевич

Аннотация: Население с.Сива испытывает затруднение в получении качественных вод хозяйственно-питьевого водоснабжения. Численность населения: 4824 человека. Требуемое количество воды 1700 м³/сут. В работе рассмотрены результаты гидрохимического мониторинга за 2016-2019гг. на эксплуатируемом водозаборе в с.Сива, водозабор состоит из 5 скважин: №4, №25, №4762, №25766, №33853.

Ключевые слова: Село Сива, Гидрогеохимия, Опробование подземных вод.

HYDROGEOECOLOGICAL ANALYSIS OF GROUNDWATER INTAKE IN THE VILLAGE OF SIVA

Terentiev Dmitry

*Perm State National Research University, 1th year master's student, Perm,
e-mail: dima-terentiev2013@yandex.ru*

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Kilin Yuri Afonasyevich

Abstract: Population with Siva is experiencing difficulties in obtaining high-quality water for domestic drinking water supply. Population: ≈4800 people. The required amount of water is 1700 m³/day. The paper considers the results of hydrochemical monitoring for 2016-2019 at the operated water intake in the village of Siva, the water intake consists of 5 wells: №4, №25, №4762, №25766, №33853.

Keywords: The village of Siva, hydrogeochemistry, testing of underground waters.

На территории изучаемого района работ, в пределах зоны активного водообмена, развиты породы пермской системы, перекрытые четвертичными отложениями различной мощности. Породы пермской системы представлены в основном песчаниками, глинами, алевролитами, а также терригенными, карбонатными породами. Породы четвертичной системы развиты повсеместно, перекрывают отложения Пермской системы, подразделяются элювиально-делювиальные и аллювиальные. Первые слагают зоны речных долин водоразделы, представлены глинами, суглинками, супесями реже песками (мощность до 25 м), а аллювиальные отложения слагают вторую, первую надпойменную террасы и пойму, представлены суглинками, супесями, разнозернистыми песками, галечниками. Мощность террасовых отложений 10-25 м, пойменных 4-5.

Район исследований находится на территории Восточно-Европейского сложного артезианского бассейна, в пределах Камско-Вятского артезианского бассейна. По условиям залегания водоносных горизонтов и комплексов с поверхностью выделяются две гидродинамические зоны: активного и затрудненного водообмена. Объектом изучения является верхняя часть зоны активного водообмена, которая содержит пресные подземные воды питьевого качества. В гидрогеологическом строении рассматриваемого района принимают участие следующие гидростратиграфические единицы: водоносный локально-слабоводоносный четвертичный аллювиальный горизонт – *aQ*; уржумский водоносный комплекс – *P_{2ur}*; белебеевский водоносный комплекс – *P_{2bl}*.

Четвертичные аллювиальные отложения распространены в долине р. Сива. В аллювиальных отложениях, мощность которых составляет 10-15 м, развиты грунтовые воды со свободной поверхностью. Глубина залегания колеблется от 0,3 до 10,0 м. Основными водовмещающими породами являются пески и галечники нижней части аллювия. По химическому составу подземные воды аллювиального горизонта преимущественно гидрокарбонатные кальциевые, кальциево-магниевые с минерализацией 0,2-0,5 г/л. Питание аллювиального горизонта происходит преимущественно за счет инфильтрации атмосферных осадков.

Уржумский водоносный комплекс (P_{2ur}) развит на площади работ повсеместно. Водоносными породами являются песчаники, алевролиты, известняки и мергели, водоупорными – нетрещиноватые разности этих пород, глины и аргиллиты. В верхней, наиболее трещиноватой, части разреза развиты трещинно-грунтовые воды, ниже циркулируют трещинно-пластовые, вскрываемые скважинами на глубинах 30-70 м, они, как правило, напорные, величина напора достигает 30-50 м. Подземные воды, залегающие выше местного эрозионного вреза, преимущественно гидрокарбонатные со смешанным катионным составом и минерализацией 0,1-0,5 г/л. Широкое распространение имеют также гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией 0,5-0,8 г/л. Ниже местного эрозионного вреза наряду с гидрокарбонатными (минерализация до 1 г/л) распространены хлоридные и сульфатно-хлоридные воды с минерализацией 1-19 г/л. Основным источником питания подземных вод являются атмосферные осадки. Движение подземных вод происходит от водоразделов к речным долинам, где они разгружаются в виде родников. Подземные воды комплекса довольно широко используются для хозяйственно-питьевого водоснабжения сельских населённых пунктов и городов.

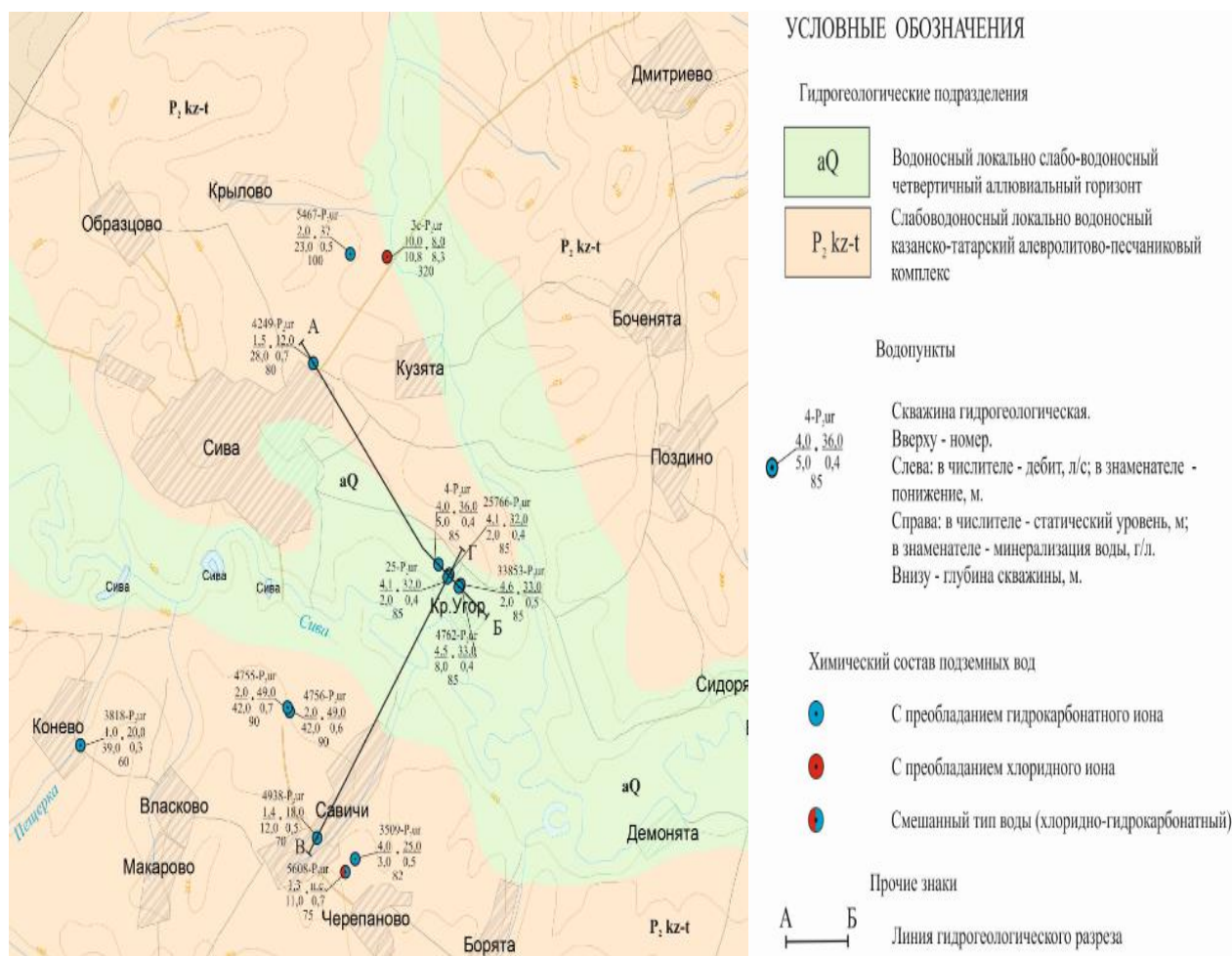


Рис.1. Гидрогеологическая карта-схема района работ, М 1:50 000 [3]

На изучаемой территории белебеевский комплекс (P_{2bl}) перекрыт уржумскими отложениями различной мощности. Мощность комплекса от 135 до 220 м. Литологический состав водоносного комплекса характеризуется чередованием песчаников, глин и алевролитов с редкими прослоями известняков, мергелей, конгломератов, образующих невыдержанную в плане и разрезе толщу. Водоносными являются пласты песчаников, алевролитов, алевролитов с прослоями песчаников, трещиноватых аргиллитов и других литологических разностей пород и их комбинаций. Мощность водоносных слоев обычно составляет 1-6 м. На глубинах более 150-200 м и за пределами тектонических активных зон водопритоки практически отсутствуют. Низкая водообильность комплекса обусловлена распространением его ниже местного эрозионного вреза, а также глинистым и смешанным типами разреза с низкими фильтрационными свойствами. По химическому составу подземные воды комплекса преимущественно гидрокарбонатные кальциево-магниевые с минерализацией до 0,5 г/л. Основным источником питания данного комплекса служат атмосферные осадки. Дополнительно ком-

плекс получает питание за счет подтока из подстилающих шешминских отложений и перетока из вышележащего локально водоносного уржумского комплекса.

Скважины расположены юго-восточнее жилого сектора с. Сивы, в 50 м от автодороги Красный Угор – Сива. Лицензионные участки ограничены по глубине 80-85 м. На поверхности земли лицензионные участки (горные отводы) представляют собой квадраты размером 60х60 м, в центре которых расположены эксплуатационные скважины №№ 4, 25766 и прямоугольник размером 60х140 м в пределах которого расположены скважины №№ 4762, 33853. Скважина № 25 расположена в пределах горного отвода скважины № 25766, в 10 м от нее.

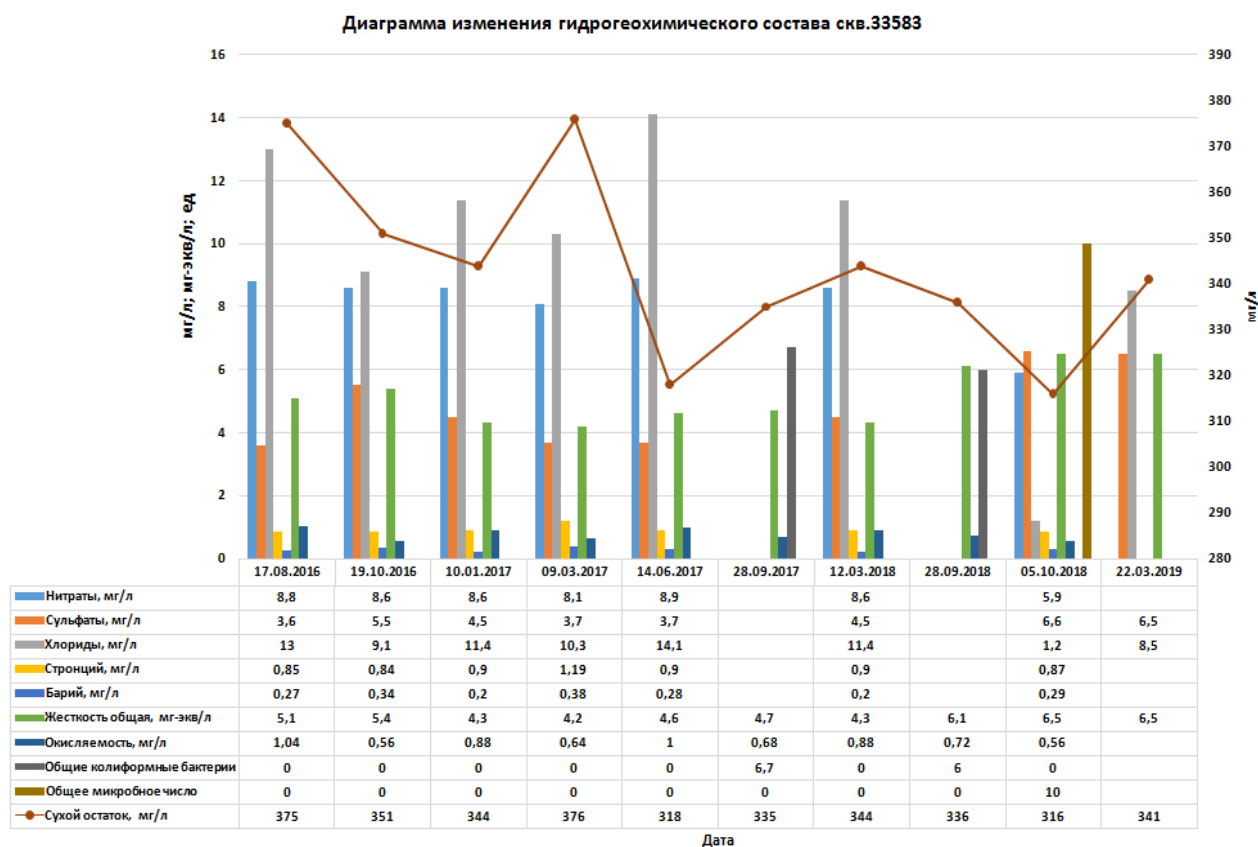


Рис. 2. График-диаграмма изменения химического и бактериального состава подземных вод в скв. №33583

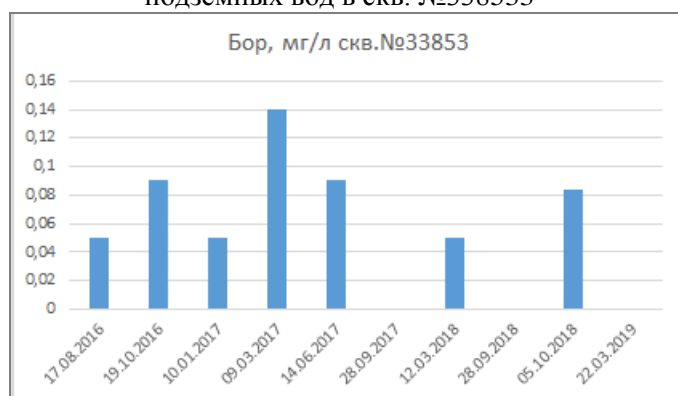


Рис. 3. Диаграмма изменения концентрации бора (мг/л) в скв. №33853

Основываясь на результаты анализов водозаборных скважин, можно сделать вывод, что на водозаборе преобладают воды гидрокарбонатно-магниево-кальциевого состава. Все скважины данного водозабора достигают глубины 85 м производят откачку из уржумского водоносного комплекса.

На протяжении мониторинга гидрохимический состав подземных вод не претерпел резких изменений своего состава по ПДК, но в скважине №№ 4, 25, 25766, 33853 наблюдались превышения ПДК по количеству содержания в нём колиморфных бактерий 6-10бак/100мл (ПДК-отсутствие) [1,2] в пробах осеннего периода 2017-2018 гг. (рис. 2). Необходима настройка биологической утилизации отходов животноводческих ферм, введение штрафных санкций для фермеров или создание буферных

зон возле хозяйств. Незначительные колебания в показателях жёсткости воды от 4,2-6,5 мг-экв./л (ПДК–7мг-экв./л) на протяжении всего мониторинга, могут свидетельствовать о химическом взаимодействии подземных вод с залегающими в водоносном горизонте породами-известняками. Наибольшие значения (6,5 мг-экв./л) зафиксированы в осенний период 2018 г. и весенний период 2019 г. Изменения содержания бора 0,2-0,38 мг/л (ПДК – 0,5 мг/л) (рис. 3) – результат активного использования удобрений или разработки земельных ресурсов. Невысокая динамика изменения бария 0,2-0,38 мг/л (ПДК – 0,7 мг/л) может быть связанная с техногенной деятельностью человека (промышленными отходами). Окисляемость – это показатель количества окисленных веществ в воде, анализ показывает, что окисляемость меняется в пределах от 0,5-1 мг/л (ПДК – 5 мг/л), скорее всего, изменение связано с естественными окислительными процессами связанные с составом грунта, инфильтрацией вод. Концентрация сухого остатка хоть и изменялась в незначительных значениях 316-376 мг/л (ПДК – 1000 мг/л), но на протяжении всего времени находилась в пределах ПДК и классифицировалась, как пресная.

Выводы: По результатам проведённого мониторинга 2016-2019гг на водозаборе подземных вод с. Сива установлено, что, в основном, качество подземных вод отвечает нормам ПДК. Превышение ПДК по колиформным бактериям обнаружено в пробах осеннего периода 2017 и 2018 гг. в скважинах №№4,25,25766,33853, что связано с антропогенным загрязнением. Отдельные показатели такие как: барий, бор жёсткость, сухой остаток, окисляемость находятся в пределах ПДК, но имеют незначительные колебания. Эксплуатация водозабора в объёме 1700 м³/сут для обеспечения населения с. Сива качественными подземными водами возможна, при сохранении условия эксплуатации водозабора. Особое внимание необходимо уделить мониторингу подземных вод с целью предотвращения бактериального загрязнения. Необходимо проведение исследований в зоне санитарной охраны второго пояса на предмет наличия источника бактериального загрязнения.

Литература

1. Минькевич И.И., Килин Ю.А. *Экологическая гидрогеология и гидрогеохимия: учеб.пособие.* Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2017. 232 с.: ил.
2. Тюрина И.М. *Гидрогеохимия: учебное пособие.* Перм. Гос. Нац. Исслед. Ун-т. Пермь, 2018. 144 с.: ил., табл.; 20 см
3. *Отчёт о проведении работ по объекту: «геологическое изучение в целях оценки запасов подземных вод для хозяйственно-питьевого и производственно-технического водоснабжения населения с.СиваСивинского района Пермскогокрая», ООО «Георесурс-Пермь», Книга 1. Текст, Пермь, 2019. 89 с.*

АНАЛИЗ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ УЧАСТКА РАЗМЕЩЕНИЯ ХРАНИЛИЩА ОТХОДОВ

Терлецкий Никита Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
студент 4 курса (2019-2023), г. Пермь
e-mail: n.t132@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Золотарёв Денис Рафаилович

Аннотация: в работе проведена комплексная оценка возможного воздействия проектируемого объекта на подземные воды. Для этого были проанализированы природные условия района, построены схемы гидроизобат для сезонных и постоянных водоносных горизонтов. Исходя из полученных данных была построена схема защищенности подземных вод от загрязнения с поверхности по методике, предложенной В.М. Гольдбергом, в основе которой лежит система балльной оценки в зависимости от глубины залегания подземных вод и литологии отложений зоны аэрации. Характер распространения и условий залегания подземных вод типа «верховодки» и подземных вод коренных пород позволяет заключить, что устройство выемки под котлован хранилища обезвоженных шламов не вызывает изменений гидродинамической обстановки и качества подземных вод.

Ключевые слова: защищенность подземных вод, верховодка, хранилище шламов, схема гидроизобат, схема гидроизогипс.

ANALYSIS OF HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF THE WASTE STORAGE SITE

Terletskiy Nikita Sergeevich

*Perm state university, 4th year student, Perm
e-mail: n.t132@mail.ru*

Research Supervisor: candidate of Geology and Mineralogy, reader, Zolotarev Denis Rafailovich

Abstract: In the article a comprehensive assessment of the possible impact of the projected facility on groundwater was carried out. To do this, the natural conditions of the area were analyzed, as well as schemes of waterproofing for seasonal and permanent aquifers were constructed. Based on the data obtained, a scheme of protection of groundwater from contamination from the surface was constructed according to the methodology proposed by V.M. Goldberg, which is based on a scoring system depending on the depth of groundwater and the lithology of sediments of the aeration zone. The nature of the distribution and conditions of the occurrence of groundwater type "upper water" and groundwater of bedrock allows us to conclude that the device of excavation for the excavation of the storage of dehydrated sludge will not cause changes in the hydrodynamic situation and the quality of groundwater.

Keywords: protection of groundwater, upper water, sludge storage, the scheme of hydroisobat, the scheme of hydroisogips.

При использовании карьеров значительную роль играет создание хранилища отходов. В принятии решения о возможности создания и использования хранилища обезвоженных шламов ключевым фактором является анализ гидрогеологических условий проектируемого котлована. Следовательно, целью работы является комплексная оценка возможного воздействия проектируемого объекта на подземные воды (загрязненность за счет проникновения загрязнителей, пути миграции).

Объектом исследования является территория проектируемого хранилища обезвоженных шламов, расположенного в границах территории Магнитогорского городского округа Челябинской области, вне границ населенного пункта г. Магнитогорск, на границе с Агаповским районом, на территории выработанного пространства карьера глин.

Исследуемая территория расположена в границах территории Магнитогорского городского округа Челябинской области, вне границ населенного пункта г. Магнитогорск, на границе с Агаповским районом.

В тектоническом отношении участок размещения отходов расположен в пределах Лисьегорского блока синклиналичного строения Магнитогорской подзоны Восточномагнитогорской зоны, выделенных в составе Магнитогорской мегазоны. На западе Магнитогорская подзона граничит с Узынкыро-Сибайской подзоной Западномагнитогорской зоны, а на востоке сопряжена с Уйско-Новооренбургской зоной.

В геоморфологическом отношении особенностью территории является широкое развитие кор выветривания, обусловленное ее расположением в области пенеплена восточного Урала, которое характеризуется сильной сnivelированностью рельефа в длительной тектонической стабильности в мезозойское и кайнозойское время. Современный рельеф района формировался в процессе эрозионной и аккумулятивной деятельности р. Урал и других водных потоков.

В геологическом строении в пределах участка исследований принимают участие коренные осадочные породы, представленные отложениями нижнего и среднего отделов каменноугольной системы, перекрытые сверху нерасчлененными отложениями мезозойско-неогенового возраста, неогена и четвертичными отложениями различного возраста и генезиса. Коренные породы процессами выветривания разрушены до состояния сапролита суглинистого и щебня.

Гидрогеологические условия непосредственно участка изысканий характеризуются наличием подземных вод типа «верховодка», приуроченных к четвертичным делювиальным отложениям, и горизонтом подземных вод, приуроченных к коренным породам (известнякам).

Подземные воды типа «верховодки» не выдержаны в плане и в разрезе, распространены в виде линз (скважины №41301, 41308, 41319). Воды данного типа не имеют повсеместного распространения, характеризуются сильной изменчивостью уровня режима во времени и пространстве.

Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на глубинах от 4,5 до 8,0 м от дневной поверхности на отметках от 366,92 до 360,53 м.

В скважинах №№ 40985, 40987, 41296, 41307, 41310, 41311, 41319, 41320 отмечалось появление подземных вод в ходе бурения делювиальных и неогеновых глинистых отложений на глубинах от 4,0 до 14,2 м от дневной поверхности на отметках от 357,74 до 351,71 м. Но при вскрытии коренных известняков появившиеся в скважинах подземные воды поглощались. При повторных замерах в скважинах было сухо. Водоупором верховодки служат нижние, более плотные слои делювиальных и неогеновых глин.

С целью изучения условий залегания подземных вод по площади и оценки направления их движения были построены схемы гидроизогипс и гидроизобат, а также схема защищенности подземных вод от загрязнения с поверхности.

В качестве исходных данных были использованы материалы проведенных изысканий. В частности, использовались данные по литологии и мощности вскрытых в процессе изысканий отложений, установившимся уровням грунтовых вод. В качестве дополнительных материалов использовались данные по наблюдательным скважинам (1-р, 2-р, 3-р, 4-р, 10-р, 34095, 39449), пройденным ранее в районе дамбы хранилища №2 и в районе р. Сухая, и данные по скважинам (41437, 41438, 41439), из которых производились экспресс-откачки (рисунок 1).

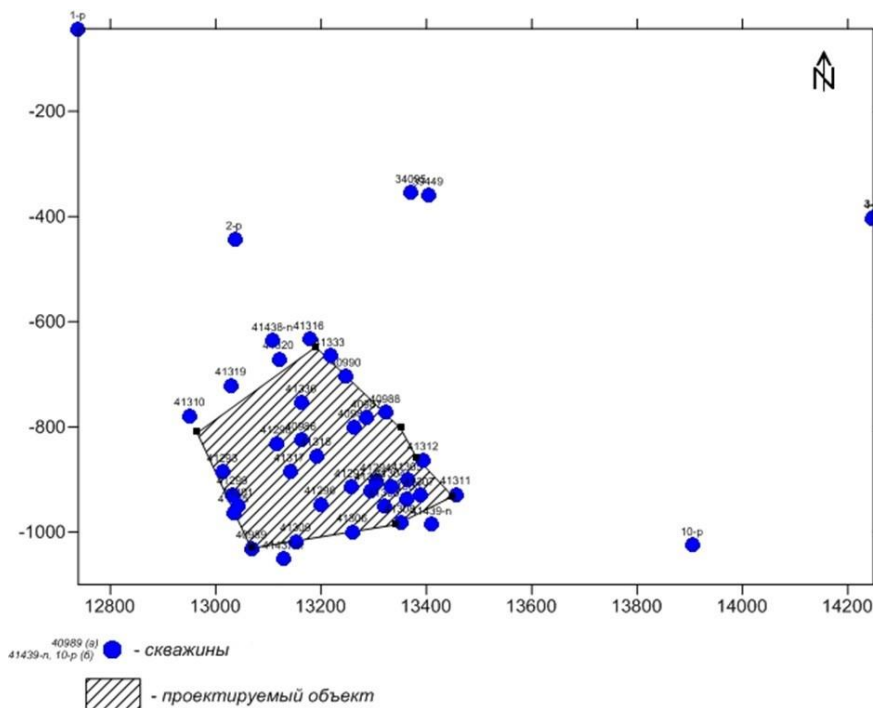


Рис. 1. Расчетное поле скважин, использованных при построении схем

Схемы построены отдельно для подземных вод «верховодки» и горизонта подземных вод, приуроченных к коренным нижнекаменноугольным отложениям в виду различных условий залегания.

При построении карты защищенности подземных вод от загрязнения с поверхности использована методика, предложенная В.М. Гольдбергом, в основе которой лежит система балльной оценки в зависимости от глубины залегания подземных вод и литологии отложений зоны аэрации. Результаты выполненных расчетов приведены на рисунках 2-5.

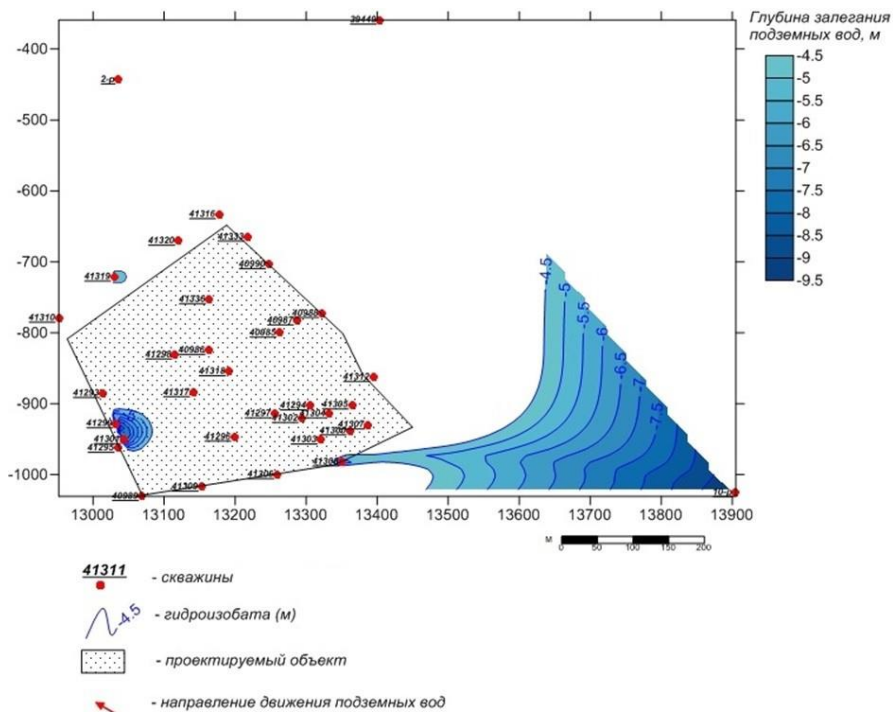


Рис. 2. Схема гидроизобат (линий равных относительных глубин залегания) и направления движения подземных вод «верховодки» (в контуре проектируемого объекта и на прилегающих участках белый цвет означает отсутствие подземных вод)

На рисунке 2 видно, что «верховодка» в пределах участка исследований имеет ограниченное распространение, большинство пройденных скважин оказались безводными. Существовавшее ранее, также невыдержанное по простиранию зеркало «верховодки», существенно сократилось по площади, т.к. в процессе отработки карьера суглинков были выбраны водовмещающие глинистые отложения, что привело к общему снижению и даже полному исчезновению «верховодки». Этому же способствует наличие в кровле подстилающей толщи элювия коренных пород (щебенистый грунт), для которого по результатам опытных наливов характерны максимальные коэффициенты фильтрации (7,5 м/сут). Общее движение подземных вод на глубинах до 9,5 м направлено на восток-юго-восток, от водораздела в сторону долины реки Сухой. В западной части участка исследований обособляются по сути две изолированные линзы «верховодки». Воды верхней части разреза имеют крайне несовершенную гидравлическую связь, что обусловлено низкими коэффициентами фильтрации водовмещающих глин и суглинков. Питание вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков.

Водоносный горизонт подземных вод коренных отложений распространен на глубинах более 12 м (рисунок 3). Водовмещающими породами являются известняки различной плотности и степени трещиноватости, местами закарстованные. Наличие в известняках открытых трещин и даже зон трещиноватости контролирует наличие в массиве зон повышенной проницаемости и водообильности, а также достаточно высокие коэффициенты фильтрации (0,27-1,73 м/сут). Трещиноватость и закарстованность пород обуславливает наличие единого гидравлически связанного водоносного горизонта трещинно-карстовых вод. Наличие в разрезе прослоев слаботрещинчатых известняков может способствовать на локальных участках появлению напорных вод и эффекта барража. Питание вод осуществляется как за счет инфильтрации атмосферных осадков с поверхности, так и за счет перетока подземных вод с соседних водоносных участков коренных пород. Общее движение подземных вод на глубинах 12,0-50,0 м направлено с востока на запад, северо-запад и юго-запад.

Направление такого движения может быть обусловлено рельефом кровли коренных пород, а также наличием установленного водоносного водопродящего глубинного разлома (Сухореченского взбросо-сдвига) на востоке в непосредственной близости от участка исследований, по которому может происходить переток глубинных вод из более глубоких горизонтов к поверхности, с созданием напора в вышележащих закарстованных обводненных массивах.

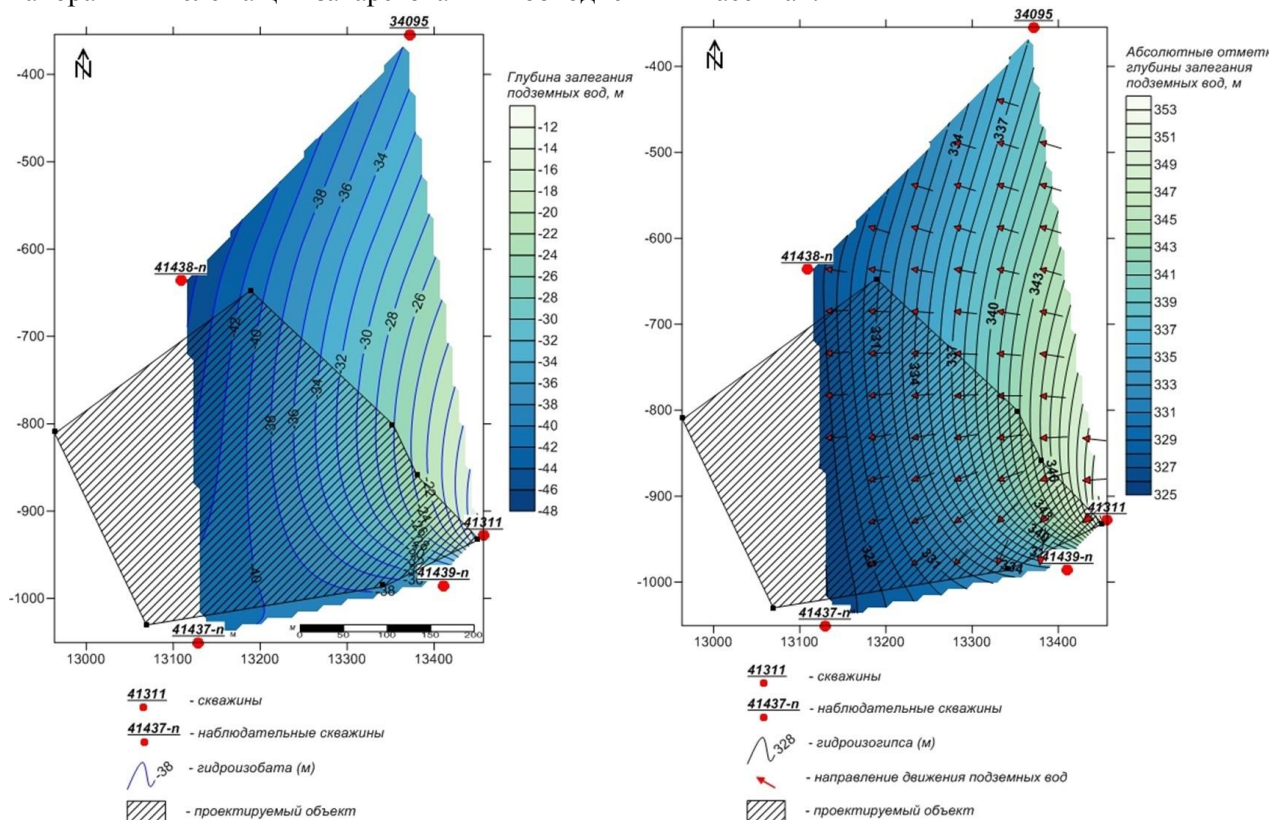


Рис. 3. Схема гидроизобат (слева) и гидроизогипс (справа) подземных вод, приуроченных к коренным отложениям

При построении карты защищенности подземных вод от загрязнения (рисунок 4) с поверхности земли использована методика, предложенная В.М. Гольдбергом, в основе которой лежит система

балльной оценки в зависимости от глубины залегания подземных вод и литологии отложений зоны аэрации. Следствием малой мощности глинистых отложений в пределах участка исследований, а также близкого залегания подземных вод «верховодки» является крайне слабая защищенность подземных вод от загрязнения с поверхности.

При этом характер распространения и условий залегания «верховодки» и подземных вод коренных пород позволяет заключить, что устройство выемки под котлован хранилища обезвоженных шламов в совокупности с устройством в основании и в бортах котлована искусственного непроницаемого экрана не вызовет изменений гидродинамической обстановки и качества подземных вод.

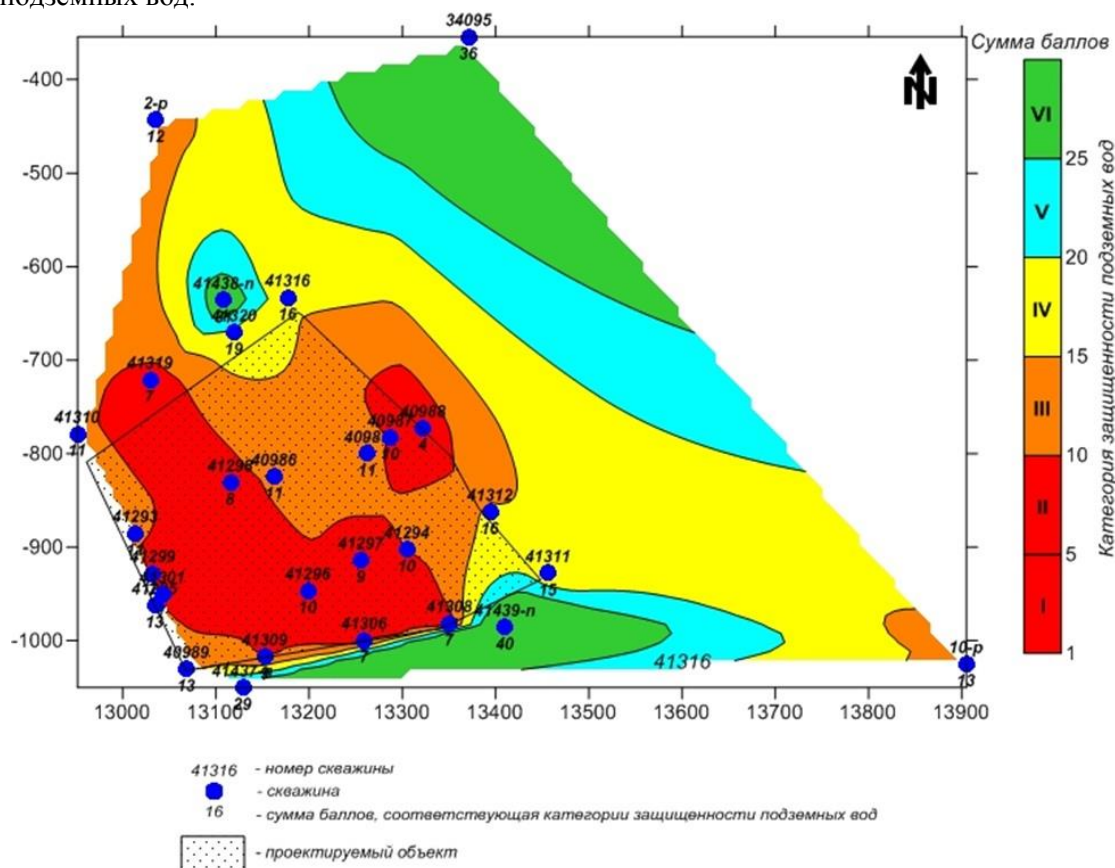


Рис. 4. Схема защищенности подземных вод участка исследований от загрязнения с поверхности

Литература

1. *Гидрогеология СССР. Том XIV. Урал. Уральское территориальное геологическое управление (ред. Прейс В.Ф.). М., Недра, 1972. 648 с.*
2. *Гольдберг В.М., Газда С. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения. М., Недра, 1984. 262 с.*
3. *Гольдберг В.М. и др. Методические рекомендации по выявлению и оценке загрязнения подземных вод. М.: ВСЕГИНГЕО, 1988, 76 с.*

ГИДРОМИНЕРАЛЬНАЯ БАЗА ГЕЛЕНДЖИКСКОГО РАЙОНА

Тимошина Валерия Алексеевна
Кубанский государственный университет,
студентка 4 курса, г. Краснодар
valeriatimosina708@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Любимова Татьяна Владимировна

Аннотация: Черноморское побережье Краснодарского края отличается разнообразием минеральных вод, здесь распространены различные по своим лечебным свойствам подземные воды. Федеральный курорт Сочи эксплуатирует 6 месторождений лечебных и лечебно-питьевых вод с общими эксплуатационными запасами 13,5 тыс. м³/сут, в том числе лечебной сероводородной – 12,3 тыс. м³/сут, йодо-бромной – 0,5 тыс. м³/сут, лечебных питьевых вод – 0,7 тыс. м³/сут [1]. В пределах федерального детского курортного региона Анапа используется 4 типа минеральных вод для лечебного и столового питья, а также 2 типа минеральных вод различной минерализации для наружного использования [2]. При этом перспективы использования гидроминеральные месторождения Геленджикского района остаются недооцененными. Хотя гидроминеральные ресурсы, и прежде всего, минеральные воды являются основой функционирования санаторно-курортных учреждений города.

Ключевые слова: гидроминеральная база, минеральные воды, месторождения.

HYDROMINERAL BASE OF GELENDZHİK DISTRICT

Timoshina Valeria Alekseevna
Kuban State University, 4d year student, Krasnodar
valeriatimosina708@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Luybimova Tatiana Vladimirovna

Abstract: The Black Sea coast of the Krasnodar Territory is distinguished by a variety of mineral waters, underground waters of various medicinal properties are common here. The federal resort of Sochi operates 6 deposits of therapeutic and therapeutic drinking water with total operational reserves of 13.5 thousand m³/day, including therapeutic hydrogen sulfide – 12.3 thousand m³/day, iodine–bromine – 0.5 thousand m³/day, therapeutic drinking water – 0.7 thousand m³/day. [1]. Within the federal children's resort region of Anapa, 4 types of mineral waters are used for therapeutic and table drinking, as well as 2 types of mineral waters of various mineralization for outdoor use [2]. At the same time, the prospects for using hydromineral deposits of the Gelendzhik region remain underestimated. Although hydromineral resources, and above all, mineral waters are the basis for the functioning of sanatorium-resort institutions of the city.

Keywords: hydromineral base, mineral waters, deposits.

Первые поисковые работы на минеральные воды были проведены в 1969-1970 гг. Лазаревской партией Северо-Кавказского производственного геологического объединения (Севкавгеология) [3]. По итогу были пробурены 2 скважины глубиной 501 м и 1202 м непосредственно в черте г. Геленджика. В 1970-71 гг. той же партией был проведен комплекс поисковых гидрогеологических исследований на площади 292 км², был пробурен ряд скважин глубиной от 350 до 420 м, а также проведены опытные гидрогеологические работы. В результате установлены основные закономерности формирования минеральных вод во флишевых толщах мелового возраста, указывающие на то, что площадное распространение и формирование химического состава минеральных вод связано в большей степени со структурно-тектоническими особенностями данной территории, а литологический фактор имеет второстепенное значение. В 1972-73 гг. Лазаревская гидрогеологическая партия провела предварительную разведку на Южно-Геленджикском участке, расположенном на юго-восточной окраине г. Геленджика [4]. В результате пробуренные 2 скважины дали природно-столовые воды. По итогу определена категория запасов как С₁+С₂, воды получили положительную качественную оценку в Пятигорском и Сочинском НИИ. Также с 1971 гг. по 1975 гг. территория от п. Кабардинка до п. Пшада была охвачена комплексными геологическими исследованиями, которые выполняла Шапсукская гео-

лого-съёмочная партия Центральной комплексной геологической экспедиции СКТТУ [5], что дало начало освоению современному Шебскому и Ачибско-Женейскому месторождениям минеральных вод. Первый проект детальной разведки минеральных вод для курорта Геленджика и Кабардинки относится к периоду 1986-1989 гг., он выполнялся Азовско-Черноморской партией [6]. В результате как наиболее перспективную территорию выделили Солнцедарский участок, напрямую связанный с инфраструктурой города.

По результатам всех геологических и опытно-гидрогеологических работ была произведена оценка запасов разведанных минеральных вод и определены основные месторождения: Солнцедарское месторождение, категория В с эксплуатационными запасами 4,9 м³/сут., Южно-Солнцедарское месторождение (западная часть города) категория В+С₁, с запасами в количестве 30 м³/сут., Южно-Геленджикское месторождение (юго-восток города) категория В, с запасами в количестве 19,1 м³/сут., Шебское месторождение категория В, с запасами в количестве 28 м³/сут., Ачибско-Женейское месторождение категория В, с запасами в количестве 70 м³/сут. Разведанные недра располагают запасами минеральных вод, суточный дебит которых достигает 1200 м³, из них 700 м³ являются лечебно-столовыми.

На сегодняшний день в курортном районе Большой Геленджик зарегистрировано 18 месторождений природных минеральных вод и 5 самоизливающихся источников, которые расположены на берегу Черного моря, у подножья Маркхотского хребта, в городской черте, а также в ближайших курортных поселках (Кабардинка, Дивноморский, Джанхот, Прасковеевка). По составу минеральные воды йодные и борные хлоридные натриевые с минерализацией 5-15 г/л, натриевые (содовые) хлоридно-гидрокарбонатные с минерализацией до 2 г/л, а также йодо-бромно-борные хлоридные натриевые воды с минерализацией 15-30 г/л, натриевые (соляно-щелочные) йодобромные гидрокарбонатно-хлоридные воды с минерализацией 2-5 г/л [7].

Ограничено востребованными в курортном отношении являются минеральные воды Шебского (минерализация слабая, щелочно-фтористо-гидрокарбонатно-натриевая), Солнцедарского (йодисто-хлоридно-натриевая) и Южно-Солнцедарского (минерализация слабая, фтористо-гидрокарбонатно-хлоридная) месторождений.

Шебское месторождение расположено в долине р. Шебс, в 650 м южнее хут. Широкая Щель, в 4 км восточнее г. Геленджика. Воды вскрыты на глубинах 159-183 м и 291-368 м в известняках, песчаниках и мергелях апт-альбского возраста. Аналогичны водам Южно-Геленджикского месторождения. Месторождение введено в эксплуатацию в 1971 г., производится вода «Геленджикская 117». Это слабоминерализованная, слабощелочная гидрокарбонатная натриевая (содовая), холодная природная питьевая столовая минеральная вода с повышенным содержанием фтора, имеет минерализацию от 0,5 до 1,2 г/л, рН от 8,9 до 9,2 рН.

Ачибско-Женейское месторождение, расположено в 15 км к востоку от г. Геленджика в районе с. Возрождение. Минерализация воды составляет 17-30 г/л. Это бальнеологическая (слабощелочная йодо-бромная борная хлоридно-натриевая) вода для наружного применения. Не эксплуатируется, находится в наблюдательном режиме.

Солнцедарское месторождение, вскрыто эксплуатационной скважиной №94-М. Вода йодо-бромная хлоридно-натриевая, с содержанием стабильного стронция в концентрации до 10 мг/л. Минерализация 4,26,0 г/л лечебно-столовая йодная вода Хадыженского типа. Может быть использована для внутреннего и наружного применения сердечно-сосудистой системы, нарушения обменных процессов и др. Не эксплуатируется, на консервации.

Южно-Солнцедарское месторождение, вскрыто скважиной №262-Д. Минерализация 1,1-1,3 г/л. Слабощелочная, хлоридно-гидрокарбонатно-натриевая, лечебно-питьевая (столовая) вода для внутреннего применения. Может быть использована для промышленного разлива в бутылки. Бальнеологическую ценность вод повышает содержание в ней биологически активных компонентов фтор (3,0-5,2 мг/л), йод, бром, а также кремний и бор (в виде соответствующих кислот). Не эксплуатируется, находится в наблюдательном режиме.

Большой практический интерес также представляет минеральная вода «Геленджикская». Это месторождение расположено в западной части г. Геленджик, представлено двумя эксплуатационными скважинами 275-М и 2-Р.

Скважина №2-Р, глубиной 2200 м, эксплуатационный слой 1635-1710 м. Минерализация 8,0-10,0 г/л, температура 28-31°C, лечебно-питьевая вода, среднеминерализованная, хлоридная натриевая йодная (10-20 мг/дм³), борная (75-110 мг/л) слабощелочная слаботермальная. Является прототипом воды «Талицкая», отнесена к XXVII-а группе, применяется при заболеваниях органов пищеварения, обмена веществ и др. Для наружного применения в виде ванн, других бальнеологических процедур

при заболеваниях сердечно-сосудистой системы. Запасы категории В – 30,0 м³/сут. Не эксплуатируется, находится в наблюдательном режиме.

Скважина №275-М, глубиной 800 м, эксплуатационный слой 451-465 м. Минерализация 0,8-1,0 г/л, температура 16-20°С, вода лечебно-столовая, слабоминерализованная, гидрокарбонатная хлоридно-гидрокарбонатная натриевая для внутреннего применения. По ГОСТ 54316-2011 вода «Геленджикская» относится к группе XXV (к этой же группе относятся, в том числе, минеральные воды «Нагутская-4», «Карачинская» и «Рычал-Су»). Общая минерализация воды «Геленджикская» – от 1,0 до 2,0 г/л. Запасы категории В – 65,0 м³/сут. Не эксплуатируется, находится в наблюдательном режиме.

Месторождение отнесено ко 2-й группе сложности. Фильтрационные свойства водовмещающих пород низкие: водопроницаемость по скв. 2-Р определена равной 0,5 м²/сут, коэффициент пьезопроницаемости 5х10³ м²/сут.

По скв. 275-М водопроницаемость составила 2 м²/сут., коэффициент пьезопроницаемости 2х10⁴ м²/сут, понижение уровня до 100-150 м ниже поверхности земли. С поверхности эксплуатационные интервалы хорошо защищены. Зона строгого режима по скважинам определена равной 60х60 м, зона стягивания (ЗСО II, III) – 245 м (СКВ.2-Р) – 380 м (скв.275-М). Вода из скв. 275-М пригодна на розлив, из скв. 2-Р – на бальнеологические цели.

Таким образом, наличие разнообразных минеральных вод на территории г. Геленджик, отсутствие возможности их бактериального загрязнения, стабильность во времени кондиционных санитарно-биологических показателей минеральных вод является основой для развития санаторно-курортного комплекса рекреационной системы. Дальнейшее изучение структурно-тектонических особенностей района позволит выделить новые перспективные участки минеральных вод.

Литература

1. Рыжков Н.Т. О питьевых минеральных водах курорта Сочи / Н.Т. Рыжков, В.Д. Остапшин // Курортные ведомости. – 2012 – № 1 (70). – С. 21-22.
2. Аванесов, В.Н. Питьевые минеральные воды курорта Анапа / В.Н. Аванесов, А.П. Холопов, Г.А. Агафонов, М.Ю. Юсупов. – Анапа: ОАО «Анапское полиграфпредприятие, 2008 – 248
3. Иосифова, Е.В. Минеральные воды и лечебные грязи Кубани / Е.В. Иосифова, Ф.И. Головин, С.И. Довжанский. – Краснодар: Кн. из-во, 1978 – 144 с.
4. Гарьковенко О. И. Предварительная и детальная разведка минеральных вод Южно-Солнцедарского месторождения с подсчетом запасов по состоянию на 01.04.1995 г. Т. 1, 2 1995
5. Луценко П. А., Хорольский И. Б. Отчет о детальной разведке минеральных вод на Солнцедарском участке для курорта Геленджик с подсчетом эксплуатационных запасов по состоянию на 01.07.1988 г. Т. 1–3. 1988
6. Милованов А. Н. Отчет о результатах детальной разведки минеральных столовых вод для курорта Геленджик (Южно-Геленджикский и Шебшский участки) с подсчетом эксплуатационных запасов. Т. 1–3. 1976
7. Милованов А. Н., Родин Е. И. и др. Отчет о результатах детальной разведки Ачибско-Женейского месторождения минеральных лечебных вод для курорта Геленджик. Т. 1–3. 1977

ОБОСНОВАНИЕ СТЕПЕНИ ЗАЩИЩЕННОСТИ ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ВОДОНОСНОГО ГОРИЗОНТА ПИТЬЕВОГО ВОДОЗАБОРА (ТАЛИЦКИЙ УЧАСТОК ВКМС)

Циферова Анастасия Михайловна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, г. Пермь,
аспирант 3 года обучения
morevaamm@gmail.com*

Аннотация: важнейшим мероприятием по защите подземных вод хозяйственно-питьевого назначения от загрязнений является организация зон санитарной охраны. Одним из определяющих параметров для адекватного их определения является естественная защищенность подземных вод. В статье рассмотрена естественная защищенность подземных вод шешминского водоносного комплекса на территории Талицкого участка ВКМС.

Ключевые слова: защищенность, зоны санитарной охраны, ЗСО, ВКМС, Талицкий участок, шешминский водоносный горизонт, водоносный комплекс.

JUSTIFICATION OF THE DEGREE OF PROTECTION OF THE OPERATING DRINKING WATER INTAKE (TALITSKY SECTION OF VKMS)

Tsiferova Anastasia

*Perm State University, Perm,
post-graduate student
morevaamm@gmail.com*

Abstract: the most important measure for the protection of groundwater for domestic and drinking purposes from pollution is the organization of sanitary protection zones. One of the determining parameters for their adequate determination is the natural protection of groundwater. The article considers the natural protection of underground waters of the Sheshma aquifer complex on the territory of the Talitsky section of the VKMS.

Key words: protection, sanitary protection zones, ZSO, VKMS, Talitsky site, Sheshminsky aquifer, aquifer complex.

В целях улучшения обеспечения населения качественной питьевой водой Роспотребнадзором ведется работа по совершенствованию нормативной и правовой базы, устанавливающей санитарно-эпидемиологические требования к качеству питьевой воды и организации питьевого водоснабжения. Одним из таких нормативных документов является СанПиН 2.1.4.1110–02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» [6], который регламентирует создание зон санитарной охраны (ЗСО) источников питьевого водоснабжения.

Зоны санитарной охраны представляют собой специально выделенную территорию, в пределах которой создается особый санитарно-защитный режим, исключающий и предупреждающий возможность случайного или умышленного загрязнения подземных вод, а также повреждения водозаборных и водопроводных сооружений.

Первый пояс зон санитарной охраны создается для устранения возможности случайного или умышленного загрязнения водозаборного или водопроводного сооружения. В этот пояс входит территория расположения водозабора, площадок всех водопроводных сооружений и, при искусственном пополнении запасов подземных вод, водоподводящего канала и инфильтрационных сооружений.

Для водозаборов, расположенных в благоприятных гидрогеологических и санитарно-технических условиях, в том числе для находящихся на территории объекта, исключающего возможность загрязнения почвы и подземных вод, границу первого пояса по согласованию с местными органами санитарно-эпидемиологической службы можно приблизить к водозабору на расстояние до 15 м. При искусственном пополнении запасов подземных вод граница первого пояса должна устанавли-

ваться на расстоянии не менее 50 м от инфильтрационных сооружений закрытого типа (скважины, шахтные колодцы) и не менее 100 м от сооружений открытого типа (бассейны, каналы и др.).

ВКМС находится в пределах Пермского края, главным образом на левобережье р. Камы. В административном отношении месторождение находится на территориях, подчиненных городам Березники и Александровск. Талицкий участок ВКМС располагается на территории Березниковского городского округа, 12 км к юго-востоку от г. Березники и в 1,5 км от пос. Железнодорожный (рис.1). Участок Верхуньвенского месторождения подземных вод, на котором проводились поисково-разведочные работы для обеспечения хозяйственно-питьевого и производственно-технического водоснабжения на Талицком участке ВКМС располагается на левобережье р. Кама и правобережье р. Яйва, в 1,5 км юго-западнее п. Железнодорожный Березниковского городского округа.

На территории участка в ходе поисково-оценочных работ было пробурено 4 скважины (рис. 2):

- для хозяйственно-питьевого водоснабжения: 4049 – основная, 4048 – резервная;
- для производственно-технического водоснабжения: 4047 – основная, 4046 – резервная [4].

Заявленная потребность для обеспечения водоснабжения обоих водозаборов суммарно составляет 3700 м³/сут. Глубина изучения водоносного горизонта составляет 60 м для производственно-технического водозабора и 40 м – для хозяйственно-питьевого. Это обусловлено сложными гидрогеохимическими условиями нижней части разреза в приближении к соляно-мергельной толще, которая содержит минерализованные сульфатные и хлоридные воды.

Гидрогеохимическое опробование скважин проводилось с целью изучения современного химического состава подземных вод и соответствия качества подземных вод требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01. По результатам анализа качества подземных вод подземные воды имеют гидрокарбонатный магниево-кальциевый состав.

Для целей расчета размеров зон санитарной охраны и оценки защищенности необходимо рассмотреть целевой водоносный горизонт в плане и разрезе. Продуктивный соликамский водоносный комплекс на оцениваемом участке Талицкого ГОКа приурочен к терригенно-карбонатным отложениям – песчаников, известняков и аргиллитов.



Рис. 1. Обзорная карта

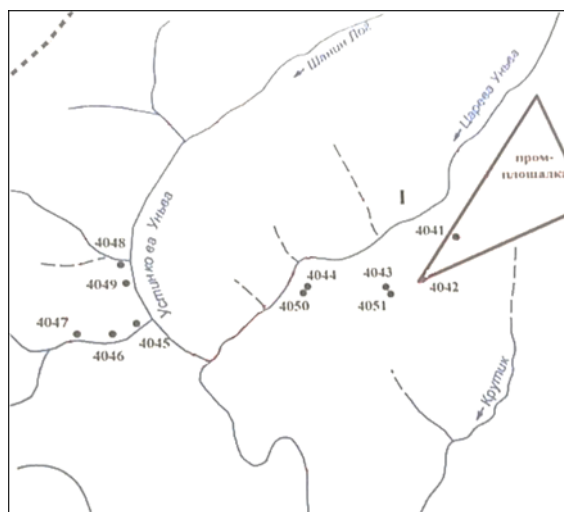


Рис. 2. Схема расположения скважин

Система представляет собой поток подземных вод верхнесоликамского водоносного горизонта вдоль долин р. р. Царева и Устинова Уньва, которые относительно него являются подвешенными. Направление потока – субмеридиональное, в сторону р. Яйвы, основной дрены этого района. В целом, естественные ресурсы подземных вод формируются в пределах водосборов этих двух истоков, граница которых определяется с юга и запада региональным водоразделом рр. Камы и Яйвы, с севера водоразделом, по которому так же проходит железнодорожное полотно.

Комплекс находится в зоне активного водообмена, является первым от земной поверхности постоянным водоносным горизонтом, имеет широкое региональное распространение и содержит трещинно-поровые субнапорные однородные по химическому составу подземные воды. В разрезе горизонт характеризуется как изолированный сверху и открытый снизу.

Источником питания продуктивного водоносного соликамского комплекса в районе работ является инфильтрация атмосферных осадков в пределах площади его распространения. То есть запасы подземных вод комплекса являются восполняемыми. Таким образом, продуктивный соликамский водоносный комплекс схематизируется в виде неограниченного в плане пласта.

Возможность техногенного или бытового загрязнения подземных вод в значительной степени определяется защищенностью водоносных горизонтов. Под защищенностью водоносного горизонта от поверхностного загрязнения понимается его изоляция слабопроницаемыми породами, препятствующими проникновению загрязняющих веществ с поверхности земли или из вышележащего водоносного горизонта.

Степень естественной защищенности подземных вод от поверхностного загрязнения зависит от факторов, определяющих возможность, скорость и время инфильтрации загрязнений с поверхности в водоносный горизонт. К таким факторам можно отнести:

- 1) мощность, водопроницаемость и активную пористость перекрывающих пород;
- 2) величину перепада уровней (напоров) между загрязненными водами и подземными водами рассматриваемого водоносного горизонта с учетом понижения уровня воды при работе водозабора;
- 3) вид и химический состав загрязнений, интенсивность и характер их поступления в подземные воды;
- 4) физико-химические, в частности сорбционные, свойства перекрывающих пород и загрязняющих веществ, определяющие возможность полного или частичного поглощения загрязнений данного состава или их трансформацию в безвредное состояние.

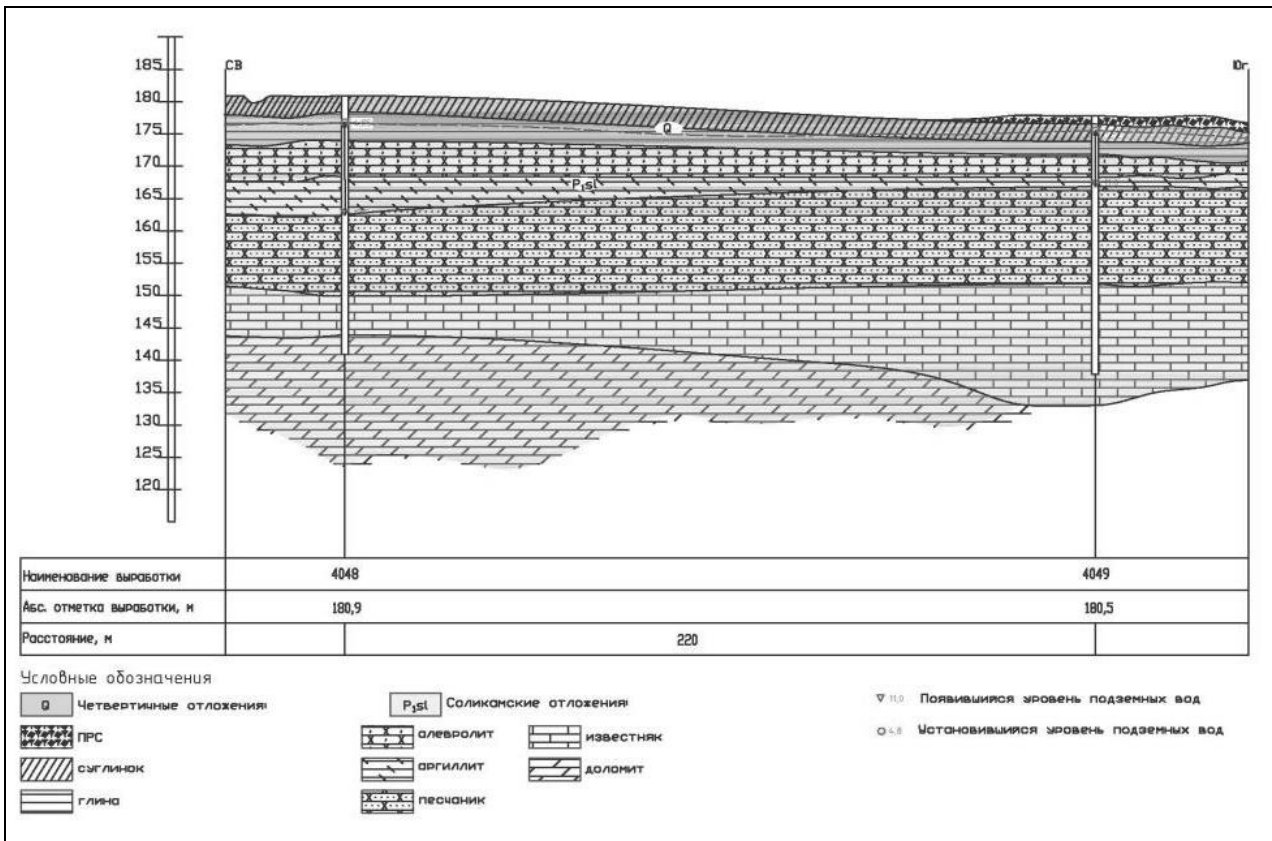


Рис. 3. Гидрогеологический разрез по линии скважин №№ 4048-4049

Расчет защищенности соликамского водоносного комплекса осуществляется по методике балльной оценки для грунтовых вод [6, 7], исходя из мощности зоны аэрации и наличия в разрезе слабопроницаемых отложений (рис. 4, 5).

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВ. № 4049

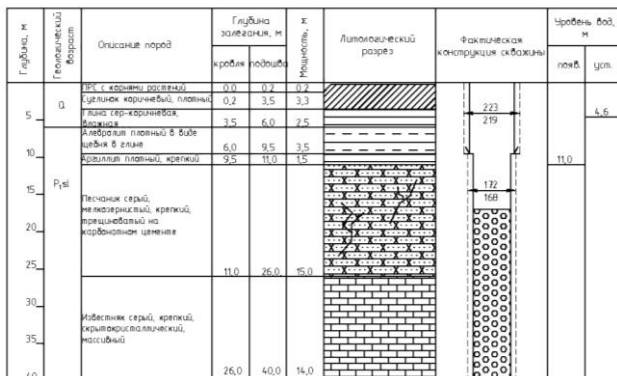


Рис. 4. Геолого-технический разрез скважины № 4049

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ СКВ. № 4048

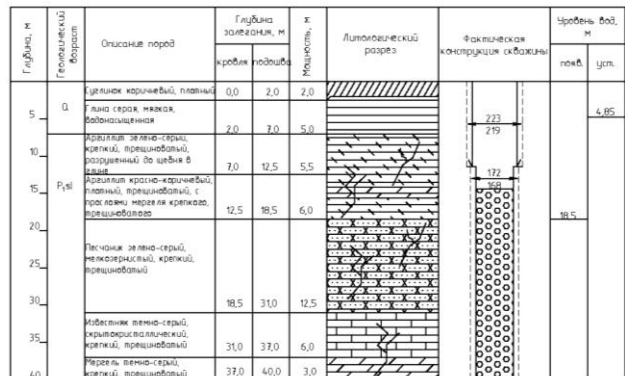


Рис. 5. Геолого-технический разрез скважины № 4048

Расчет защищенности участка скважины № 4049:

- глубина залегания подземных вод 11,0 м, что соответствует 2 баллам.

- в литологическом плане перекрывающие водоносное подразделение отложения представлены:

- суглинком плотным, мощностью 3,3 м – 4 балла,
- глиной, мощностью 2,5 м – 4 балла,
- алевролитом плотным, мощностью 3,5 м – 4 балла,
- аргиллитом плотным, крепким, мощностью 1,5 м – 2 балла

Сумма баллов составит $2+4+4+4+2=16$ баллов, что позволяет отнести водоносную соликамскую свиту, в пределах участка, к IV (защищенной) категории.

Расчет защищенности участка скважины № 4048:

- глубина залегания подземных вод 18,5 м, что соответствует 2 баллам.

- в литологическом плане перекрывающие водоносное подразделение отложения представлены:

- суглинком плотным, мощностью 2,0 м – 4 балла,
- глиной, мощностью 5,0 м – 6 баллов,
- аргиллитом, разрушенным до щебня в глине, мощностью 5,5 м – 4 балла
- аргиллитом плотным, мощностью 6,0 м – 6 баллов

Сумма баллов составит $2+4+6+4+6=22$ балла, что позволяет отнести водоносную соликамскую свиту, в пределах скважины, к V (защищенной) категории.

Таким образом, мы можем сделать вывод, что соликамский водоносный горизонт защищен вышележащими отложениями от поверхностного загрязнения.

Литература

1. Закон РФ «О недрах» (в редакции Федерального закона от 03.10.2016 № 2395-1 от 21.02.1992).

2. Орадовская А.Е., Рекомендации по гидрогеологическим расчетам для определения границ зон 2 и 3 поясов санитарной охраны подземных источников водоснабжения». ВНИИ ВОДГЕО.

3. Отчет о результатах поисково-оценочных работ на подземные воды для хозяйственно-питьевого и производственно-технического водоснабжения проектируемого горно-обогатительного комплекса на Талицком участке Верхнекамского месторождения калийных солей. ОАО «Запурал-гидрогеология». Пермь, 2012.

4. Отчетная документация по результатам инженерных изысканий для стадии «Проектная и рабочая документация». Отчет по инженерно-геологическим изысканиям. ООО «Уралстройизыскания». Березники, 2015.

5. СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения».

6. Справочное руководство гидрогеолога. Том 1. Издание 3. Под ред. Максимова В. М. Недра, Ленинград, 1979

7. Шимановский Л. А., Шимановская И. А. Пресные подземные воды Пермской области; Пермск. Книжное изд-во. – 1973.

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД В ЗОНЕ ВЛИЯНИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ОТХОДОВ

Штейников Лев Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
магистрант 2 года обучения, г. Пермь
e-mail: lev.shteinikov99@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель, Ушакова Евгения Сергеевна

Аннотация: в статье проведена оценка степени техногенного воздействия хвостохранилища Малышевского изумрудно-бериллиевого месторождения на поверхностные воды, входящие в зону влияния размещения объектов отходов. Для оценки степени воздействия Малышевского хвостохранилища проведена оценка влияния на поверхностные воды по основным макрокомпонентам. По результатам исследования выявлены превышения относительно ПДК рыбохозяйственного значения по ионам кальция, магния, натрия, сульфат-ионам и хлорид-ионам. Наибольший уровень загрязнения зафиксирован в дренажных водах из-под отвальных отходов. Эти данные позволили установить степень воздействия и всю масштабность загрязнения вокруг территории хвостохранилища. Данные исследования помогли сделать выводы о дальнейших экологических работах на данной территории.

Ключевые слова: Поверхностные воды, хвостохранилище, макрокомпоненты, оценка загрязнения, р. Старка.

PECULIARITIES OF FORMATION OF THE CHEMICAL COMPOSITION OF SURFACE WATERS IN THE ZONE OF INFLUENCE OF WASTE DISPOSAL FACILITIES

Lev Shteinikov,

*Perm State University, 2nd year Master's Degree Student, Perm,
e-mail: lev.shteinikov99@gmail.com*

Research Supervisor: Senior Lecturer, Evgeniya Ushakova

Abstract: The article assesses the degree of technogenic impact of the Malyshevskoe emerald-beryllium tailings dump on surface waters within the zone of influence of waste disposal facilities. To assess the degree of impact of the Malyshevo tailings dump, the impact on surface waters was assessed for the main macro-components. The results of the study revealed exceedances relative to MPC of fishery value for calcium, magnesium, sodium ions, sulfate ions and chloride ions. The highest level of pollution was recorded in the drainage water from the waste dumps. These data allowed us to establish the degree of impact and the full extent of contamination around the tailings management facility. These studies helped to make conclusions about further environmental works in this area.

Keywords: Surface waters, tailings dump, macro components, pollution assessment, Starka River.

Поверхностные воды в районах горнопромышленных территорий подвержены интенсивному загрязнению [Робертус Ю.В., Попков Р.А.]. Как правило, основным источников влияния на приповерхностную гидросферу являются хвостохранилища, где размещаются отходы обогащения полезных ископаемых [Плохов и др., 2021; Громова и др., 2016]. По данным проведенных исследований [Меньшикова Е.А. и др.] загрязнение поверхностных вод происходит преимущественно тяжелыми металлами, а также отмечают превышения по редкоземельным элементам в пределах Костомукшского ГОКа, Калгутинского рудника, месторождения титаномагнетитовых железных руд (Качканарский ГОК). При этом, например, на месторождении медно-колчедановых руд зафиксировано превышение по содержанию иона магния до 16 ПДК_{рх} [Нуреев Р.Р.].

В России имеется уникальное изумрудно-бериллиевое месторождение, расположенное в Свердловской области, с. Малышева (*Рисунок 1*). На данный момент на месторождении осуществля-

ется добыча бериллия – стратегического металла, без которого невозможно развитие авиации, космической, лазерной, рентгеновской и атомной техники [Ростех].

Мальшевское изумрудно-бериллиевое месторождение состоит из промышленной зоны и отвального хозяйства. Хвостохранилище расположено на водосборе реки Старка, в которую поступают фильтрационные (дренажные) воды со стороны хвостохранилища. Отвальные породы занимают площадь в 1440м² и высоту достигают до 25м. За последние 50 лет эксплуатации месторождения, отсутствуют опубликованные данные по экологической оценке приповерхностной гидросферы, находящейся в зоне воздействия отвального хозяйства.

Целью работы является эколого-геохимическая оценка состояния поверхностных вод в зоне влияния отвальных отходов изумрудно-бериллиевого месторождения. Объектом исследования является река Старка, находящаяся в зоне влияния хвостохранилища Мальшевского месторождения.

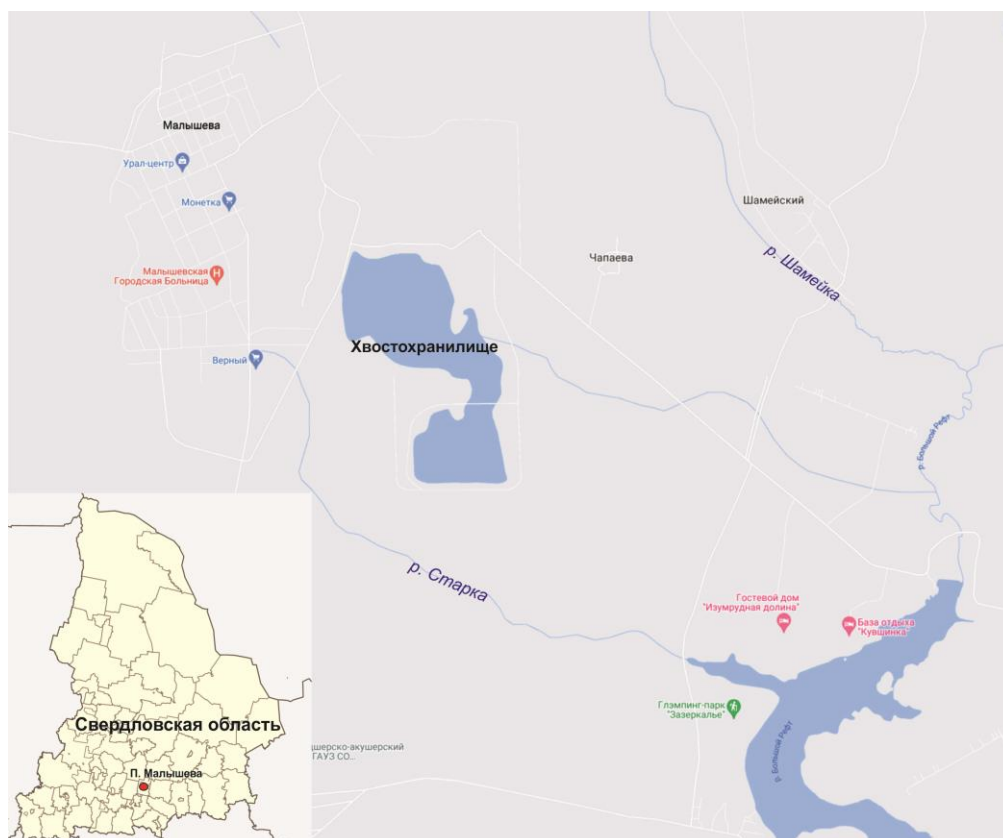


Рис. 1. Картограмма района исследования

На территории исследования Мальшевского месторождения залегают породы Ордовикской системы и Лландоверийского отдела Силурийской системы, а также интрузивные породы кислого состава. В структурном плане Мальшевское изумрудно-бериллиевое месторождение приурочено к серпентинитовому меланжу, выполняющего Сусанско-Асбестовскую разломную зону, который в северной части поля разделен пластиной Лесозаводского диоритового массива [Рудаков.].

Полевые работы по опробованию ближайших водотоков проводилось в период весеннего половодья. Отбор 6 проб из поверхностных вод, транспортирование, подготовка к хранению пробы воды, предназначенной для определения показателей ее состава, осуществлялись в соответствии с ГОСТ 31861-2012 «Вода. Общие требования к отбору проб». Процедура отбора проб документировалась.

Все химико-аналитические исследования поверхностных вод, осуществляющихся из р. Старка (Ст2, Ст5, Ст6), из ручья (Ст4) и дренажных вод (Ст1, Ст3) (Рисунок 2), проведены в аккредитованных лабораториях. В воде определены следующие показатели: рН – потенциометрическим методом на приборе анализатор портативной серии «АНИОН 7000»; СО₃, НСО₃ (щелочные) – титриметрическим методом; SO₄²⁻, Cl⁻, NO₂⁻, NO₃⁻, Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺, K⁺, NH₄⁺–капиллярно-электрофорезным методом на системе капиллярного электрофореза «Капель-105»; Fe_{общ} – фотометрическим методом на спектрофотометре ПЭ-5300ВИ; сухой остаток – гравиметрическим методом; жесткость – титриметрическим методом. Точность анализа была проверена путем анализа пустых образцов и сертифицирован-

ных стандартных образцов. Анализ микроэлементов проводился в трех сериях, результаты анализа были представлены в виде среднего значения, ошибка не превышала 10%.

Оценка уровня загрязненности водных объектов выполнена на основе сопоставления измеренных показателей состава поверхностных вод с нормативами качества природных вод, установленными Приказом Минсельхоза России от 13.12.2016 №552 для воды, водных объектов рыбохозяйственного значения.

Химический тип вод реки Старки вниз по течению сменяется с гидрокарбонатно-сульфатного магниево-кальциевого (Ст 2) на сульфатно-гидрокарбонатный натриево-магниево-кальциевый (Ст 5, Ст 6), значение сухого остатка также снижается с 608 мг/дм³ в Ст 2 до 474 мг/дм³ в Ст6. Воды характеризуются от нейтральных до слабощелочных.

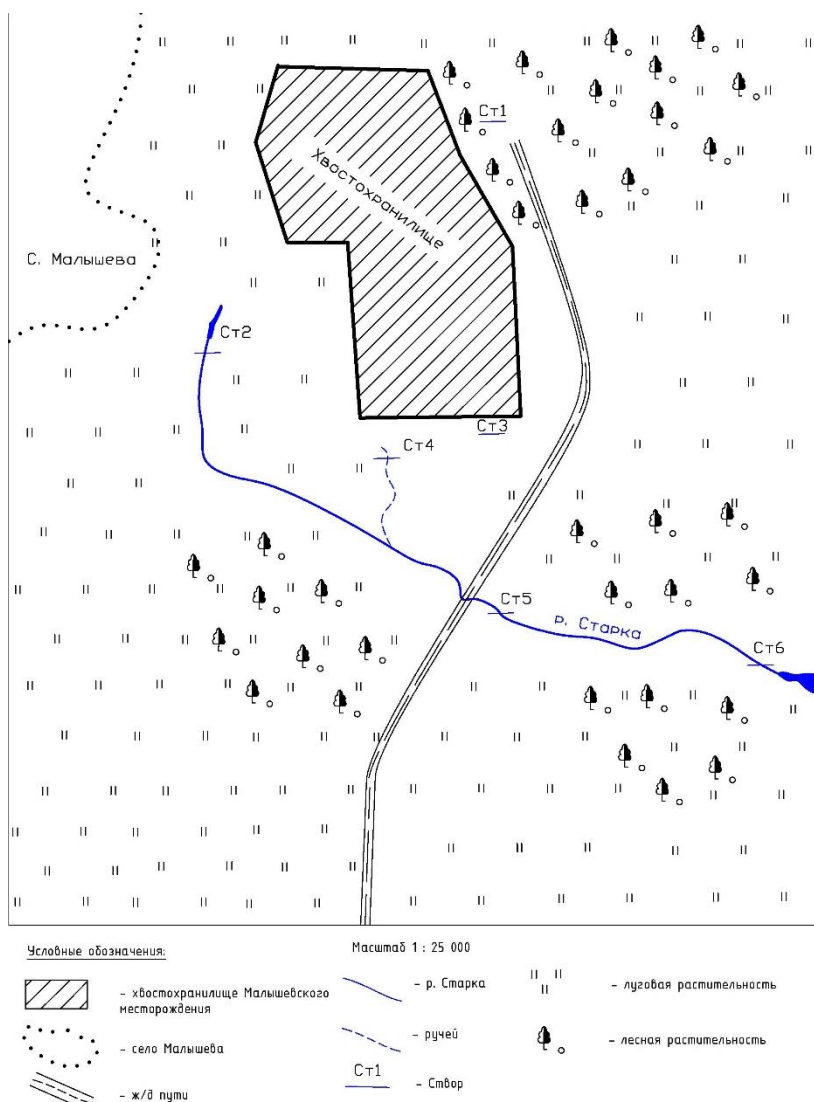


Рис. 2. Схема размещения точек отбора проб поверхностных вод

На основании сравнения с ПДК рыбохозяйственного значения зафиксировано превышение по содержанию сульфат-иона от 1,5 до 7 ПДК, хлорид-иону, иона натрия и иона кальция – до 1,3 ПДК, иона магния – от 1,3 до 2,4 ПДК (рисунок 3). Превышения по ионам калия отсутствуют во всех точках опробования. Наибольшие концентрации макрокомпонентов зафиксированы в точках опробования в Ст3 и Ст4 в дренажных водах из-под хвостохранилища. Концентрации макрокомпонентов в поверхностных водах в устьевой части р. Старка соответствуют нормативам рыбохозяйственного назначения. За исключением одной точки опробования Ст5 и Ст6 по содержанию сульфат-иону, где зафиксировано превышение до 1,7 ПДК и до 1,5 ПДК соответственно.

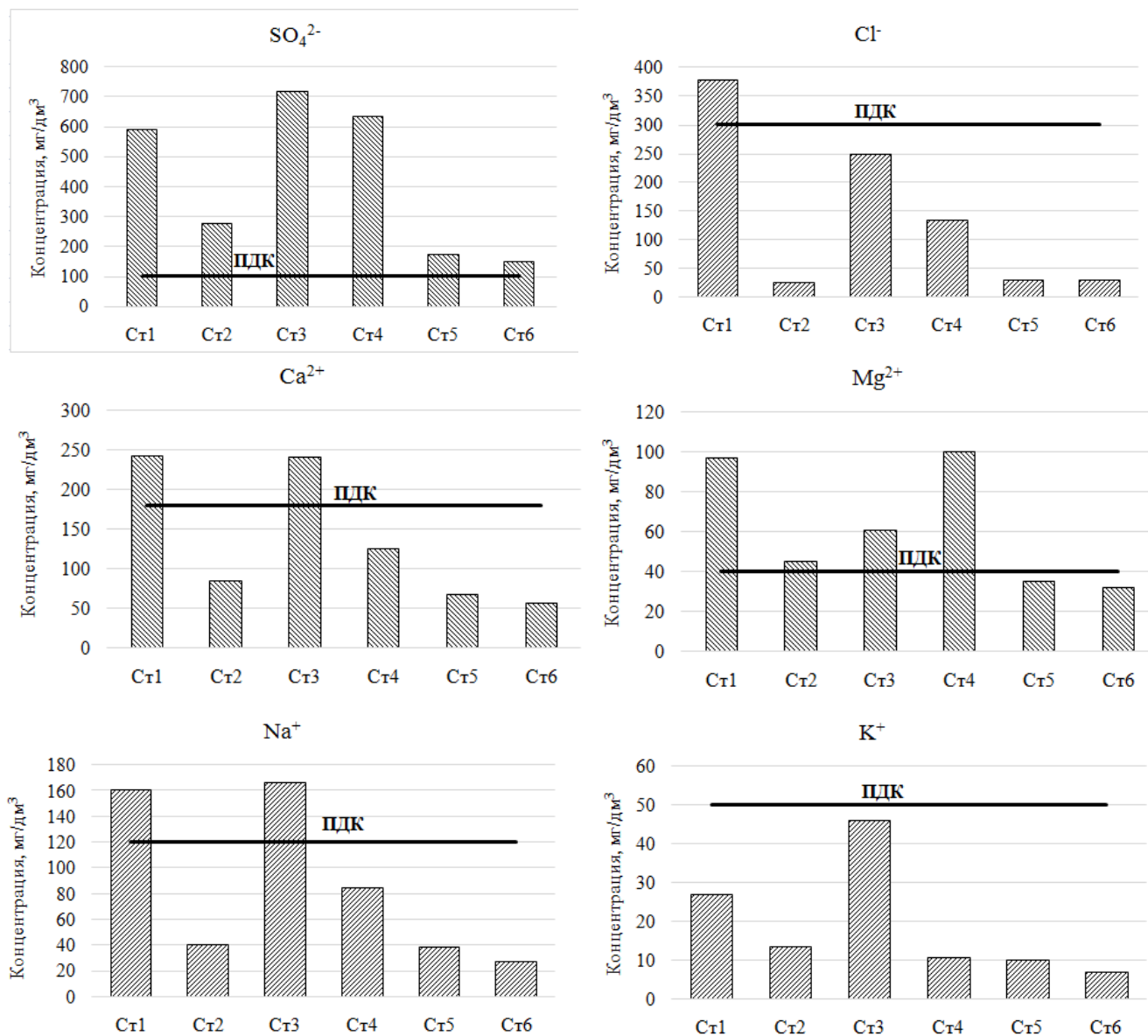


Рис. 3. Показатели значений в сравнении с ПДК_{рх}

Створ (Ст 5) (выше ж/д насыпи) и створ (Ст6) (приустьевая часть реки) имеют в разы меньше концентрации, чем в дренажных водах вблизи отвалного хозяйства. При высоких показателях сульфат-ионов выше по течению (Ст2), река Старка разбавляется в значительной степени осадками и талыми водами. Влияние хвостохранилища на поверхностные воды не приводит к сильному превышению показателей. С учетом залегания интрузивных пород на территории исследования химический состав поверхностных вод с высокими концентрациями сульфат- и хлорид-ионов связан с производственной деятельностью месторождения. Необходимо отметить, что результаты исследований демонстрируют уровень загрязнения в период весеннего половодья, когда происходит максимальное разбавление речных вод за счет таяния снега, большого количества осадков. Для полной оценки загрязнения необходимо провести наблюдения в летнюю межень, в период малого количества осадков, для выявления наибольшего уровня загрязнения, с целью своевременного предупреждения негативного влияния на водное биоразнообразие.

Химический состав поверхностных вод р. Старка находится под влиянием отвалного хозяйства месторождения. По результатам анализа макрокомпонентного состава установлено, в водах р. Старки в нижнем течении содержание по сульфат-ионам превышает уровень ПДК рыбохозяйственного значения, что может негативно сказаться на водной биоте, например, на рыбе заходящей на нерест в весенний период.

Литература

1. Лозовик П. А. , Галахина Н. Е. «Изменение химического состава воды системы р. Кенти в результате техногенного влияния».
2. Меньшикова Е.А., Блинов С.М., Караваева Т.И. «Состояние окружающей среды в районе Качканарского ГОКа и направления достижения эколого-экономического баланса природопользования».
3. Нуреев Р.Р., Пашкевич М.А., Харько П.А «Оценка воздействия отходов обогащения медных руд на поверхностные и подземные воды».
4. Плохов А.С., Харько П.А., Пашкевич М.А. «Исследование влияния хвостового хозяйства медно-колчеданного месторождения на поверхностные воды».
5. Робертус Ю.В., Рихванов Л.П. «Геоэкологическая обстановка в районе Калгутинского рудника».
6. Рудаков А.И. Геология и структурные формы локализации Уральских месторождений изумрудов в слюдитах. Диссертация на соискание ученой степени канд. геол.-минер. наук. Томск: Томский государственный университет, 2006.

Научное издание

Геология в развивающемся мире

*Сборник научных трудов по материалам
XVI Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых*

Пермь, ПГНИУ, 13–14 апреля 2023 г.

Издается в авторской редакции
Компьютерная верстка: *Н. В. Кулакова*

Объем данных 29,3 Мб
Подписано к использованию 21.08.2023

Размещено в открытом доступе
на сайте www.psu.ru
в разделе НАУКА / Электронные публикации
и в электронной мультимедийной библиотеке ELiS

Управление издательской деятельности
Пермского государственного
национального исследовательского университета
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15