

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ  
**БУРЕНИЕ**

СПЕЦВЫПУСК 2/2023 ISSN 2072-4799

# **& Нефть**



Сборник материалов  
II Международной научно-практической конференции

## **ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ**





**ХИМПРОМ**

ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

Уважаемые  
партнеры, коллеги и друзья,  
коллектив компании «Химпром»  
поздравляет вас  
с профессиональным праздником,  
**с Днем работников нефтяной, газовой  
и топливной промышленности!**

В этот замечательный день мы искренне желаем вам успехов, нескончаемых источников ресурсов и энергии, успешного покорения недр земли, надежных партнеров в этом нелегком труде и неограниченных возможностей, мощных прорывов, а также огромного счастья и крепкого здоровья!

Мы высоко ценим наше партнерство и надеемся в дальнейшем не только сохранить, но и укрепить его.

Пусть надёжность, ответственность и профессионализм остаются неиссякаемым топливом в наших крепких партнерских отношениях.

С наилучшими пожеланиями,  
коллектив ООО «Химпром»!



+7 (342) 225 02 06

[info@himprom-group.ru](mailto:info@himprom-group.ru)

[www.himprom-group.ru](http://www.himprom-group.ru)



**СОДЕРЖАНИЕ**

**УЧРЕДИТЕЛЬ ЖУРНАЛА  
ООО «БУРНЕФТЬ»**

**Александр УДИНСКИЙ**  
генеральный директор  
alex@burneft.ru, well@dol.ru

**Эдуард ПОРЕТ**  
главный редактор  
glavred@burneft.ru

**Александр ХАУСТОВ**  
выпускающий редактор  
vipred@burneft.ru

**Эльмира МАХМУТОВА**  
дизайн и верстка

**Александр АНШЕЛЕВИЧ**  
фотокорреспондент  
fotokor@burneft.ru

**Надежда ЖИЛИНА**  
секретариат

**Павел МАЛКОВ**  
начальник отдела рекламы  
8-919-786-53-75  
malkovpavel@burneft.ru

**Алексей ОСЬКИН**  
менеджер отдела рекламы  
8-926-365-08-58  
oskin@burneft.ru

**Василий ДАВЫДОВ**  
системный администратор

**Елена СИНЕЛЬНИКОВА**  
главный бухгалтер

**РЕДКОЛЛЕГИЯ**

**Д. Ф. БАЛДЕНКО**, д.т.н.

**В. И. БОГОВЛЕНСКИЙ**, д.т.н., чл.-корр. РАН

**М. В. ДВОЙНИКОВ**, д.т.н., профессор

**А. Н. ДМИТРИЕВСКИЙ**, д.г.-м.н., академик РАН

**А. Н. ДРОЗДОВ**, д.т.н., профессор

**Н. А. ЕРЕМИН**, д.т.н., профессор

**В. А. КОНТОРОВИЧ**, д.г.-м.н., чл.-корр. РАН

**Ю. С. КУЗНЕЦОВ**, д.т.н., профессор

**Г. М. ЛЕВИН**

**В. П. ОВЧИННИКОВ**, д.т.н., профессор

**Э. В. ПОРЕТ**

**Р. САМУЕЛ**, адъюнкт-профессор (США)

**П. П. СУХ**, д.н. (Польша)

**Л. Г. ТИТОВ**

**А. С. УДИНСКИЙ**, к.и.н., доцент

**МАРИЯ ЦЕХАНОВСКА**, д.т.н., профессор  
(Польша)

**Пан ЧАНВЭЙ**, д.ю.н., постдоктор экон.,  
профессор (КНР)

**А. Х. ШАХВЕРДИЕВ**, д.т.н., профессор

**Л. В. ЭДЕР**, д.э.н., профессор

Адрес редакции:

115201, Москва

Каширский проезд, 21, стр. 1, эт. 3, оф. 32

Тел/факс: +7 (499) 613-93-17

Тел: +7 901 519-13-33,

+7 925-384-93-11, +7 901-543-65-84

бухгалтерия +7 (915) 062-55-65

E-mail: well@dol.ru www.burneft.ru

Редакция оформляет полную годовую

подписку с любого месяца года

Подписные индексы

по каталогу «Урал-пресс»: 79931

по каталогу «Пресса России»: 29003

по каталогу «Почта России»: П1827

Журнал зарегистрирован в Министерстве РФ

по делам печати, телерадиовещания

и средств массовых коммуникаций

Регистрационный номер ПИ № ФС 77-50419

Цена свободная

Отпечатано в типографии ООО «Гран При»

Журнал приглашает к сотрудничеству

рекламодателей и всех заинтересованных лиц

Заявленный тираж 7000 экз.

Редакция не несет ответственности

за содержание рекламных материалов

Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородных ресурсов. II Международная научно-практическая конференция. 7–9 июня 2023 г., Санкт-Петербург.....	3
<b>Минибаев В.В., Камбулов Е.Ю., Григулецкий В.Г., Двойников М.В.</b> Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии низкопроницаемых отложений .....	6
<b>Тарантин А.Н., Кожевников Р.О., Машаров М.Т.</b> Модификация свойств прямых эмульсий с использованием соэмульгатора: изучение механизма и лабораторные испытания .....	16
<b>Мелешко Е.Я., Асьминкин Н.С., Кожевников Р.О.</b> Процесс разработки и локализации брейкерной системы РВО для восстановления ФЕС пластов. Разработка ПАВ (модификатор обратного притока) для РПВ и других технологических жидкостей .....	22
<b>Скляев П.В., Белоусова Ю.Ю.</b> Получение поверхностно-активных веществ из отходов производства фенола для повышения нефтеотдачи пластов .....	28
<b>Валиева О.И., Комкова Л.П., Зайнуллин И.И., Мингалишев Ф.К., Загиров Р.Р., Рахимова А.В., Давлетбердина И.Б., Макатров А.К., Горбунова А.А.</b> Комплексные исследования физико-химических свойств буровых растворов для первичного вскрытия на объектах ООО «Башнефть-Добыча» .....	30
<b>Никитин В.И., Нечаева О.А.</b> Оценка проницаемости фильтрационных корок буровых промывочных жидкостей на водной основе .....	34
<b>Блинов П.А., Никишин В.В., Гореликов В.Г., Пекпулатова К.В.</b> Разработка состава и регулирование свойств бурового раствора с конденсированной твердой фазой на основе сульфатного кека .....	38
<b>Рожкова О.В., Овчинников В.П.</b> Цементирование скважин на месторождениях, содержащих высоковязкие нефти, цемента-шлаковыми композициями .....	46
<b>Нурсканов В.Д., Колесников С.Г., Кузнецов О.А., Егоров А.О.</b> Заколонные перетоки, методы предупреждения. Опыт применения латексного газоблокатора .....	50
<b>Дмитриев А.Н., Будовская М.Е., Мильвит И.В., Леошко Н.И.</b> Нормализация температурного режима скважин при бурении по многолетнемерзлым породам с очисткой забоя воздухом .....	54
<b>Андреев М.М., Степанова М.М.</b> Численное моделирование замерзания воды в ледниковой трещине .....	58
<b>Журба Д.В., Журба В.М., Пуйша А.Э.</b> Лазерная очистка поверхностей конструкций трубопроводного транспорта углеводородов .....	61
<b>Сербин Д.В., Дмитриев А.Н., Кадочников В.Г., Шадрин В.С.</b> Исследования процесса образования призабойной кольцевой циркуляции теплоносителя с использованием термогидравлического бурового снаряда-расширителя .....	68
<b>Алешкин С.В., Ханьжин С.А., Белослудцев А.В., Зарипов Р.Р., Петрова Д.А.</b> Проблема заколонной циркуляции на скважинах Волго-Уральского региона .....	73
<b>Степанова М.М., Тарасов А.А.</b> Численная модель формирования и эволюции подледникового водоема на основе одномерной мультифазной задачи Стефана .....	76
<b>Бобров В.А.</b> IPM-подход к реализации нефтегазовых проектов как инструмент нивелирования субъективных рисков компаний .....	80
<b>Клыков П.И., Мелехин А.А.</b> Расчет устойчивости и оптимизация траекторий скважин на основе 3d геомеханического моделирования .....	85
<b>Нечаева О.А., Цаплин Д.В.</b> Разработка алгоритма по ликвидации поглощения бурового раствора с применением двухкомпонентного кольматационного состава .....	88
<b>Абиров Ж.Ж., Абиров Р.Ж.</b> Исследование долгосрочной стабильности полимерного заводнения в смоделированных условиях реального месторождения .....	93
<b>Гавриленко А.И., Кобец А.Н., Прохоренко С.В.</b> Совершенствование технологии направленного кислотного воздействия на пласт и оценка применения на примере месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» .....	97
<b>Сухку Г.Мс. Д.М., Яраханова Д.Г.</b> Новая прорывная технология монетизации – процесс чистой термической реторты битуминозных пород .....	104
<b>Спирин П.В.</b> Повышение нефтеотдачи пластов с помощью сейсмической стимуляции .....	108
<b>Каюков Д.Ю.</b> Тестирование систем трассерного мониторинга горизонтальных скважин на мультифазном метрологическом стенде .....	110
<b>Михин С.О., Егоров Д.Н.</b> Разработка сорбционно-емкостного сенсора влажности на основе тонких пленок, полученных микродуговым окислением и магнетронным напылением .....	115
<b>Тезисы докладов .....</b>	118



**CONTENTS**

**MAGAZINE FOUNDER**

Co., Ltd. **BURNEFT**

**Alexander UDINSKY**

*general director*

*alex@burneft.ru, well@dol.ru*

**Eduard PORET**

*editor-in-chief*

*glavred@burneft.ru*

**Alexander KHAUSTOV**

*publishing editor*

*vipred@burneft.ru*

**Elmira MAKHMUTOVA**

*design and imposing*

**Alexander ANSHELEVICH**

*photographer*

*fotakor@burneft.ru*

**Nadejda ZHILINA**

*secretariat*

**Pavel MALKOV**

*the head of department*

*8-919-786-53-75*

*malkovpavel@burneft.ru*

**Alexey OSKIN**

*advertising manager*

*8-926-365-08-58*

*oskin@burneft.ru*

**Vasilij DAVYDOV**

*system administrator*

**Elena SINELNIKOVA**

*chief bookkeeper*

**EDITORIAL BOARD**

**D. BALDENKO**, d.t.s.

**V. BOGOVALENSKY**, d.t.s.

RAS corr. member

**M.V. DVOINIKOV**, d.t.s., professor

**A. DMITRIEVSKY**, d.g-m.s.,

RAS Academician

**A. DROZDOV**, d.t.s., professor

**N. EREMIN**, d.t.s., professor

**V. KONTOROVICH**, d.g-m.s.,

RAS corr. member

**Yu. KUZNETSOV**, d.t.s., professor

**G. LEVIN**

**V. OVCHINNIKOV**, d.t.s., professor

**E. PORET**

**R. SAMUEL**, ass. professor (USA)

**P. SUH**, d.s. (Poland)

**L. TITOV**

**A. UDINSKY**, c.h.s., professor

**M. TSEKHANOVSKA**, d.t.s.,

professor (Poland)

**G. CHAIKOVSKY**, c.t.s.

**Pan CHANVEY**, d.j.s., economics

postdoc., professor (China)

**A. SHAKHVERDIEV**, d.t.s., professor

**L. EDER**, d.e.s., professor

Editorial office address:

21/1, Kashirsky driveway, office 32

115201, Moscow Russia

Tel/Fax: +7 (499) 613-93-17

+7 901 519-13-33, +7 925-384-93-11

+7 901-543-65-84, +7 (915) 062-55-65

E-mail: well@dol.ru

www.burneft.ru

Free price.

Printed in Dorado Ltd. Co's printing house

Breakthrough technologies in exploration, development and production of hydrocarbon resources. II International Scientific and Practical Conference. June 7–9, 2023, St. Petersburg. ....	3
<b>Minibayev V.V., Kambulov E.Yu., Griguletsky V.G., Dvoynikov M.V.</b> New digital model of rig filtration solution at primary opening low permeable sediments.....	6
<b>Tarantin A.N., Kozhevnikov R.O., Masharov M.T.</b> Modification of direct emulsion properties using a coemulsifier: mechanism study and laboratory test .....	16
<b>Meleshko E.Ya., Asminkin N.S., Kozhevnikov R.O.</b> The process of developing and localizing a breakers for WBM for reservoir FCP restoration. Development of surfactant (flowback modifier) for primary dessection solution and other process fluids.....	22
<b>Sklyuev P.V., Belousova Yu.Yu.</b> Surfactants from phenol production waste for enhanced oil recovery .....	28
<b>Valieva O.I., Komkova L.P., Zainullin I.I., Mingalishev F.K., Zagirov R.R., Rakhimova A.V., Davletberdina I.B., Makatrov A.K., Gorbunova A.A.</b> Integrated studies of the physico-chemical properties of drilling fluids for primary opening at Bashneft-Dobycha LLC facilities .....	30
<b>Nikitin V.I., Nechaeva O.A.</b> Evaluation of the permeability of filter cake of water-based drilling fluid.....	34
<b>Blinov P.A., Nikishin V.V., Gorelikov V.G., Pekpulatova K.V.</b> Composition development and properties control of drilling mud with condensed solid phase based on sulfate cake.....	38
<b>Rozhkova O.V., Ovchinnikov V.P.</b> Well cementing at fields containing high-viscosity oils with cement-slag compositions.....	46
<b>Nurskanov V.D., Kolesnikov S.G., Kuznetsov O.A., Egorov A.O.</b> Wellbore leakage, methods of prevention. Experience of latex gas migration control additive usage.....	50
<b>Dmitriev A.N., Budovskaya M.E., Milvit I.V., Leoshko N.I.</b> Normalization of the temperature regime of wells when drilling on frozen rocks with cleaning of the bottom with air .....	54
<b>Andreev M.M., Stepanova M.M.</b> Numerical simulation of water freezing in a glacier crawl .....	58
<b>Zhurba D.V., Zhurba V.M., Puisha A.E.</b> Laser cleaning of surfaces of structures of pipeline transport of hydrocarbons.....	61
<b>Serbin D.V., Dmitriev A.N., Kadochnikov V.G., Shadrin V.S.</b> Study of the bottom-hole annular coolant circulation formation process using the thermohydraulic drill-reamer.....	68
<b>Aleshkin S.V., Khanzhin S.A., Belosludtsev A.V., Zaripov R.R., Petrova D.A.</b> The problem of outside circulation at the wells of the Volga-Ural region.....	73
<b>Stepanova M.M., Tarasov A.A.</b> Numerical model of formation and evolution of subglacial lakes based on a one-dimensional multiphase Stefan problem.....	76
<b>Bobrov V.A.</b> IPM-approach to the implementation of oil and gas projects as a tool for leveling companies' subjective risks.....	80
<b>Klykov P.I., Melekhin A.A.</b> Stability calculation and well trajectory optimization based on 3d geomechanical modeling.....	85
<b>Nechaeva O.A., Tsaplin D.V.</b> Development of an algorithm for elimination of drilling mud loss with the use of a two-component colmatic composition.....	88
<b>Abirov Zh.Zh., Abirov R.Zh.</b> Study of the long-term stability of polymer flooding under simulated conditions of a real field .....	93
<b>Gavrilenko A.I., Kobets A.N., Prokhorenko S.V.</b> Improvement of the technology of directed acid influence on the formation and evaluation of the application on the example of fields of production association Belorusneft Rue .....	97
<b>Sukhu H.Mc.D.M., Yarakhanova D.G.</b> New breakthrough monetization technology – the process of pure thermal retort of bituminous rocks.....	104
<b>Spirin P.V.</b> Increased oil recovery using seismic stimulation .....	108
<b>Kayukov D.Yu.</b> Testing of tracer monitoring systems of horizontal wells on a multiphase metrological stand .....	110
<b>Mikhin S.O., Egorov D.N.</b> Development of a sorption-capacitory humidity sensor based on thin films produced by micro-arc oxidation and magnetron deputation.....	115
Abstracts of reports.....	118



# ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

## II Международная научно-практическая конференция. 7-9 июня 2023 г., Санкт-Петербург

*В июне 2023 года, в Санкт-Петербургском горном университете прошла II Международная научно-практическая конференция «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородных ресурсов». В качестве генерального спонсора выступила компания ООО «Химпром».*

### BREAKTHROUGH TECHNOLOGIES IN EXPLORATION, DEVELOPMENT AND PRODUCTION OF HYDROCARBON RESOURCES

II INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PRACTICAL CONFERENCE.  
JUNE 7-9, 2023, ST. PETERSBURG

In June 2023, the II International Scientific and Practical Conference «Breakthrough Technologies in the Exploration, Development and Production of Hydrocarbon Resources» was held at St. Petersburg Mining University. Like last year, the Perm company Khimprom acted as a sponsor of the conference.



**К**онференция призвана объединить усилия представителей бизнеса, власти, научного сообщества России и других стран для решения проблем, связанных с разработкой и применением новых технологий в нефтегазовом деле.

В ходе церемонии открытия ректор Санкт-Петербургского горного университета Владимир Литвиненко призвал уделять больше внимания работе с подрастающим поколением. В частности, популяризировать достижения перерабатывающей промышленности. «Подростки сегодня живут в уверенности, что нефть и даже природный газ – это пещерное топливо, что в него не следует инвестировать, не нужно пополнять отечественную ресурсную базу. Это следствие засилья в нашем обществе либеральной идеологии, направленной на ослабление

страны. Наша задача – убедить молодежь в том, что устойчивость социально-экономического развития России зависит, в первую очередь, именно от повышения эффективности недропользования. Она не менее важна, чем внедрение в производство инноваций, позволяющих повысить рентабельность разведки и эксплуатации полезных ископаемых», – подчеркнул Владимир Литвиненко.

В ходе пленарного заседания выступающие отметили высокий уровень взаимодействия с Горным университетом. Так, заместитель генерального директора ООО «Газпром инвест» Сергей Пильник рассказал о применении разработок Научного центра «Арктика» в эксплуатационном бурении Ковыктинского газоконденсатного месторождения. Председатель Совета директоров омского «Титана» Михаил Сутягинский – об интеграции



научного потенциала старейшего технического вуза России для решения широкого круга прикладных задач предприятия. А генеральный директор компании «Химпром» Вильдан Минибаяев – о совместно разработанной методике выбора промывочных жидкостей.

Секционные заседания были посвящены таким важнейшим для устойчивого экономического развития страны вопросам, как повышение эффективности трубопроводного транспорта углеводородов, а также применение современных химических реагентов и материалов для технологических процессов в бурении, разведке, разработке и добыче ископаемого топлива.

В рамках круглого стола, посвященного исследованиям в Антарктиде, заместитель генерального директора «ВНИИОкеангеология» Герман Лейченко, в частности, рассказал о перспективном совместном российско-китайском проекте бурения, задачей которого является отбор кернов горных пород коренного ложа на Земле Принцессы Елизаветы. А руководитель группы исследователей в Петербургском институте ядерной физики (ПИЯФ) Сергей Булат поделился результатами изучения экосферы подледникового озера Восток с точки зрения микробиологического разнообразия.

В работе конференции участвовали ученые, преподаватели, специалисты, руководители предприятий и организаций, как приславшие свои доклады, так и принявшие личное участие.

Форум по традиции привлёк внимание крупнейших игроков отечественного нефтегазового сектора экономики, таких, как «Газпром», «Роснефть», «Новатэк», «Татнефть», представителей академической и прикладной науки.

Конференция подтвердила высокий статус научного форума, который представляет большой интерес для руководителей, инженерно-технических специалистов, научно-педагогических работников, а также обучающихся на технических специальностях в области нефтегазового дела и разведочного бурения.

## Тематические направления Конференции

- Секция «Химические реагенты и материалы для технологических процессов в бурении, разведке, разработки и добычи углеводородов»
- Секция «Трубопроводный транспорт углеводородов: инновационные технологии»
- Секция Круглый стол «Перспективы развития научных исследований в Антарктиде»
- Секция «Актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин»
- Секция «Инновационные технологии разработки и повышения коэффициента извлечения углеводородов при эксплуатации месторождений»
- Секция «Инновационное нефтегазовое оборудование: в бурении, добыче, подготовке и переработке углеводородов»

Часть докладов представлена в данном специальном выпуске журнала «Бурение и нефть» в форме статей, другие доклады могут быть опубликованы в очередных номерах издания.



# ХИМПРОМ

ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

ООО «Химпром» основано в **2003** году.

Компания специализируется на разработке и внедрении инновационных химических реагентов и технологических решений для:



НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



СТРОИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ



ГОРНОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ



ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



ПРОМЫШЛЕННОЙ ВОДОПОДГОТОВКИ,  
ВОДООЧИСТКИ



## НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР ООО «ХИМПРОМ»

Научно-исследовательский центр компании «Химпром» представлен лабораторным комплексом, оснащенным современным оборудованием ведущих мировых производителей, позволяющим выполнять исследовательские работы на высоком научно-техническом уровне, разрабатывать и адаптировать решения под индивидуальные условия и требования заказчика.

### Лабораторный комплекс научно-исследовательского центра ООО «Химпром»

- Лаборатория научно-исследовательских разработок, г. Пермь
- Лаборатория буровых растворов, г. Пермь
- Лаборатория нефтепромысловой химии, г. Пермь
- Лаборатория химии для ГРП, г. Пермь
- Лаборатория контроля качества, г. Пермь
- Лаборатория строительной химии, г. Пермь
- Лаборатория специальной химии, г. Ижевск



+7 (342) 225 02 06

info@himprom-group.ru

www.himprom-group.ru



# НОВАЯ ЦИФРОВАЯ МОДЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ОТЛОЖЕНИЙ



**В.В. МИНИБАЕВ<sup>1</sup>**,  
к.т.н., генеральный  
директор

[info@himprom-group.ru](mailto:info@himprom-group.ru)



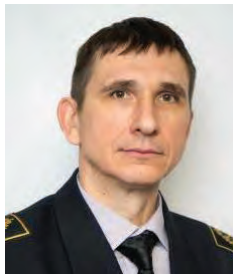
**Е.Ю. КАМБУЛОВ<sup>2</sup>**,  
к.х.н., научный  
руководитель  
лаборатории  
«Сооружение скважин»  
НЦ «Арктика»

[kambulov\\_ey@pers.spmi.ru](mailto:kambulov_ey@pers.spmi.ru)



**В.Г. ГРИГУЛЕЦКИЙ<sup>3</sup>**,  
д.т.н., профессор,  
заведующий кафедрой  
«Высшая математика»

[gvg-tnc@mail.ru](mailto:gvg-tnc@mail.ru)



**М.В. ДВОЙНИКОВ<sup>2</sup>**,  
д.т.н., профессор,  
заведующий кафедрой  
«Бурение скважин»

[dvoynikov\\_mv@pers.spmi.ru](mailto:dvoynikov_mv@pers.spmi.ru)

<sup>1</sup>ООО «Химпром», г. Пермь, 614990, РФ

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», г. Санкт-Петербург, 199106, РФ

<sup>3</sup>ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет, г. Краснодар, 350044, РФ

**V.V. MINIBAYEV<sup>1</sup>, E.Yu. KAMBULOV<sup>2</sup>, V.G. GRIGULETSKY<sup>3</sup>, M.V. DVOYNIKOV<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Khimprom LLC, Perm, 614990, Russian Federation

<sup>2</sup>Federal state budgetary educational institution of higher education Saint Petersburg mining university, St. Petersburg, 199106, Russian Federation

<sup>3</sup>Kuban state agrarian university, Krasnodar, 350044, Russian Federation

**За последние годы в разработку вовлекаются месторождения с низкопроницаемыми коллекторами. По этой причине оценка качества первичного вскрытия и установления факторов, приводящих к загрязнению продуктивных отложений, весьма значима и актуальна. В статье представлен анализ закона Дарси, причин приводящих к снижению проницаемости и потенциального дебита нефтяной скважины в зависимости от типа течения жидкости и перепада давления через пористую среду.**

**Предложена новая цифровая модель фильтрации бурового раствора с учетом относительного изменения скорости и объема фильтрата вязкой жидкости в пористой среде для определяемых горно-геологических и термобарических условий. В работе приведены экспериментальные и расчетные значения дебита жидкости в зависимости от давления на забое скважины, результаты расчетов находятся в пределах точности экспериментов.**

**Ключевые слова:** месторождения с низкопроницаемыми коллекторами, первичное вскрытие пластов, фильтрация бурового раствора, закон Дарси, новая цифровая модель, дебит жидкости, экспериментальные и расчетные значения

## NEW DIGITAL MODEL OF RIG FILTRATION SOLUTION AT PRIMARY OPENING LOW PERMEABLE SEDIMENTS

In recent years, fields with low-permeability reservoirs have been involved in development. For this reason, the assessment of the quality of the initial opening and the establishment of factors leading to the contamination of productive deposits is very significant and relevant. The article presents an analysis of Darcy's law, the reasons leading to a decrease in the permeability and potential production rate of an oil well, depending on the type of fluid flow and pressure drop through a porous medium.

A new digital model of drilling fluid filtration is proposed taking into account the relative change in the speed and volume of the filtrate of a viscous fluid in a porous medium for determined mining-geological and thermobaric conditions. The paper presents the experimental and calculated values of the fluid flow rate depending on the pressure at the bottom of the well, the calculation results are within the accuracy of the experiments.

**Keywords:** fields with low-permeability reservoirs, primary drilling, mud filtration, Darcy's law, new digital model, fluid flow rate, experimental and calculated values





**Введение.** Дальнейшее развитие топливно-энергетического комплекса Российской Федерации (и мира) связано с освоением и разработкой низкопроницаемых плотных пластов (коллекторов) в сложных горно-геологических условиях [1–4]. Авторы большой и важной монографии [5], в частности, отмечают следующие потенциальные геологические ресурсы низкопроницаемых пластов, глубиной от 2000 м до 4500 м, составляют объем 202–215 трлн куб. м газа и около 116 млрд т нефти на 01.01.2014 г. для Российской Федерации. Среди перспективных отложений в осадочных бассейнах России наиболее распространены плотные низкопроницаемые коллектора (терригенные, карбонатные): низы неокома, ачимовская толща, юра, доюрские отложения, верхний палеозой и др.; низкопроницаемые коллектора (пласты) имеют проницаемость по газу менее 0,0001 мкм<sup>2</sup> (0,1 мД) ([5], стр. 92). По мнению авторов монографии [5], нефть и газ в плотных низкопроницаемых пластах (коллекторах) присутствует во многих бассейнах мира, где общая мощность осадочных пород составляет более 3,0–5,0 км; в бассейнах с кайнозойским осадконакоплением на глубинах более 5000 м, мезо-кайнозойское осадконакопление на глубинах более 3000 м и палеозойское осадконакопление на глубинах более 2000 м: мировые геологические ресурсы при этом оцениваются в 490–560 трлн куб. м. В процессе бурения скважин происходит проникновение фильтрата бурового раствора в пористую горную породу, что вызывает изменение естественных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и в призабойной зоне образуется зона пониженной проницаемости, происходит кольматация призабойной зоны пласта (ПЗП) [6–17]: проникновение фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт при первичном вскрытии значительно изменяет прогнозные значения геологических запасов и способствуют возникновению разных осложнений в процессе углубления скважины [18–21]. Кольматация ПЗП в процессе бурения по существу происходит в два этапа (стадии): при первичном вскрытии продуктивного пласта (ПП), т. е. *на первом этапе (стадии)* происходит струйное проникание фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт: твердая фаза бурового раствора проникает в поровое пространство ПП и в пласте образуется глинистая корка, снижающая проницаемость продуктивного пласта (ПП). *На втором этапе (стадии)* кольматации пласта происходит фильтрация фильтрата бурового раствора через зону кольматации, увеличение толщины глинистой корки и дальнейшее уменьшение проницаемости продуктивного пласта. Снижение проницаемости продуктивного пласта оценивают значением «скин-фактора», определяемого по формуле:

$$S = \left( \frac{k}{k_{\phi}} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_c}{r_w} \right), \quad (1)$$

$k$  – естественная проницаемость продуктивного пласта, м<sup>2</sup>;  $k_{\phi}$  – фактическая проницаемость продуктивного пласта, м<sup>2</sup>;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $r_w$  – радиус зоны проникания фильтрата бурового раствора, м.

Дебит несовершенной нефтяной скважины определяется по формуле:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}, \quad (2)$$

$q$  – объемный приток нефти, м<sup>3</sup>/с;  $h$  – мощность (толщина) продуктивного пласта, м;  $k$  – проницаемость продуктивного пласта, м<sup>2</sup>;  $r_e$  – радиус контура продуктивного пласта, м;  $r_w$  – радиус зоны проникания фильтрата бурового раствора, м;  $\mu$  – вязкость нефти, Па·с;  $\Delta p$  – перепад давления, Па.

Дебит совершенной нефтяной скважины определяется по формуле (2) при условии ( $S = 0$ ,  $r_w = r_c$ ,  $r_c$  – радиус скважины [22–24]).

**Актуальность проблемы.** Необходимость разработки новой модели фильтрации бурового раствора при вскрытии низкопроницаемых пластов (коллекторов) обусловлена следующими причинами. Во-первых, в фундаментальной монографии М. Маскета [22] (первое издание которой в США вышло в 1937 г., а на русском языке в СССР книга впервые опубликована в 1949 г.), специально отмечается, что закон Дарси постепенно теряет свою справедливость, если течение становится частично или полностью турбулентным; с ростом числа Рейнольдса (Re) или скорости, по-видимому, не существует характерного видоизменения течения, которое бы допускало зависимость перепада давления ( $\Delta p$ ) и скорости ( $v$ ) при высоких значениях последней: наиболее поразительный пример рассматриваемого типа течения опубликован Линквистом (E. Lindquist, 1933 г.), который исследовал движение воды через колонку дробы одинакового размера; опытные данные хорошо определялись зависимостью:

$$\frac{\Delta p}{\Delta S} = a'v + b'v^2, \quad (3)$$

$a'$ ,  $b'$  – постоянные коэффициенты;  $v$  – скорость течения жидкости (формула (12), стр. 65, [22]).

При этом число Рейнольдса (Re), при котором имеет место перелом опытной кривой, едва ли дает указание на порядок величины зоны перехода между струйным течением, подчиняющимся линейному закону Дарси и тем, когда течение жидкости определяется нелинейной (квадратичной) зависимостью. *Благодаря неправильной и капиллярной природе токопроводящих каналов в пористой среде отклонение от струйного типа течения будет развиваться постепенно и не проявится внезапно, как в случае течения в сосудах, свободных от песка* ([22], стр. 65). Отметим также важное примечание редактора и переводчика монографии М.А. Геймана: является вполне правдоподобным то обстоятельство, что *переход между строго ламинарным и полностью турбулентным течением в пористой среде состоит в основном из постепенного распространения вихреобразования на все поры среды*. Таким образом, первые отклонения от закона Дарси будут соответствовать началу заметных вихревых потерь в больших порах; по мере того, как возрастает скорость, локальные зоны вихреобразования распространяются и на более мелкие поры, пока, наконец, вихреобразование не охватит весь объем среды. Сохранение линейной величины ( $a'v$ ) при таких условиях полного вихреобразования, согласно квадратичному (нелинейному) уравнению, в противоположность трубам, свободным от песка, где турбулентное состояние характеризуется единой квадратичной величиной ( $b'v^2$ ), следует отнести, возможно, к огромным поверхностям стенок, открытым для жидкости в пористой среде; *течение в трубах дает более резкий толчок силам трения, тормозящим поток*,

по сравнению со свободным поровым пространством, где вихревое движение может дать повышение потерь на трение ([22], стр. 65). В известных зависимостях, определяющих суммарный приток жидкости и газа при радиальном течении, установленных на основе закона Дарси имеются два параметра; радиус контура питания ( $r_e$ ) и давление на контуре питания ( $p_e$ ), значения которых являются неопределенными; имеются рекомендации (М. Маскет и др.), что расстояние  $r_e$  является совершенно произвольным, его следует принимать от центра скважины до такой точки, где есть все основания получить вполне обоснованные величины давления  $p_e$  ([22], стр. 130–131) и, таким образом, теоретические основы теории фильтрации вязкой жидкости в пористой среде нуждаются в уточнении. Во-вторых, в оригинальных и больших работах профессора Г.К. Мерчинга [25–28] детально изучены сравнительные пределы точности опытов Г. Дарси (Н. Darcy, 1856 г.) (работы [25–27] представлены в качестве Диссертации на соискание степени Адъютанта Прикладной Механики, удостоены Почетной Премии Института Инженеров путей сообщения (г. Санкт-Петербург) за 1892 г.) и показано, что результаты Г. Дарси относительно отклонения между падением гидравлического напора по пьезометрам составляют до 7 % среднего результата, а геометрические размеры, состояние внутренней поверхности труб и разности между диаметрами отдельных участков достигают значительных значений, – до 9 % отдельных результатов. По мнению профессора Г.К. Мерчинга опыты Дарси представляют наиболее полный экспериментальный материал (до 1900 г.); Дарси сделал 198 опытов при разных скоростях течения воды с 22 трубами, диаметром от 1,22 см до 50,0 см; скорость течения жидкости определялась по расходу за определенное время и для определенного сечения трубы, а падение давления на единицу длины трубы ( $i = H/L$ ) определялось непосредственно высотой столба воды (H) по пьезометрам, два из которых установлены в начале и конце трубы и, кроме того, использовались дополнительно три пьезометра, расстояние между которыми было 50 м. На основании собственных результатов опытов Г. Дарси (Н. Darcy, 1856 г.) установил, что эмпирический закон движения воды в новых трубах может быть определен выражением:

$$Ri = av + bv^2, \quad (4)$$

$v$  – скорость движения воды в трубе;  $a, b$  – постоянные коэффициенты, определяемые по формулам:

$$a = 0,000031635 + \frac{0,0000000037556}{R^2},$$

$$b = 0,000442939 + \frac{0,000006201}{R}, \quad (5)$$

(соотношения без номера на стр. 39 статьи [26] и стр. 36 [27]).

Часть результатов опытов Г. Дарси представлена ниже в табл. 1. Результаты опытов Г. Дарси показывают отклонения данных о падении гидравлического напора на единицу длины, достигающие 7 % и не представляют доказательства неточности экспериментальных результатов, а определяют границу точности того времени (1856 г.), ниже которой нельзя допускать, а точность формул соответствует точности опытов и той степени

измерения параметров при течении жидкостей в широких трубах при сравнительно большом числе опытов (198) [26, 27] и, таким образом, нуждаются в уточнении основные положения экспериментов, положенные в основу теории движения вязкой жидкости: в трубах и пористой среде реализуются разные режимы фильтрации вязкой жидкости.

Табл. 1. Результаты опытов Н. Дарси (1856 г.) при течении воды в трубах разного диаметра

№	$U$	$i$	$A = \frac{id}{v^2}$
I. Труба $d = 12,2$ мм			
1	0,0344	0,00085	0,00876
2	0,0718	0,00184	0,00435
3	0,1170	0,00304	0,00229
4	0,1470	0,00533	0,00301
5	0,1690	0,00754	0,00322
6	0,2300	0,01650	0,00381
7	0,2870	0,02580	0,00382
8	0,3430	0,03472	0,00360
9	0,3920	0,04399	0,00347
10	0,4780	0,06264	0,00334
11	0,5730	0,08554	0,00318
12	0,8460	0,17862	0,00304
13	1,1950	0,34426	0,00294
II. Труба $d = 26,6$ мм			
14	0,0578	0,00033	0,00263
15	0,1310	0,00152	0,00235
16	0,2480	0,00487	0,00210
17	0,3680	0,01015	0,00199
18	0,5220	0,01937	0,00189
19	0,6670	0,03126	0,00187
20	0,7960	0,04348	0,00182
21	0,9610	0,06316	0,00182
22	1,2350	0,10022	0,00175
23	1,2810	0,10571	0,00171
24	1,6820	0,17826	0,00167
25	1,9980	0,25601	0,00170
26	2,1840	0,30952	0,00172
III. Труба $d = 39,5$ мм			
27	0,0626	0,00022	0,00221
28	0,1112	0,00078	0,00249
29	0,1848	0,00182	0,00210
30	0,2616	0,00336	0,00194
31	0,3817	0,00650	0,00176
32	0,5594	0,01286	0,00175
33	0,7878	0,02389	0,00152
34	0,9149	0,03123	0,00147
35	1,0951	0,04348	0,00143
36	1,9205	0,12315	0,00132
37	2,3055	0,17553	0,00130
38	2,5971	0,22408	0,00131



В-третьих, работами академика А.Х. Мирзаджанзаде и профессора Г.И. Баренблатта с сотрудниками [29–31] экспериментально установлено наличие начального градиента давления необходимого для фильтрации газожидкостных систем в пористых средах и поэтому вместо традиционного линейного закона фильтрации в форме Дарси:

$$\bar{v} = -\frac{k}{\mu} \nabla p, \quad (6)$$

$\bar{v}$  – вектор скорости фильтрации жидкости;  $k$  – проницаемость пористой среды;  $\mu$  – вязкость жидкости;  $\nabla p$  – градиент давления (соотношение (1.9), стр. 26, [31]), необходимо другое уравнение.

Специально отмечается, что при постоянной проницаемости и движении ньютоновской жидкости, вязкость которой не зависит от скорости фильтрации, зависимость между  $\bar{v}$  и  $\nabla p$  является линейной; прикладываемый перепад давления ( $\nabla p$ ) расходуется (затрачивается) на преодоление сил вязкого трения ([31], стр. 26–27). Однако, буровой раствор и технологические жидкости, применяемые при бурении, ремонте скважин и добыче нефти и газа не являются ньютоновскими жидкостями [18–21]; зависимость скорости фильтрации от градиента давления при фильтрации в пористой среде имеет нелинейный характер. Опытами установлено [29–31], что если значение действующего градиента давления меньше некоторого «начального градиента давления», то фильтрация жидкости (нефть, газоконденсат, пластовая вода) в пористой среде (пласте) не происходит. Для одномерного течения закон фильтрации в пористой среде при этом имеет вид:

$$\bar{v} = \begin{cases} -\frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - q_0 \right), & \text{если } \frac{\partial p}{\partial x} \geq q_0, \\ 0, & \text{если } \frac{\partial p}{\partial x} < q_0 \end{cases} \quad (7)$$

(соотношение (1.12), стр. 30, [31]).

Кроме того, в линейной и нелинейной моделях фильтрации жидкостей и газов в пористой среде [22–24] на основе закона Дарси совершенно не учитывается влияние конденсата, выпавшего в призабойной зоне на коэффициенты фильтрационного сопротивления [32]; практически с момента пуска скважины в эксплуатацию в призабойной зоне происходит накопление и вынос выпадающего конденсата. Процесс накопления происходит до достижения насыщенности, необходимой для начала двухфазного течения (движения); в процессе разработки месторождения насыщение порового пространства конденсатом и радиус двухфазного движения постоянно увеличивается. В результате непрерывного выпадения конденсата изменяется характеристика пласта, что приводит к изменению коэффициентов фильтрационного сопротивления; существующие теоретические исследования выполнены при условии выполнения линейного закона фильтрации в форме Дарси и практически не применимы ([32], стр. 19).

**Новая цифровая модель фильтрации бурового раствора.** Принимаем справедливость следующего утверждения: относительное изменение скорости и объема фильтрации вязкой жидкости в пористой среде пропорционально потенциально возможному приращению

объема вязкой жидкости для определяемых горно-геологических и термобарических условий, поэтому можно записать основное дифференциальное уравнение в виде:

$$\frac{Q'(t)}{Q + Q_{\min}} = k(Q_{\max} - Q), \quad (8)$$

$k$  – постоянный коэффициент, определяющий характер изменения притока жидкости;  $Q(t)$  – текущее значение объема фильтрации жидкости;  $Q(t)$  – скорость изменения объема жидкости;  $Q_{\min}$ ,  $Q_{\max}$  – минимальное ( $Q_{\min}$ ) и максимальное ( $Q_{\max}$ ) значения объема фильтрации (значения постоянных  $k$ ,  $Q_{\min}$ ,  $Q_{\max}$  определяются по результатам гидродинамических испытаний скважины [33–36]).

Для решения уравнения можно назначить «начальные» условия:

$$Q(t_0) = Q_0, \quad (9)$$

$t_0$ ,  $Q_0$  – постоянные, определяющие начальные значения времени ( $t_0$ ) и объема фильтрации ( $Q_0 = Q(t_0)$ , можно принять  $Q_0 = Q_{\min}$ ).

Решение уравнения (8), удовлетворяющее начальным условиям (9), можно записать в виде:

$$Q(t) = \frac{Q_{\max}(Q_{\min} + Q_0) \exp[k(Q_{\min} + Q_{\max})(t - t_0)] - Q_{\min}(Q_{\max} - Q_0)}{(Q_{\min} + Q_0) \exp[k(Q_{\min} + Q_{\max})(t - t_0)] + (Q_{\max} - Q_0)}. \quad (10)$$

Значение постоянного коэффициента  $k$  можно находить по фактическим данным по формуле:

$$k = \frac{\ln[(Q_{\max} - Q_0)(Q_{\min} + Q)] - \ln[(Q_{\min} + Q_0)(Q_{\max} - Q)]}{(Q_{\min} + Q_{\max})(t - t_0)}. \quad (11)$$

Максимальное значение объема фильтрации ( $Q_{\max}$ ) можно находить по фактическим данным по следующей приближенной формуле:

$$Q_{\min} + Q_{\max} = \frac{2(Q_{\min} + Q_1)(Q_{\min} + Q_2)(Q_{\min} + Q_3) - (Q_{\min} + Q_2)^2(Q_1 + Q_3 + 2Q_{\min})}{(Q_{\min} + Q_1)(Q_{\min} + Q_3) - (Q_{\min} + Q_2)^2}, \quad (12)$$

$Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_3$  – значения объема фильтрации, определенные через равные интервалы времени, т. е.  $t_3 - t_2 = t_2 - t_1$  и соответственно:  $Q_1 = Q(t_1)$ ,  $Q_2 = Q(t_2)$ ,  $Q_3 = Q(t_3)$ .

В практических расчетах целесообразно использовать формулы (10)–(12) для определенных интервалов изменения времени ( $t$ ) от значения  $t = t_{i-1}$  до значения  $t = t_i$  ( $i = 1, 2, 3, \dots$  – индекс интервала).

**Примеры расчетов.** *Пример 1.* Воспользуемся опытными данными Г. Дарси (табл. 1), полученными при течении воды в железной трубе наружным диаметром 12,2 мм. Из данных табл. 1 находим значения:

$$v_0 = 0,0344; \quad i(v_0) = 0,00085 = i_0; \quad i_{\min} = i_0 = 0,00085; \quad i_{\max} = 0,42708.$$

Вместо соотношений (8) и (9) при этом используем следующие:

$$\frac{di}{dv} = k(i + i_{\min})(i_{\max} - i), \quad (13)$$

$$i(v_0) = i_0, \quad (14)$$

и соответственно, вместо формул (10)–(12), следующие:

$$i(v) = \frac{i_{\max}(i_{\min} + i_0) \exp[k(i_{\min} + i_{\max})(v - v_0)] - i_{\min}(i_{\max} - i_0)}{(i_{\min} + i_0) \exp[k(i_{\min} + i_{\max})(v - v_0)] + (i_{\max} - i_0)}, \quad (15)$$

$$k = \frac{\ln[(i_{\max} - i_0)(i_{\min} + i_1)] - \ln[(i_{\min} + i_0)(i_{\max} - i_1)]}{(i_{\min} + i_{\max})(v_1 - v_0)}, \quad (16)$$

$$i_{\min} + i_{\max} = \frac{2(i_{\min} + i_1)(i_{\min} + i_2)(i_{\min} + i_3) - (i_{\min} + i_2)^2(i_1 + i_3 + 2i_{\min})}{(i_{\min} + i_1)(i_{\min} + i_3) - (i_{\min} + i_2)^2}, \quad (17)$$

$i_1, i_2, i_3$  – значения гидравлического напора на единицу длины трубы ( $i$ ), определенные через равные интервалы изменения скорости движения вода, т. е.  $v_3 - v_2 = v_2 - v_1$  и соответственно:  $i_1 = i(v_1), i_2 = i(v_2), i_3 = i(v_3)$ .

На основе формулы (15) можно определить зависимость падения гидравлического напора на единицу длины трубы ( $i$ ) от скорости движения воды ( $v$ ) в виде:

$$i(v) = \frac{0,42708(0,00085 + 0,00085) \exp[k(0,42793)(v - 0,0344)] - 3,623 \cdot 10^{-4}}{(0,00085 + 0,00085) \exp[k(0,42793)(v - 0,0344)] + 0,42623}.$$

По формуле (16) находим значение коэффициента  $k_1$  на интервале от  $v_0 = 0,0344$ , когда  $i_0 = i(0,0344) = 0,00085$ , до значения  $v_1 = 0,0718$ , когда  $i_1 = i(0,0718) = 0,00184$ :

$$k_1 = \frac{\ln[(0,42623)(0,00269)] - \ln[(0,0017)(0,42524)]}{(0,42793)(0,0374)} = 28,819143,$$

и найдем значение:

$$k_1(i_{\max} + i_{\min}) = 12,332576.$$

Падение гидравлического напора на единицу длины трубы ( $i$ ) на интервале от  $v_0 = 0,0344$  до  $v = v_1 = 0,0718$  определяется по формуле:

$$i(v) = \frac{7,26036 \cdot 10^{-4} \exp[12,332576(v - 0,0344)] - 3,623 \cdot 10^{-4}}{0,00170 \exp[12,332576(v - 0,0344)] + 0,42623},$$

по этой формуле найдем значения:

$$i(0,0344) = 0,0008499,$$

$$i(0,0718) = 0,0018399,$$

и прогнозное (расчетное) значение:

$$i(0,1170) \approx 0,0038253.$$

По формуле (16) находим значение коэффициента ( $k_2$ ) на интервале от  $v_1 = 0,0718$ , когда  $i_1 = i(0,0718) = 0,00184$  до значения  $v_2 = 0,1170$ , когда  $i_2 = i(0,1170) = 0,00304$ :

$$k_2 = 19,216498,$$

и найдем значение:

$$k_2(i_{\max} + i_{\min}) = 8,223316.$$

Падение гидравлического напора на единицу длины трубы ( $i$ ) на интервале от  $v_1 = 0,0718$  до  $v = v_2 = 0,1170$  определяется по формуле:

$$i(v) = \frac{0,42708(0,00269) \exp[8,223316(v - 0,0718)] - 3,614 \cdot 10^{-4}}{0,00269 \exp[8,223316(v - 0,0718)] + 0,42524},$$

по этой формуле найдем значения:

$$i(0,0718) = 0,001840,$$

$$i(0,117) = 0,003040,$$

и прогнозное (расчетное) значение:

$$i(0,147) \approx 0,00533$$

и т. д.

Все последующие результаты расчетов приведены в табл. 2.

Данные табл. 2 показывают, что опытные (по Дарси) и расчетные значения падения давления на единицу трубы ( $i$ ) (по новой методике) при движении воды в гладкой железной трубе диаметром 12,2 мм отличаются не более чем на 20 %, т. е. находятся в пределах точности проведения экспериментов.

**Пример 2.** Рассмотрим экспериментальные данные профессора Г.К. Мерчинга, полученные при движении воды по стальной трубе диаметром 21,2 мм (первая серия опытов, данные приведены в таблице на стр. 14, [27]); воспользуемся формулами (15)–(17) и изложенной выше методикой; результаты расчетов и опытные данные Г.К. Мерчинга приведены ниже в табл. 3.

Данные табл. 3 показывают хорошее (различие данных не превышает 10 %) соответствие опытных (по Г.К. Мерчингу) и расчетных значений падения давления

Табл. 2. Опытные (по Дарси) и расчетные значения падения давления на единицу трубы ( $i$ ) при движении воды в трубе диаметром 12,2 мм

№№ п. п.	Скорость течения воды $v$ , м/сек	Падение давления (опыт) $i$ , мм/м	Падение давления (расчет) $i_p$ , мм/м	Коэффициент $k_i$	Скорость падения давления $i'(v)$
1	0,0344	0,00085	0,000850	–	–
2	0,0718	0,00184	0,001840	28,819143	0,032966
3	0,117	0,00304	0,003825	19,216498	0,031698
4	0,147	0,00533	0,004116	36,479812	0,095082
5	0,169	0,00754	0,007811	33,031751	0,116269
6	0,230	0,01650	0,01850	28,660274	0,204163
7	0,287	0,02580	0,032680	18,535086	0,198216
8	0,343	0,03472	0,039304	12,985814	0,181233
9	0,392	0,04399	0,044668	12,185278	0,209316
10	0,478	0,06264	0,065543	10,806208	0,250037
11	0,573	0,08554	0,090211	9,172347	0,270636
12	0,846	0,17862	0,180941	8,981982	0,400517
13	1,195	0,34426	0,313347	11,734154	0,335386

Табл. 3. Опытные (по Г.К. Мерчингу) и расчетные значения падения давления на единицу трубы ( $i$ ) при движении воды в трубе диаметром 21,2 мм

№№ п. п.	Скорость течения воды $v$ , м/сек	Падение давления (опыт) $i$ , мм/м	Падение давления (расчет) $i_p$ , мм/м	Коэффициент $k_i$	Скорость падения давления $i'(v)$
1	0,616	0,0385	0,03850	–	–
2	0,634	0,0400	0,04000	61,277355	0,080572
3	0,643	0,0411	0,04071	95,471344	0,118932
4	0,653	0,0418	0,04225	57,233748	0,068708
5	0,665	0,0432	0,042606	101,145349	0,111971
6	0,678	0,0445	0,044591	94,203284	0,095781
7	0,690	0,04457	0,045604	5,751262	0,005819
8	0,704	0,0470	0,044651	188,496983	0,157136
9	0,712	0,0480	0,048187	157,272471	0,119036
10	0,724	0,0495	0,049327	179,566607	0,114563
11	0,739	0,0505	0,051042	111,789719	0,062183
12	0,752	0,0520	0,051261	235,130488	0,101077
13	0,761	0,0531	0,052831	321,375178	0,107449
14	0,779	0,0545	0,054611	291,026639	0,060897
15	0,790	0,0560	0,055081	1063,815443	0,075398



на единицу трубы ( $i$ ) (по новой методике) при движении воды в гладкой стальной трубе диаметром 21,2 мм; необходимо отметить, что в опытах Г.К. Мерчинга точность измерения скорости течения, геометрических размеров труб и падения давления на единицу трубы была значительно выше (почти в 2 раза), чем в экспериментах Г. Дарси.

**Пример 3.** Профессор Б.Б. Лапук в 1941 г. опубликовал важную аналитическую работу [37], посвященную краткому описанию результатов экспериментального изучения движения газированной жидкости в несцементированных песках, выполненных R.D. Wyckoff, H.G. Botset, M. Muskat, M.W. Meres в США в течение 1934–1936 гг. [38, 39]. По мнению Б.Б. Лапука работы американских специалистов [38, 39] «несомненно, представляют большой интерес для изучения особенностей движения газированной нефти в пористой среде и являются шагом вперед в решении столь сложной и важной для нефтяной промышленности проблемы. Экспериментальная установка «Пласт» изготовлена из составной бакелитовой трубы диаметром 2", состоящей из 10 секций общей длиной около 3 м (10 фут.). Секции соединялись между собой при помощи бронзовых колец, являющихся одновременно пьезометрическими кольцами и электродами. Опыты проводились с водой, насыщенной углекислотой. Рассмотрим опытные данные R.D. Wyckoff, H.G. Botset, M. Muskat, M.W. Meres, полученные при изучении движения газированной и негазированной жидкостей в несцементированных песках [38, 39], описанные в статье Б.Б. Лапука [37] и представленные в табл. 4.

В данном случае вместо соотношений (8), (9) и (13), (14) запишем следующие:

Табл. 4. Расчетные и опытные значения дебита жидкости ( $Q_{ж}$ ) и газа ( $Q_g$ ) в зависимости от давления на забое скважины ( $p_z$ ) (табл. 1, стр. 48, [37])

$p_z$ , ат	$\bar{p}_z$ , ат	$\bar{H}_z$ , ат	$H_z$ , ат	$H_k - H_z$ , ат	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут.	$Q_g$ , м <sup>3</sup> /сут.
100	15,2	6,44	42,6	25,9	393	$1,35 \cdot 10^5$
79,5	11,1	4,22	27,9	40,6	537	$2,11 \cdot 10^5$
55,0	8,33	2,83	18,7	49,7	657	$2,58 \cdot 10^5$
41,2	6,25	1,87	12,4	56,1	742	$2,91 \cdot 10^5$
33,0	5,00	1,35	8,95	59,6	788	$3,09 \cdot 10^5$
21,3	3,23	0,70	4,63	63,8	844	$3,31 \cdot 10^5$
13,7	2,08	0,36	2,38	66,2	875	$3,43 \cdot 10^5$
6,60	1,00	0,11	0,729	67,7	895	$3,51 \cdot 10^5$
0	0	0	0	68,5	905	$3,55 \cdot 10^5$

$$\frac{dQ}{dp} = k(Q + Q_{\min})(Q_{\max} - Q), \quad (18)$$

$$Q(p_0) = Q_0, \quad (19)$$

и, соответственно, вместо формул (10)–(12) и (15)–(17), имеем следующие:

$$Q(p) = \frac{Q_{\max}(Q_{\min} + Q_0) \exp[k(Q_{\min} + Q_{\max})(p - p_0)] - Q_{\min}(Q_{\max} - Q_0)}{(Q_{\min} + Q_0) \exp[k(Q_{\min} + Q_{\max})(p - p_0)] + (Q_{\max} - Q_0)}, \quad (20)$$

$$k = \frac{\ln[(Q_{\max} - Q_0)(Q_{\min} + Q)] - \ln[(Q_{\min} + Q_0)(Q_{\max} - Q)]}{(Q_{\min} + Q_{\max})(p - p_0)}, \quad (21)$$

$$Q_{\min} + Q_{\max} = \frac{2(Q_{\min} + Q_1)(Q_{\min} + Q_2)(Q_{\min} + Q_3) - (Q_{\min} + Q_2)^2(Q_1 + Q_3 + 2Q_{\min})}{(Q_{\min} + Q_1)(Q_{\min} + Q_3) - (Q_{\min} + Q_2)^2}, \quad (22)$$

$Q_1, Q_2, Q_3$  – значения дебита жидкости ( $Q$ ) в зависимости от давления ( $P$ ), определенные через равные интервалы изменения давления в скважине, т. е.  $p_3 - p_2 = p_2 - p_1$  и соответственно:  $Q_1 = Q(p_1), Q_2 = Q(p_2), Q_3 = Q(p_3)$ .

Из данных табл. 4 используем следующие данные:

$$Q_0 = Q_{\min} = 393; \quad p_0 = 100; \quad Q_{\max} = 905.$$

По формуле (21) находим значения коэффициента  $n_{1i}$  на интервале изменения давления от  $p_0 = 100$  атм до  $p_1 = 79,5$  атм

$$k_{1i} = \frac{\ln[(905 - 393)(393 + 537)] - \ln[(393 + 393)(905 - 537)]}{(905 + 393)(79,5 - 100)} = -1,873 \cdot 10^{-5},$$

и находим значение:

$$k_{1i}(Q_{\max} + Q_{\min}) = -0,0243156.$$

По формуле (20) определяем зависимость изменения дебита жидкости ( $Q_{ж}$ ) от текущего давления ( $p$ ) в виде:

$$Q_{ж}(p) = \frac{905(786) \exp[-0,0243156(p - 100)] - 393(512)}{(786) \exp[-0,0243156(p - 100)] + 512}.$$

По этой формуле находим значения дебита жидкости ( $Q_{ж}$ ) при давлениях  $p_0 = 100$  атм,  $p_1 = 79,5$  атм:

$$Q_{ж}(100) = \frac{510114}{1298} = 393,0,$$

$$Q_{ж}(79,5) = \frac{969775,678}{1805,913} = 537,00$$

и прогнозное (расчетное) значение дебита жидкости ( $Q_{ж}$ ) при давлении  $p_2 = 55,0$  атм:

$$Q_{ж}(55,0) = 672,60$$

и т. д. Результаты расчетов представлены ниже в табл. 5.

Табл. 5. Экспериментальные (по опытам R.D. Wyckoff, H.G. Botset, M. Muskat, M.W. Meres [37–39]) и расчетные (прогнозные) по формулам (20)–(22) значения дебита жидкости в зависимости от давления на забое скважины

№№ п. п	Давление $p$ , ат	Дебит жидкости (опыт) $Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	Дебит жидкости (расчет) $Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	Константа «роста» дебита $k_{1i} \cdot 10^5$	Скорость «роста» дебита $Q'(p)$
1	100,0	393	393,0	–	–
2	79,5	537	537,0	–1,873	–6,411
3	55,0	657	672,6	–1,623	–4,225
4	41,2	742	710,2	–2,778	–5,139
5	33,0	788	779,7	–3,489	–4,820
6	21,3	844	833,5	–4,594	–3,466
7	13,7	875	865,6	–7,445	–2,832
8	6,6	895	889,7	–12,091	–1,557
9	0	905	–	–	–

Из данных табл. 5 видно хорошее соответствие опытных и расчетных (прогнозных) значений дебита жидкости в зависимости от давления на забое скважины. Аналогичные результаты получены для опытных значений дебита газа в зависимости от давления на забое скважины, табл. 6.

Табл. 6. Экспериментальные (по опытам R.D. Wyckoff, H.G. Botset, M. Muskat, M.W. Meres [37–39]) и расчетные по формулам (20)–(22) значения дебита газа в зависимости от давления на забое скважины

№№ п. п	Давление $p$ , ат	Дебит газа (опыт) $Q_2 \cdot 10^{-5}$ , м <sup>3</sup> /сут	Дебит газа (расчет) $Q_2 \cdot 10^{-5}$ , м <sup>3</sup> /сут	Константа «роста» дебита $k_{II} \cdot 10^6$	Скорость «роста» дебита $Q_2'(p)$
1	100,0	1,54	1,540	–	–
2	79,5	2,11	2,110	–4,823	–2535,1
3	55,0	2,58	2,645	–4,140	–1654,3
4	41,2	2,91	2,788	–7,017	–1998,4
5	33,0	3,09	3,057	–8,862	–1887,5
6	21,3	3,31	3,268	–11,704	–1362,3
7	13,7	3,43	3,395	–18,550	–1106,3
8	6,6	3,51	3,488	–30,842	–622,99
9	0	3,55	–	–	–

Из данных табл. 6 видно хорошее соответствие опытных и расчетных (прогнозных) значений дебита газа в зависимости от давления на забое скважины.

Пример 4. Рассмотрим экспериментальные данные, полученные в опытах Л.И. Рябовой, Д.С. Шляхового, Е.В. Тимофеевой [40], на основе которых построены кривые изменения контракции ( $V$ ) (относительное изменение объема образца на 100 г массы) в зависимости от времени ( $t$ ) и дозировки ( $x$ ) реагентов серии «Креп» (рис. 1), табл. 7 (данные табл. 7 относятся к варианту чистого портландцемента (ПЦТ) при водоцементном отношении  $B : Ц = 0,44$ , кривая 1 на рис. 1).

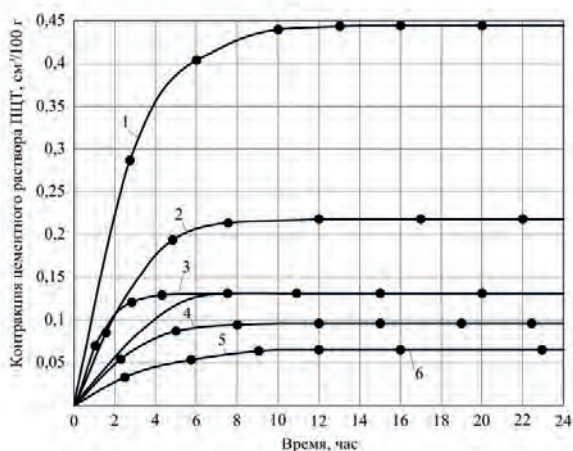


Рис. 1. Зависимость контракции цементного раствора ПЦТ при его твердении от дозировки реагентов серии «Креп» ( $B/C = 0,44$ ):  
 1 – ПЦТ; 2 – ПЦТ + 1 % «Креп +»; 3 – ПЦТ + 1 % «Креп +» с аморфным Al; 4 – ПЦТ + 1 % «Креп 2»; 5 – ПЦТ + 1,0 % «Креп 4»; 6 – ПЦТ + 1,0 % «Креп 1»

Табл. 7. Контракция цементного раствора (ПЦТ) во времени (рис. 2, стр. 42, [40])

№№ п. п	Время, час.	Изменение объема (опыт), см <sup>3</sup> /100 г	Изменение объема (расчет), см <sup>3</sup> /100 г	Константа $k_i$	Скорость изменения объема $V'(t)$
1	2,5	0,280	0,2800	–	–
2	6,0	0,405	0,4050	0,5919	0,0186
3	8,0	0,430	0,4309	0,5609	0,0084
4	10,0	0,443	0,4416	0,6725	0,0039
5	12,0	0,447	0,4479	0,4779	0,0014
6	20,0	0,449	0,4507	0,1190	0,0001
7	24,0	0,4495	0,4496	–	–

Кривые изменения контракции цементного раствора марки ПЦТ на рис. 1 показывают, что уменьшение суммарного объема твердой и жидкой фаз (контракция) происходит непрерывно и неравномерно во времени, а разные кривые подобны и имеют определенные максимальные значения объема контракции цементного камня. Авторы статьи [40] специально отмечают, что «объемные изменения цементного камня являются одним из основных факторов, определяющих герметичность законченного пространства скважины; процессы контракции и изменения скелетного объема при затворении тампонажных суспензий до настоящего времени недостаточно изучены» ([40], стр. 40).

В данном случае вместо соотношений (8) и (9), (13) и (14), (18) и (19) запишем следующие:

$$\frac{dV}{dt} = k(V + V_{\min})(V_{\max} - V), \quad (23)$$

$$V(t_0) = V_0, \quad (24)$$

и, соответственно, вместо формул (10)–(12), (15)–(17), (20)–(22) имеем следующие:

$$V = \frac{V_{\max}(V_{\min} + V_0) \exp[k(V_{\min} + V_{\max})(t - t_0)] - V_{\min}(V_{\max} - V_0)}{(V_{\min} + V_0) \exp[k(V_{\min} + V_{\max})(t - t_0)] + (V_{\max} - V_0)}, \quad (25)$$

$$k = \frac{\ln[(V_{\max} - V_0)(V_{\min} + V)] - \ln[(V_{\min} + V_0)(V_{\max} - V)]}{(V_{\min} + V_{\max})(t - t_0)}, \quad (26)$$

$$V_{\min} + V_{\max} = \frac{2(V_{\min} + V_1)(V_{\min} + V_2)(V_{\min} + V_3) - (V_{\min} + V_2)^2(V_1 + V_3 + 2V_{\min})}{(V_{\min} + V_1)(V_{\min} + V_3) - (V_{\min} + V_2)^2}, \quad (27)$$

$V_1, V_2, V_3$  – значения относительного изменения объема образца ( $V$ ) во времени ( $t$ ), определенные через равные интервалы изменения времени, т. е.  $t_3 - t_2 = t_2 - t_1$  и соответственно:  $V_1 = V(t_1), V_2 = V(t_2), V_3 = V(t_3)$ .

Из данных табл. 7 используем значения:

$$t_0 = 2,5; \quad V_0 = V(2,5) = 0,280 = V_{\min};$$

$$t_1 = 10,0; \quad V_1 = V(10,0) = 0,443;$$

$$t_2 = 12,0; \quad V_2 = V(12,0) = 0,447;$$

$$t_3 = 20,0; \quad V_3 = V(20,0) = 0,449.$$



По формуле (27) находим максимальное значение относительного изменения объема ( $V_{\max}$ ) при контракции:

$$V_{\max} + 0,280 = \frac{2(0,28 + 0,443)(0,28 + 0,447)(0,28 + 0,449) - (0,727)^2(1,452)}{(0,723)(0,729) - (0,727)^2} = 0,731,$$

или:

$$V_{\max} = 0,731 - 0,28 = 0,451.$$

Результаты последующих расчетов приведены в табл. 7; результаты расчетных значений хорошо соответствуют опытными данным.

В качестве основных выводов по работе можно отметить следующие положения.

1. Представлен краткий обзор и анализ существующих зависимостей, определяющих фильтрацию жидкости (раствора) при вскрытии пласта в процессе бурения; отмечены работы, в которых определены факторы и параметры, влияющие на процесс кольтматации призабойной зоны пласта.

2. Предложена новая методика анализа фильтрации бурового раствора при первичном вскрытии продуктивного низкопроницаемого пласта.

3. Проведены примеры расчетов, показывающие эффективность новой методики; результаты расчетов хорошо соответствуют опытными данным.

## Литература

1. Раабен В.Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. – М.: Наука, –1978. – 144 с.
2. Якушев В.С., Скоробогатов В.А. Традиционные и нетрадиционные ресурсы газа Надым-Пур-Тазовского региона и перспективы их освоения до 2040 г. // НТЖ «Наука и техника в газовой промышленности». – 2010. – № 4. – С. 79–83.
3. Варламов А.И. Состояние сырьевой базы углеводородов Российской Федерации и предложения по обеспечению минерально-сырьевой безопасности // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 2–12.
4. Якуцени В.П., Жарков А.М., Петрова Ю.Э. Нетрадиционные источники природных газов: перспективы и проблемы их освоения // Геология нефти и газа. – 2012. – № 6. – С. 63–72.
5. Гулев В.Л., Гафаров Н.А., Высоцкий В.И. и др. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти. – М.: Недра, – 2014. – 284 с.
6. Касперский Б.В. Проникновение твердой фазы глинистых растворов в пористую среду // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 9. – С. 30–32.
7. Алекперов В.Т., Никишин В.А. О кольтматации проницаемых отложений при бурении скважин // РНТС «Бурение». – 1972. – № 2. – С. 36–39.
8. Алекперов В.Т., Никишин В.А. Кольтматация проницаемых пластов в процессе бурения и ее последствия // НТЖ «Нефтяное хозяйство». – 1972. – № 8. – С. 21–24.
9. Башлыкин И.И. Формирование зоны внутренней кольтматации в пласте-коллекторе и оценка ее глубины // РНТС «Бурение». – 1975. – № 7. – С. 36–39.
10. Михеев М.А. Исследование загрязнения продуктивного пласта растворами на водной основе с использованием модели кругового пласта // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 1999. – № 8–9. – С. 8–9.
11. Гуфранов М.Г. О динамике изменения свойств породы в прискважинной области / Каротажник. – 2000. – Вып. 77. – С. 75–79.
12. Уляшева Н.М., Патракова Е.Е. Моделирование процесса фильтрации при вскрытии карбонатных коллекторов порово-трещинного типа // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2002. – № 2. – С. 24–32.
13. Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // Прикладная механика и техническая физика. – 2003. – Том 44. № 6. – С. 148–157.
14. Бондаренко В.В. Применение метода геолого-математического моделирования для изучения и оценки количественного влияния кольтматации на продуктивность скважин // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2007. – № 7. – С. 34–40.
15. Дубов Н.И., Мойса Ю.Н., Яковенко В.И. Кольтматация и физико-химические свойства бурового раствора при вскрытии продуктивных пластов // НЖ «Нефть. Газ, Инновации». – 2011. – № 12. – С. 42–47.
16. Никитин В.И., Живаева В.В. Динамика проникновения фильтрата буровых промысловых систем на водной основе в пласт // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – 2017. – № 11. – С. 40–42.
17. Уляшева Н.М., Дуркин В.В., Михеев М.А. Кольтматация призабойной зоны пласта технологическими жидкостями при строительстве скважин / Сборник статей «Булатовские чтения». – 2021. – С. 398–400.
18. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промысловых жидкостей для бурения нефтяных скважин. – М.: Гостоптехиздат, – 1967. – 224 с.
19. Колесникова Т.И., Агеев Ю.И. Буровые растворы и крепление скважин. – М.: Недра, – 1975. – 114 с.
20. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра-Бизнесцентр, – 2004. – 711 с.
21. Рябконов С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, – 2009. – 337 с.
22. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, – 2004. – 640 с.
23. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф. и др. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – М.-Л.: Гостехиздат, – 1948. – 244 с.
24. Басниев К.С., Кочина Н.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, – 1993. – 415 с.
25. Мерчинг Г.К. О движении жидкостей – воды, керосина и нефти в трубах / Сборник Института Инженеров Путей Сообщения. – 1890. – Вып. XIX, – С. 17–29.
26. Мерчинг Г.К. О движении жидкостей – воды, керосина и нефти в трубах / Сборник Института Инженеров Путей Сообщения. – 1892. – Вып. XXI, – С. 37–56.
27. Мерчинг Г.К. О движении жидкостей – воды, керосина и нефти в трубах. – С/Петербург: Типография Ю.Н. Эрлих, – 1892. – 62 с.
28. Мерчинг Г.К. О движении жидкостей – воды, керосина и нефти в трубах. Расчеты керосино- и нефтепроводов. – С/Петербург: изд. Г.В. Гольстена, – 1901. – 65 с.
29. Мирзаджанзаде А.Х., Ахмедов З.М., Самедов Т.А. Дифференциальные уравнения фильтрации газожидкостных систем с учетом массопереноса остаточной воды / Доклады АН СССР, – 1967. – Том 176. № 5. – С. 1035–1036.
30. Мирзаджанзаде А.Х., Баренблатт Г.И., Ентов В.М. и др. О возможном влиянии начального градиента на разработку многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 1970. – № 1. – С. 39–45.
31. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, – 2005. – 280 с.
32. Алиев З.С., Горбунов В.Е., Коротаев Ю.П. Влияние конденсата, выпавшего в призабойной зоне, на коэффициенты фильтрационного сопротивления // Газовое дело. 1969. – № 12. – С. 19–21.
33. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, – 1987. – 375 с.
34. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. – М.: Недра, – 1984. – 268 с.
35. Рязанцев Н.Ф., Беляков Н.В., Домашенко Г.М. Испытание скважин в процессе бурения. – М.: Физматкнига, – 2004. – 480 с.



36. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, – 1993. – 523 с.

37. Лапук Б.Б. Об установившемся движении газированной жидкости в пористой среде / Сборник статей «Нефтяная промышленность СССР», – 1941. – № 5. – С. 42–50.

38. Wyckoff R.D., Botset H.G. The Flow of Gas-Liquid Mixtures through Unconsolidated Sands // *Physics*. – 1936. – V. 7, September.

39. Muskat M., Wyckoff R.D., Botset H.G., Meres. M.W. Flow of Gas-Liquid Mixtures through // *Petroleum Development and Technology*, – 1937.

40. Рябова Л.И., Шляховой Д.С., Тимофеева Е.В. Объемные изменения цементного раствора и камня, влияющие на качество цементирования скважин // *Нефтяное хозяйство*. – 2008. – № 2. – С. 39–41.

## References

1. Raaben V.F. Distribution of oil and gas in the regions of the world. – Moscow: Nauka Publ., – 1978. – P. 144.

2. Yakushev V.S., Skorobogatov V.A. Traditional and non-traditional gas resources of the Nadym-Pur-Taz region and the prospects for their development until 2040 // *STJ Science and technology in the gas industry*. – 2010. – No. 4. – Pp. 79–83.

3. Varlamov A.I. The state of the raw material base of hydrocarbons in the Russian Federation and proposals for ensuring mineral and raw material security // *Geology of Oil and Gas*. – 2012. – No. 1. – Pp. 2–12.

4. Yakutseny V.P., Zharkov A.M., Petrova Yu.E. Unconventional sources of natural gases: prospects and problems of their development // *Geology of Oil and Gas*. – 2012. – No. 6. – Pp. 63–72.

5. Gulev V.L., Gafarov N.A., Vysotsky V.I. etc. Non-traditional resources of gas and oil. – Moscow: Nedra, – 2014. – P. 284.

6. Kaspersky B.V. Penetration of the solid phase of clay solutions into a porous medium // *Neftyanoe khozyaystvo*. – 1971. – No. 9. – Pp. 30–32.

7. Alekperov V.T., Nikishin V.A. On the clogging of permeable deposits during well drilling // *RNTS Burenie*. – 1972. – No. 2. – Pp. 36–39.

8. Alekperov V.T., Nikishin V.A. Colmatation of permeable formations during drilling and its consequences. – Oil business, – 1972. – No. 8. – Pp. 21–24.

9. Bashlykin I.I. Formation of the zone of internal clogging in the reservoir and assessment of its depth // *RNTS Burenie*. – 1975. – No. 7. – Pp. 36–39.

10. Mikheev M.A. Investigation of reservoir pollution with water-based solutions using a circular reservoir model. STJ Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 1999. – No. 8–9. – Pp. 8–9.

11. Gufranov M.G. On the dynamics of changes in rock properties in the wellbore area / *Karotazhnik*. – 2000. – Issue. 77. – Pp. 75–79.

12. Ulyasheva N.M., Patrakova E.E. Modeling of the filtration process during the opening of carbonate reservoirs of porous-fractured type // *Izvestiya VUZov. Oil and gas*. – 2002. – No. 2. – Pp. 24–32.

13. Kashevarov A.A., Eltsov I.N., Epov M.I. Hydrodynamic model of penetration zone formation during well drilling // *Applied mechanics and technical physics*. – 2003. – Volume 44. – No. 6. – Pp. 148–157.

14. Bondarenko V.V. Application of the method of geological and mathematical modeling for the study and evaluation of the quantitative impact of colmatation on well productivity // *STJ Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2007. – No. 7. – Pp. 34–40.

15. Dubov N.I., Moisa Yu.N., Yakovenko V.I. Clogging and physical and chemical properties of the drilling fluid during the opening of productive layers // *STJ Oil. Gas, Innovations*. – 2011. – No. 12. – Pp. 42–47.

16. Nikitin V.I., Zhivaeva V.V. Dynamics of penetration of the filtrate of drilling field systems on a water basis into the reservoir // *STJ Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2017. – No. 11. – Pp. 40–42.

17. Ulyasheva N.M., Durkin V.V., Mikheev M.A. Colmatization of the bottomhole formation zone with process fluids during well construction / Collection of articles Bulatov Readings. – 2021. – Pp. 398–400.

18. Rogers V.F. Composition and properties of drilling fluids for drilling oil wells. – Moscow: Gostoptekhizdat Publ., – 1967. – P. 224.

19. Kolesnikova T.I., Ageev Yu.I. Drilling fluids and well casing. – Moscow: Nedra Publ., – 1975. – P. 114.

20. Tokunov V.I., Saushin A.Z. Technological fluids and compositions for increasing the productivity of oil and gas wells. – Moscow: Nedra–Business Center Publ., – 2004. – P. 711.

21. Ryabokon S.A. Technological fluids for well completion and workover. – Krasnodar, – 2009. – P. 337.

22. Masket M. The flow of homogeneous liquids in a porous medium. – Moscow–Izhevsk: Institute for Computer Research Publ., – 2004. – P. 640.

23. Krylov A.P., Glogovsky M.M., Mirchink M.F. and other Scientific bases for the development of oil fields. – Moscow–Leningrad: Gostekhizdat Publ., – 1948. – P. 244.

24. Basniev K.S., Kochina N.N., Maksimov V.M. Underground hydromechanics. – Moscow: Nedra Publ., – 1993. – P. 415.

25. Mercching G.K. On the movement of liquids – water, kerosene and oil in pipes / Collection of the Institute of Engineers of Communications. – 1890. – Issue. XIX. – Pp. 17–29.

26. Mercching G.K. On the movement of liquids – water, kerosene and oil in pipes / Collection of the Institute of Engineers of Communications. – 1892. – Issue. XXI. – Pp. 37–56.

27. Mercching G.K. On the movement of liquids – water, kerosene and oil in pipes. – St. Petersburg: Tipography Yu.N. Erlich Publ., – 1892. – P. 62.

28. Mercching G.K. On the movement of liquids – water, kerosene and oil in pipes. Calculations of kerosene and oil pipelines. – St. Petersburg: Eddition G.V. Holsten Publ., – 1901. – P. 65.

29. Mirzajanzade A.Kh., Akhmedov Z.M., Samedov T.A. Differential equations of filtration of gas–liquid systems taking into account the mass transfer of residual water / Reports of the Academy of Sciences of the USSR, – 1967. – Vol. 176. No. 5. – Pp. 1035–1036.

30. Mirzajanzade A.Kh., Barenblatt G.I., Yentov V.M. On the possible impact of the initial gradient on the development of multi-layer gas and gas condensate fields in the water–pressure regime // *Izvestiya VUZov. Oil and gas*. – 1970. – No. 1. – Pp. 39–45.

31. Mirzajanzade A.Kh., Ametov I.M., Kovalev A.G. Physics of an oil and gas reservoir. – Moscow–Izhevsk: Institute for Computer Research Publ., – 2005. – P. 280.

32. Aliev Z.S., Gorbunov V.E., Korotaev Yu.P. Influence of condensate deposited in the bottomhole zone on filtration resistance coefficients // *Gas business*. – 1969. – No. 12. – Pp. 19–21.

33. Itenberg S.S. Interpretation of well logging results. – Moscow: Nedra Publ., – 1987. – P. 375.

34. Karnaukhov M.L., Ryazantsev N.F. Handbook of well testing. – Moscow: Nedra Publ., – 1984. – P. 268.

35. Ryazantsev N.F., Belyakov N.V., Domaschenko G.M. Well testing during drilling. – Moscow: Fizmatkniga Publ., – 2004. – P. 480.

36. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M. etc. Guidance on the study of wells. – Moscow: Nauka Publ., – 1993. – P. 523.

37. Lapuk B.B. On the steady motion of carbonated liquid in a porous medium / Collection of articles "Oil industry of the USSR", – 1941. – No. 5. – Pp. 42–50.

38. Wyckoff R.D., Botset H.G. The Flow of Gas–Liquid Mixtures through Un–consolidated Sands // *Physics*. – 1936. – Vol. 7, September.

39. Muskat M., Wyckoff R. D., Botset H. G., Meres. M.W. Flow of Gas–Liquid Mixtures through // *Petroleum Development and Technology*, – 1937.

40. Ryabova L.I., Shlyakhovoi D.S., Timofeeva E.V. Volumetric changes in cement mortar and stone, affecting the quality of cementing wells // *Neftyanoe khozyaystvo*. – 2008. – No. 2. – Pp. 39–41.



26-я международная выставка  
ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НАУКИ

# ХИМИЯ-2023

30 октября - 2 ноября

ЦВК «Экспоцентр», г. Москва

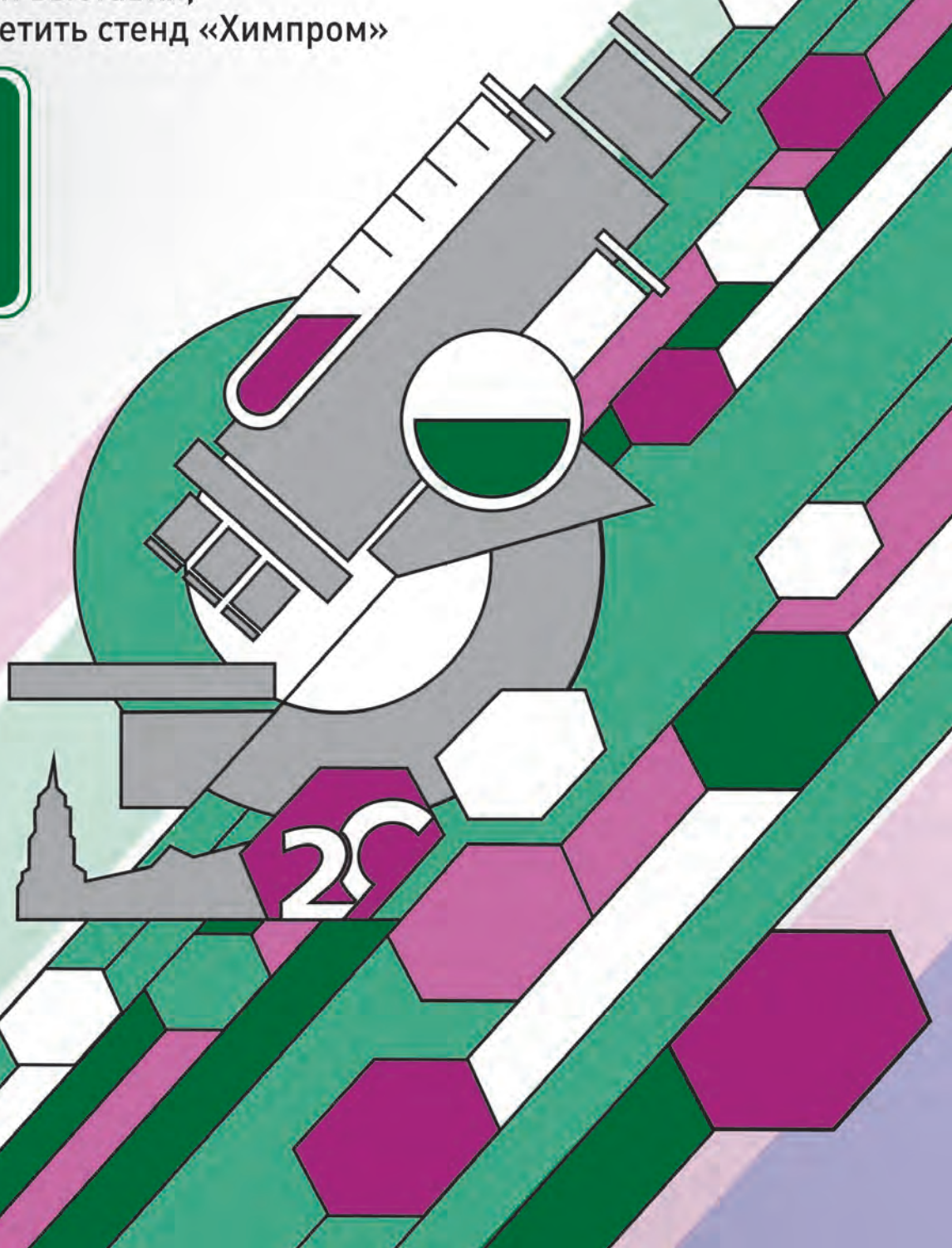
Уважаемые партнеры,  
гости и участники выставки,  
приглашаем посетить стенд «Химпром»

Стенд №  
**21В70**  
павильон 2  
зал 1

+7 (342) 225 02 06  
info@himprom-group.ru  
www.himprom-group.ru



  
**ХИМПРОМ**  
ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ





# МОДИФИКАЦИЯ СВОЙСТВ ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОЭМУЛЬГАТОРА: ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМА И ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ



**А. Н. ТАРАНТИН,**  
специалист отдела  
продвижения химических  
реагентов для бурения  
скважин  
[a.tarantin@himprom-group.ru](mailto:a.tarantin@himprom-group.ru)



**Р. О. КОЖЕВНИКОВ,**  
начальник отдела  
по инновациям и  
разработкам  
[r.kozhevnikov@himprom-group.ru](mailto:r.kozhevnikov@himprom-group.ru),



**М. Т. МАШАРОВ,**  
начальник  
лаборатории научно-  
исследовательских  
разработок  
[m.masharov@himprom-group.ru](mailto:m.masharov@himprom-group.ru)

ООО «Химпром»  
[info@himprom-group.ru](mailto:info@himprom-group.ru)

г. Пермь, 614042, РФ

**A. N. TARANTIN, R. O. KOZHEVNIKOV,  
M. T. MASHAROV**

Khimprom LLC  
Perm, 614042, Russian Federation

*Компания «Химпром» имеет опыт разработки, производства и применения прямых эмульсий с 2017 г. Изначально растворы на основе эмульсий первого рода применялись в Восточной Сибири при бурении в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) с целью снижения репрессии на продуктивный пласт. Со временем были выявлены технологические преимущества прямых эмульсий по сравнению с базовыми растворами на водной основе, что обусловило их применение на локациях, где проблема низкой плотности раствора была не столь актуальна, как проблемы с обеспечением стабильности ствола скважины. В настоящее время прямые эмульсии с использованием эмульгаторов Neodirect-Emul используются в Западной Сибири, Республике Коми и Поволжье, обеспечивая высокие ингибирующие свойства и снижение фильтрации.*

УДК 665.61

**Ключевые слова:** бурение скважин, буровой раствор, эмульсия первого рода, эмульгатор, соэмульгатор

## MODIFICATION OF DIRECT EMULSION PROPERTIES USING A COEMULSIFIER: MECHANISM STUDY AND LABORATORY TEST

The Khimprom company has experience in the development, production and use of direct emulsions since 2017. Initially, solutions based on emulsions of the first kind were used in Eastern Siberia when drilling under conditions of abnormally low reservoir pressure (ANRP) in order to reduce repression on the productive formation. Over time, the technological advantages of direct emulsions were revealed in comparison with water-based base solutions, which led to their use in locations where the problem of low density of the solution was not as relevant as problems with ensuring the stability of the wellbore. Currently, direct emulsions using Neodirect-Emul emulsifiers are used in Western Siberia, Komi and the Volga region, providing high inhibitory properties and reduced filtration.

**Keywords:** well drilling, drilling mud, emulsion of the first kind, emulsifier, co-emulsifier

**В** целом, применение эмульсии 1-го рода в качестве бурового раствора позволяет:

1) предотвратить диспергирование глинистых пород и улучшить очистку скважины от выбуренной породы, благодаря оптимальным технологическим параметрам бурового раствора;

2) повысить устойчивость аргиллито-глинистых пород и снизить риск осыпей в процессе углубления скважины, в т.ч. при долговременных простоях;

3) снизить количество фильтрационных потерь, повысить стабильность бурового раствора во времени и многократность его применения, что значительно снижает издержки сервисной компании;

4) повысить смазывающие свойства системы бурового раствора.

Для обеспечения устойчивости прямых эмульсий в минерализованной воде применяют низковязкие производные лигносульфонаты, полисахариды, а также



олигомеры на основе акрилата или метилсиликоната натрия [1–3]. Прямые эмульсии содержат до 40 % углеводородов (минеральное масло, дизельное топливо, газоконденсат) и стабилизируются преимущественно водо- и маслорастворимыми эмульгаторами. Общим недостатком эмульсионных составов является их низкая устойчивость при высокой концентрации минеральных солей в водной фазе, составляющей 10–25 %, что является серьезным ограничением их использования. [4]

Использование прямых эмульсий сталкивается также с существенными проблемами, связанными с более низкой устойчивостью такого рода систем, по сравнению с РУО. При наличии солевого фона в сочетании с повышенной температурой устойчивость прямых эмульсий снижается, что ограничивает их применение. В среднем данные системы агрегативно устойчивы до 90 °С при условии отсутствия высокой минерализации.

Для решения вышеуказанной проблемы была инициирована работа по разработке новых методов повышения стабильности прямых эмульсий. В частности, создания и испытания компенсирующего соэмульгатора, задача которого заключается в противостоянии гидрофобизирующему действию солей и обеспечении гидрофильности капель масла в присутствии соли, что напрямую способствует повышению устойчивости прямых эмульсий.

Устойчивость прямой эмульсии, представляющей собой микродисперсную масляную фазу, распределенную в пресной воде, достигает максимума в интервале pH = 9–9,5, соответствующем наибольшей степени электростатической защиты. В отсутствие эмульгирующего ПАВ устойчивость эмульсии весьма низкая. Скорость коалесценции масляных капель пропорциональна разнице плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды, радиусу капель масляной фазы и обратно пропорциональна вязкости водной фазы. Поэтому капли масляной фазы в прямых эмульсиях необходимо стабилизировать добавкой эмульгаторов.

## ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Вопрос стабилизации прямых эмульсий остается актуальной темой для исследований. Использование поверхностно-активных веществ и их влияние на стабильность эмульсии хорошо известны [5,6]. Благодаря своему амфифильному характеру поверхностно-активные вещества адсорбируются на границе масло/вода в зависимости от размера их гидрофильной и гидрофобной частей [7].

Прямые эмульсии являются термодинамически нестабильными системами, и их стабильность зависит от влияния различных факторов, в основном таких, как температура и минерализация водной фазы [8]. Температура может значительно влиять на свойства прямых эмульсий. С повышением температуры может произойти коалесценция или объединение капель воды, что приведет к разрушению эмульсии. Это происходит из-за того, что при повышенной температуре увеличивается кинетическая энергия частиц, что приводит к более интенсивным столкновениям между каплями и их последующему объединению.

Минерализованная вода, которая содержит высокую концентрацию растворенных солей, также может оказывать влияние на стабильность прямых эмульсий. Эти соли могут взаимодействовать с эмульгаторами, приводя к изменению их свойств и, следовательно, свойств

эмульсии. Также соли, присутствующие в минерализованной воде, могут изменить поверхностное натяжение между водной и масляной фазами, что может привести к разрушению эмульсии.

Неустойчивость прямых эмульсий в условиях минерализации водной фазы и повышенных температур (повышение температуры оказывает аналогичное гидрофобизирующее действие, как и введение соли) также связана с их коллоидно-химической природой – при нагревании любой прямой эмульсии наблюдается ее переход в состояние инвертной эмульсии при определенной температуре, называемой температурой инверсии фаз (ТИФ). Это связано с термообусловленным разрушением водородных связей молекул эмульгатора, что приводит к его гидрофобизации и смещению величины гидрофильно-липофильного баланса (ГЛБ) из области стабилизации прямых эмульсий (ГЛБ > 8) в область стабилизации обратных эмульсий (ГЛБ < 6). Аналогичным образом происходит увеличение гидрофобности эмульгатора при засолении водной фазы прямой эмульсии, при котором растворимость эмульгатора в соленой воде существенно снижается, что также приводит к понижению его ГЛБ ниже 6, и прямая эмульсия дестабилизируется.

Полиоксиэтиленовые цепочки эмульгатора обеспечивают реализацию стерического фактора устойчивости, возникающего при понижении энтропии при взаимопроникновении адсорбционных слоев при сближении соседних капель.

В условиях пресной водной фазы молекулы эмульгатора ассоциированы в мицеллы, которые находятся в динамическом равновесии с индивидуальными молекулами эмульгатора, участвующими непосредственно в образовании капель эмульсии. Чем в большей степени равновесие смещено в сторону индивидуальных молекул ПАВ, тем выше эффективность эмульгатора. При увеличении концентрации соли в водной фазе эмульсии происходит увеличение гидрофобизации молекул эмульгатора за счет снижения гидратации гидрофильных функциональных групп (полиоксиэтиленовых цепочек), что приводит к смещению равновесия в сторону увеличения концентрации мицелл и соответствующему снижению эффективной концентрации индивидуальных молекул эмульгатора. Электростатической стабилизации микрокапель прямой эмульсии оказывается недостаточно при увеличении ионной силы водной фазы при растворении NaCl/KCl. Это приводит к обеднению межфазного адсорбционного слоя молекулами эмульгатора. Кроме того, величина ГЛБ эмульгатора снижается, и он теряет способность стабилизировать прямую эмульсию, что выражается в понижении ТИФ и соответствующем развитии коалесценции эмульсии.

## СОЭМУЛЬГАТОР NEODIRECT-EMUL STAB

Для обеспечения устойчивости прямой эмульсии в условиях насыщения водной фазы электролитом необходимо ввести дополнительный структурно-механический фактор устойчивости. Специалистами отдела разработок и инноваций ООО «Химпром» был создан соэмульгатор Neodirect-emul Stab, который представляет собой органо-минеральную смесь ПАВ. Данный реагент вводят в сухом виде в водную фазу перед эмульгированием органической фазы. При введении соэмульгатора происходит увеличение гидрофильности молекул ПАВ, что сопровождается снижением концентрации мицелл

и соответствующим увеличением плотности адсорбционного слоя эмульгатора на межфазной границе.

Роль соэмульгатора в обеспечении процесса диссоциации мицелл ПАВ (основного эмульгатора) и соответствующего повышения концентрации «свободных» молекул ПАВ, способных к адсорбции на поверхности масляной капли с образованием прочных и гидрофильных адсорбционных слоев. Поэтому введение соэмульгатора в несколько раз понижает межфазное натяжение на границе водной и масляной фаз. Соэмульгатор способствует формированию более мелкодисперсной и стабильной эмульсии.

Механизм действия соэмульгатора отражен на рис. 1, рис. 2, рис. 3.

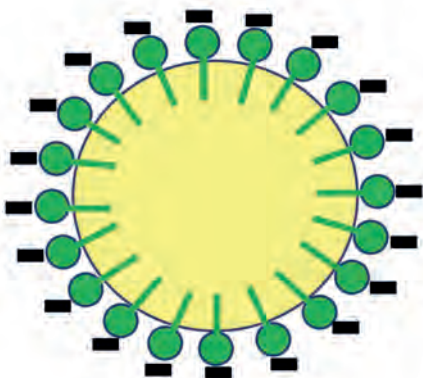


Рис. 1. Капля эмульсии в пресном растворе. На поверхности сформирован плотный монослой из молекул эмульгатора. Каждая из молекул имеет отрицательный заряд

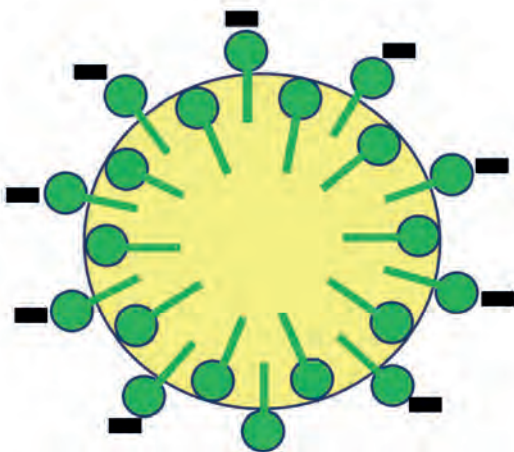


Рис. 2. Введение соли приводит к гидрофобизации молекул эмульгатора, часть из которых теряет отрицательный заряд и погружается целиком внутрь масляной капли. Поэтому адсорбционный слой в соленом растворе становится разряженным, что приводит к коалесценции

Рис. 1 и рис. 2 демонстрируют разницу между пресным и минерализованным раствором. Соэмульгатор обеспечивает эффективность эмульгатора при наличии солей. На рис. 1 показано, что в пресной среде на границе капли масла существует монослой из гидрофильных молекул эмульгатора. При введении соли гидрофобность молекул эмульгатора увеличивается (иначе говоря, увеличивается сродство молекул эмульгатора к маслу). Это приводит, во-первых, к снижению растворимости эмульгатора

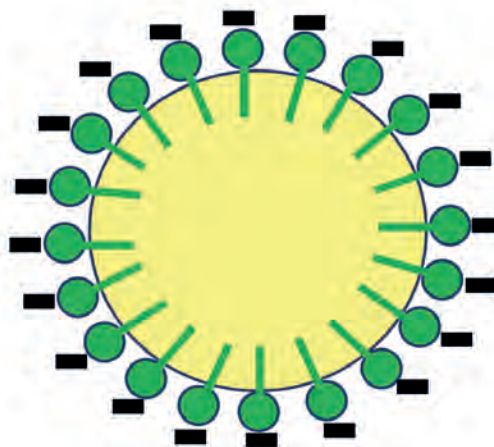


Рис. 3. Присутствие соэмульгатора обеспечивает дополнительную гидрофилизацию молекул основного эмульгатора, в результате чего они снова приобретают отрицательный заряд и «всплывают» на поверхность масляной капли. Таким образом, адсорбционный слой восстанавливается и эмульсия стабилизируется

в воде, а, во-вторых, часть молекул эмульгатора в составе адсорбционного слоя на поверхности капли масла как бы «проваливается» внутрь масла (как показано на рисунке). При этом адсорбционный слой становится более разряженным, то есть хуже защищает каплю масла от коагуляции (снижается сорбционно-сольватный фактор устойчивости эмульсии). Поэтому в соленой среде эмульсия постепенно деградирует и разделяется на фазы. При введении соэмульгатора гидрофильность части молекул эмульгатора восстанавливается – растворимость эмульгатора в воде снова увеличивается (это означает, что увеличивается концентрация в воде адсорбционно активных молекул эмульгатора) и адсорбционный слой на поверхности капли масла снова восстанавливается.

С увеличением концентрации соли в водной фазе прямой эмульсии концентрация соэмульгатора также должна увеличиваться. Если концентрация хлорида калия в водной фазе составляет 5 %, то концентрация соэмульгатора должна быть в пределах от 0,5 до 2 % в зависимости от природы масляной фазы. Если водная фаза прямой эмульсии насыщена хлоридом калия, то стабилизирующая концентрация соэмульгатора, соответственно, увеличивается до 5–10 %.

### ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СОЭМУЛЬГАТОРА

На первом этапе исследований оценивалось влияние соэмульгатора на снижение фильтрации прямой эмульсии в растворах с наличием хлорида калия. Термостарение проводили при относительно невысокой температуре, чтобы оценить влияние соэмульгатора только при одном факторе нестабильности.

Для приготовления эмульсий следует добавить реагенты в порядке, указанном в табл. 1, перемешивая в течение заданного времени на верхнеприводной мешалке. Когда все реагенты введены и выдержано время перемешивания, убрать стакан с перемешивателя, оставить одну часть каждой эмульсии на стабилизацию не менее 16 часов, а другую поставить на термостарение в динамическом режиме в течение 24 часов при 50 °С. После



ночной выдержки и термостарения эмульсии следует перемешать на верхнеприводной мешалке в течение 30 минут. Далее произвести измерение плотности, реологии, pH и фильтрации.

Табл. 1. Рецепт раствора на 1000 мл

Реагент	Название	Количество реагента		Время, мин.
		№1	№2	
Вода, мл	х/п	690	690	-
Кальцинированная сода, г	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,5	0,5	5
Каустическая сода, г	NaOH	1,0	1,0	5
Модифицированный крахмал, г	Реамил	20	20	30
Ксантан, г	Гламин	2,5	2,5	30
Калий хлористый, г	KCl	40	40	10
Созмульгатор, г	Neodirect-emul Stab	5,0	0	5
Масло, мл	Neoinvert Oil	170	170	5
Эмульгатор, мл	Neodirect-emul S	20	20	5
Мел, г	МК-5	50	50	10
Мел, г	МК-10	30	30	10
Мел, г	МК-60	20	20	10
Оксид магния, г	MgO	1,0	1,0	5
Пеногаситель, мл	Гаспен-Силикон	1,0	1,0	5

В табл. 2 приведены результаты измерения фильтрации эмульсий до и после термостарения (24 ч при 50 °С), измеренные при температурах 20–22 °С и 49 °С

Табл. 2. Результаты измерения до и после термостарения

Температура	Нормы	До ТС		После термостарения 50 °С	
		С созульгатором	Без созульгатора	С созульгатором	Без созульгатора
Фильтрация LTLF, 25 °С, 7,5/30 мин./см <sup>3</sup>	≤ 6,0 АНИ	1,4/3,0	3/4,8	-/1,8	1,4/3,8

Эмульсия получилась стабильной, расслоения после термостарения не наблюдалось. На втором этапе исследований, созульгатор тестировался в системе с наличием хлорида калия и при температуре термостарения 85 °С (табл. 3).

В табл. 4 приведены результаты измерения эмульсий до и после термостарения, измеренные при температурах.

Табл. 3. Рецепт раствора на 1000 мл

Реагент	Название	Количество реагента	Время, мин.
Вода, мл	х/п	740	-
Кальцинированная сода, г	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	0,5	5
Каустическая сода, г	NaOH	0,5	5
Модифицированный крахмал, г	Реамил	3,5	30
Ксантан, г	Гламин	25	30
Известь, г		1	5
Калий хлористый, г	KCl	50	10
Созмульгатор, г	Neodirect-emul Stab	7	5
Масло, мл	Neoinvert Oil	200	5
Эмульгатор, мл	Neodirect-emul S	25	5
Мел, г	МК-5	20	10
Мел, г	МК-10	20	10
Мел, г	МК-100	10	10
Бактерицид, мл	Биоцидол	1	5
Пеногаситель, мл	Гаспен-Силикон	1	5

Эмульсия получилась стабильной, расслоения после термостарения не наблюдалось.

По данной рецептуре Заказчиком были проведены исследования в сторонней аккредитованной лаборатории. Планируется проведение опытно-промышленных работ.

## Выводы

Проведена работа по подбору и тестированию компонентов для повышения стабильности прямых эмульсий. Разработанный созульгатор Neodirect-emul Stab может использоваться вместе с основными эмульгаторами для улучшения свойств эмульсий и расширения условий их применения. Созульгатор играет важную роль в формировании и поддержании стабильности эмульсий. Эффективность применения созульгатора обусловлена использованием в его составе компонентов, способных эффективно разрушать мицеллы основного эмульгатора, повышая тем самым концентрацию молекул эмульгатора, активно участвующих в адсорбции на межфазной границе и, тем самым, эмульгирующей масляную фазу. При введении созульгатора происходит увеличение гидрофильности молекул основного эмульгатора, что сопровождается снижением концентрации мицелл и соответствующем



Табл. 4. Результаты измерения до и после термостарения

Температура замера параметров, °С	До термостатирования				После термостатирования (65 °С, 16 часов)				После термостатирования (85 °С, 16 часов)			
	22	49	60	85	22	49	60	85	22	49	60	85
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,04				1,04				1,04			
Плотность, верх/низ, г/см <sup>3</sup>					1,04 / 1,05				1,04 / 1,05			
600 / 300	86 / 61	65 / 47	65 / 46	62 / 44	84 / 58	64 / 44	60 / 42	52 / 37	90 / 65	67 / 48	64 / 45	55 / 39
200 / 100	50 / 35	38 / 28	38 / 27	36 / 26	47 / 33	36 / 25	34 / 24	30 / 21	53 / 37	39 / 28	37 / 26	31 / 22
60 / 30	28 / 21	22 / 16	22 / 16	20 / 15	26 / 19	20 / 14	19 / 14	16 / 11	30 / 22	22 / 16	21 / 15	17 / 12
6 / 3	11 / 8	8 / 6	8 / 6	7 / 6	10 / 7	7 / 6	7 / 5	6 / 4	12 / 9	8 / 6	8 / 6	6 / 4
Пластическая вязкость, мПа·с	25	18	19	18	26	20	18	15	25	19	19	16
ДНС, фунт/100 фут <sup>2</sup>	36	29	27	26	32	24	24	22	40	29	26	23
СНС, 10 с/10 мин., фунт/100 фут <sup>2</sup>	10 / 13	7 / 10	7 / 10	7 / 9	9 / 12	7 / 9	7 / 8	6 / 8	11 / 14	8 / 10	7 / 9	6 / 8
Показатель фильтрации НРНТ, см <sup>3</sup> /30 мин. (при 65 °С, 85 °С и P=35 атм., бумажный фильтр)	65 °С	85 °С	9,4						10,0			
	8,0	10,0										
Содержание УВ, %	79:21											
рН	10,6			10,0						9,8		

увеличением плотности адсорбционного слоя эмульгатора на межфазной границе.

Роль соэмульгатора:

1. Улучшение стабильности: соэмульгатор помогает улучшить стабильность эмульсии, уменьшая напряжение на межфазной границе и облегчая формирование мелкодисперсной эмульсии.

2. Регулирование размера частиц: соэмульгатор способствует уменьшению размера капель, что положительно влияет на функциональные свойства прямой эмульсии как бурового раствора.

3. Решение проблем солеустойчивости: в условиях высокой минерализации соэмульгатор может помочь поддерживать стабильность эмульсии, обеспечивая гидрофильность капель эмульсии в присутствии солей, противостоя проблеме гидрофобизации, вызванной этими солями.

Планируется дальнейшее внедрение данного компонента в составе прямых эмульсий.

#### Литература

1. Патент РФ № 2097547, 6, E 21 B 43/26. – 1997.
2. Патент РФ № 2213762, 7, C 09 K 7/06. – 2003.
3. Патент РФ № 2190657, 7, C 09 K 7/06. – 2002.
4. Long Yu, Shidong Li, Ludger Paul Stubbs, Hon Chung Lau. Characterization of clay-stabilized, oil-in-water Pickering emulsion

for potential conformance control in high-salinity, high-temperature reservoirs.

5. P. Walstra, Chem. Eng. Sci. 48 (1993) 333.
6. P. Finkle, H.D. Draper, J.H. Hildebrand, J. Am. Chem. Soc. 45 (1923) 2780.
7. R. Aveyard, B.P. Binks, J.H. Clint, Adv. Colloid Interface Sci. 100–102 (2003) 503.
8. Bera, B., Khazal, R. & Schron, K. Coalescence dynamics in oil-in-water emulsions at elevated temperatures. Sci Rep 11, 10990 (2021).

#### References

1. RF patent no. 2097547, 6, E 21 B 43/26. – 1997.
2. RF patent no. 2213762, 7, C 09 K 7/06. – 2003.
3. RF patent no. 2190657, 7, C 09 K 7/06. – 2002.
4. Long Yu, Shidong Li, Ludger Paul Stubbs, Hon Chung Lau. Characterization of clay-stabilized, oil-in-water Pickering emulsion for potential conformance control in high-salinity, high-temperature reservoirs.
5. P. Walstra, Chem. Eng. Sci. 48 (1993) 333.
6. P. Finkle, H.D. Draper, J.H. Hildebrand, J. Am. Chem. Soc. 45 (1923) 2780.
7. R. Aveyard, B.P. Binks, J.H. Clint, Adv. Colloid Interface Sci. 100–102 (2003) 503.
8. Bera, B., Khazal, R. & Schron, K. Coalescence dynamics in oil-in-water emulsions at elevated temperatures. Sci Rep 11, 10990 (2021).



**ХИМПРОМ**

ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

# Эмульгатор прямых эмульсий **Neodirect-Emul Stab**

ТУ 20.59.59-374-14023401-2022

Соземульгатор прямых эмульсий **«Neodirect-emul Stab»** представляет собой органо-минеральную композицию ПАВ.

**«Neodirect-emul Stab»** предназначен для применения в нефтяной и газовой промышленности в качестве дополнительного эмульгатора при получении минерализованных и соленасыщенных эмульсионных систем I-го рода, используемых для промывки нефтегазовых скважин. ПАВ, входящие в состав продукта, способны эффективно повышать критическую концентрацию мицеллообразования основного эмульгатора, тем самым увеличивая его гидрофильность. Это приводит к увеличению концентрации адсорбционно-активных молекул на межфазной границе и дополнительной стабилизации эмульсии.



+7 (342) 225 02 06  
info@himprom-group.ru  
www.himprom-group.ru



# ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ И ЛОКАЛИЗАЦИИ БРЕЙКЕРНОЙ СИСТЕМЫ РВО ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ФЕС ПЛАСТОВ. РАЗРАБОТКА ПАВ (МОДИФИКАТОР ОБРАТНОГО ПРИТОКА) ДЛЯ РПВ И ДРУГИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ



**Е.Я. МЕЛЕШКО,**  
начальник отдела  
продвижения химических  
реагентов для бурения  
скважин  
[info@himprom-group.ru](mailto:info@himprom-group.ru)



**Н.С. АСЬМИНКИН,**  
руководитель  
обособленного  
подразделения  
г. Санкт-Петербург  
[info@himprom-group.ru](mailto:info@himprom-group.ru)



**Р.О. КОЖЕВНИКОВ,**  
начальник отдела  
по инновациям и  
разработкам  
[info@himprom-group.ru](mailto:info@himprom-group.ru)

ООО «Химпром»  
г. Пермь, 614042, РФ

**E.Ya. MELESHKO,  
N.S. ASMINKIN,  
R.O. KOZHEVNIKOV**

LLC Himprom,  
Perm, 614042, Russian Federation

*Выработанность большинства месторождений нефти и газа, необходимость освоения малодебитных, сложно построенных залежей предъявляют все более жесткие требования к строительству скважин. В последние годы все чаще используются современные системы заканчивания скважин открытым стволом, без спуска обсадной колонны и ее цементирования. Соответственно, для обеспечения максимально возможных дебитных характеристик одним из критических факторов является эффективная очистка ствола скважины от фильтрационной корки, которая образуется на стадии бурения и препятствует истечению нефтесодержащего флюида из закольматированного пласта [1].*

Ключевые слова: брейкерный состав, приток нефти, ПАВ; строительство, заканчивание скважин; выработанность месторождений, очистка ствола скважины

## THE PROCESS OF DEVELOPING AND LOCALIZING A BREAKERS FOR WBM FOR RESERVOIR FCP RESTORATION. DEVELOPMENT OF SURFACTANT (FLOWBACK MODIFIER) FOR PRIMARY DESSECTION SOLUTION AND OTHER PROCESS FLUIDS

The depletion of most oil and gas fields, the need to develop low-yield, complexly constructed deposits impose increasingly stringent requirements on well construction. In recent years, modern systems for completing wells with an open hole, without running a casing string and cementing it, are increasingly used. Accordingly, to ensure the maximum possible production characteristics, one of the critical factors is the effective cleaning of the wellbore from the filter cake, which is formed during the drilling stage and prevents the outflow of oil-containing fluid from the clogged formation [1].

Keywords: breaker composition, oil inflow, surfactant; construction, completion of wells; depletion of deposits, cleaning of the shaft

**Ч**аще всего в современных условиях для очистки от корки применяют соляно-кислотные обработки, реже – слабые органические (лимонная, уксусная) и неорганические кислоты (ортофосфорная). Значительно реже применяются брейкерные системы. Каждая из технологий имеет определенные достоинства и недостатки. Применение кислотных обработок во многом зависит от типа коллектора. Использование соляной кислоты опасно уходом кислоты в первую же высокопроницаемую зону еще при закачке. Слабые органические и неорганические кислоты требуют для достижения результата высоких концентраций и, как правило, эффективность этих обработок невысока. Велика вероятность образования

стойких эмульсий в процессе взаимодействия кислоты с флюидом скважин [2].

Таким образом, применение брейкерных составов имеет ряд преимуществ:

- применение для всех типов коллекторов;
- равномерная очистка ствола скважины от фильтрационной корки;
- отсутствие коррозии оборудования;
- низкий класс опасности.

Выбор соответствующего брейкера будет зависеть от типа фильтрационной корки, которую необходимо удалить, компонентов корки, на которые предполагается воздействовать, состава жидкости заканчивания, забойной





температуры и способа заканчивания. Поскольку фильтрационная корка образуется в процессе фильтрации промывочной жидкости для вскрытия продуктивных пластов, то необходим анализ компонентов, входящих в состав этой жидкости. Такими компонентами являются:

- карбонат кальция – кольматант;
- ксантановая смола – структурообразователь;
- модифицированный крахмал – понизитель фильтрации.

Принимая во внимание, что брейкеры, применяемые сервисными компаниями, в основном имеют импортное происхождение, сотрудникам компании ООО «Химпром» была поставлена задача разработки брейкерного состава с использованием локальных продуктов (и их комбинаций). Был проведен комплекс мероприятий, направленных на исследования эффективности энзимов и хелатов. Итогом проведенной работы является линейка разрушителей фильтрационной корки HimBreak.

Данная линейка включает в себя три компонента:

- HimBreak S – фермент для удаления крахмала
- HimBreak X – энзим, направленный на деструкцию ксантановой смолы

ксантановой смолы

- Himbreak H – хелат для разрушения карбоната кальция

В ходе исследований компания провела ряд испытаний.

На первом этапе была проведена оценка фермента HimBreak S. Данный продукт представляет собой энзим, который селективно разрушает крахмал путем расщепления гликозидной связи.

Для начала был проведен экспресс-тест (йодное окрашивание; суть теста заключается в том, что при взаимодействии крахмала с йодом наблюдается окрашивание в синий цвет), готовился 2 % водный раствор крахмала, полученный раствор был поделен на две равные части, одна часть была обработана 1 % ферментом, другая – не обрабатывалась. После чего, растворы помещались в термошкаф на 16 часов при температуре 70 °С. После термостатирования в оба раствора вводили йод, и необработанный раствор окрасился в синий цвет (рис. 1).

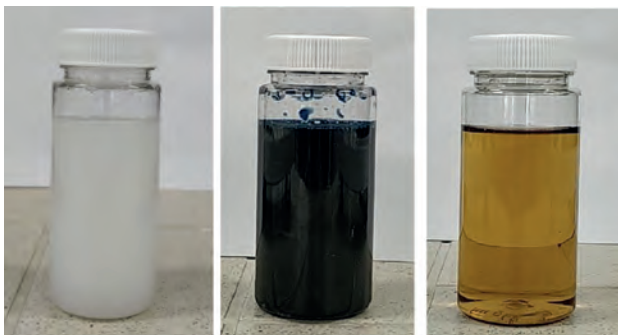


Рис. 1. Внешний вид растворов, слева направо: 2 % раствора крахмала; 2 % раствор крахмала с добавлением йода; 2 % раствор крахмала + 1 % HimBreak S с добавлением йода

Следующий этап испытаний – оценка эффективности отечественного HimBreak S в сравнении с импортными аналогами – L-Ferra (Нидерланды) и Vicozyme VIT (Дания). Все исследуемые образцы успешно прошли экспресс-тест на йодное окрашивание, и для количественной оценки ферментов испытания проводились по внутренней методике с использованием фильтр-пресса. Методика

заключается в приготовлении глинистой суспензии 5 % ПБМВ, с добавкой 1 % крахмала, затем растворы обрабатываются ферментами. Критерием оценки деструкции крахмала служил показатель фильтрации по API. При добавлении крахмала в глинистый раствор наблюдалось значительное снижение показателя фильтрации и ввод фермента, направленного на деструкцию крахмала, должен был увеличить показания фильтрации глинистой суспензии. Растворы обрабатывались ферментами в концентрации 3 % от веса крахмала. После добавки в глинистые растворы энзимов образцы термостатировались в течение 24 часов при 70 °С. Затем образцы охлаждались, кондиционировались при комнатной температуре, и проводилось измерение фильтрации на LTLP фильтр-прессе. Температура термостатирования образцов была выбрана исходя из характеристик энзимов. Результаты исследований деструкции приведены в табл. 1. Стоит отметить, что подобранный нами фермент не уступает импортным, при этом выигрывая по ценовым показателям.

Табл. 1. Результаты испытаний энзимов

№, п/п	Наименование	Показатель фильтрации, мл
1	5 % суспензия ПБМВ	24,6
2	5 % суспензия ПБМВ + Крахмал	8,0
3	Раствор + Крахмал + Vicozyme VIT	14,2
4	Раствор + Крахмал + L-Ferra	20,4
5	Раствор + Крахмал + HimBreak S	18,8

Уникальным продуктом в линейке брейкеров является энзим HimBreak X. Это комплекс ферментов, который осуществляет разрушение ксантановой смолы. Принцип работы фермента аналогичен HimBreak S – расщепление полисахаридов на моносахариды. Ввод реагента оказывает существенное влияние на реологические свойства раствора на основе ксантана.

Для подтверждения эффективности фермента проведены лабораторные испытания по следующей методике: был приготовлен 0,5 % раствор ксантана, после длительного перемешивания (не менее 60 минут на верхнеприводной мешалке) pH раствора доводили до значения 4 (оптимальное значения для работы фермента). Полученный раствор поделили на две равные части и один из растворов был обработан HimBreak X в концентрации 0,6 %. Затем полученные растворы помещались в термошкаф на 60 часов при температуре 75 °С. После термостатирования были получены следующие результаты реологических параметров – см. табл. 2.

Третьим компонентом брейкерного состава является хелат HimBreak H. Данный продукт представляет собой хелатообразующий агент, который реагирует с нерастворимыми солями кальция с переводом их в растворимые соединения.

Как известно, при взаимодействии карбоната кальция с соляной кислотой происходит реакция с выделением углекислого газа, визуально можно наблюдать образование пузырьков газа. Отдельных тестов HimBreak H не проводилось, поскольку эффективность работы хелата можно было оценить на заключительной стадии исследований брейкеров при вводе соляной кислоты.

Табл. 2. Результаты испытаний HimBreak X

Измеряемые параметры	0,5 % раствор ксантана	0,5 % раствор ксантана после т/с	0,5% раствор ксантана + HimBreak X после т/с
рН	4	3,9	4,1
ДНС,	5 % суспензия ПБМВ + Крахмал		8,0
фунт/100фут <sup>2</sup>	24,8	19,8	17,0
СНС 10 с, фунт/100фут <sup>2</sup>	13,9	10,2	6,7
СНС 10 мин., фунт/100фут <sup>2</sup>	17,5	13,3	7,5
R 6, D.R.	13,5	9,3	6,9
R 3, D.R.	12,8	8,2	5,5
ВНСС, сП (62 шп, 0,3 об./мин.), через 1, 2, 3 мин	46700	16400	4700
	47100	16800	4700
	45800	17000	4900

Завершающий этап исследований подразумевал испытания брейкерного состава, в который были включены три вышеописанных продукта. Концентрации брейкеров составляли HimBreak X 0,6 % + HimBreak S 1 % + HimBreak H 3 %. В данный состав помещалась фильтрационная корка биополимерного раствора, рецептура которого представлена в табл. 3.

Табл. 3. Состав биополимерного раствора

№, п/п	Наименование реагента	Концентрация
1	Ксантановый биополимер	3 г/л
2	Модифицированный крахмал	25 г/л
3	Пеногаситель	0,5 г/л
4	Смазывающая добавка	10 г/л
5	Бактерицид	5 г/л
6	Мраморная крошка (МК-60)	300 г/л

Раствор фильтровался на НТНР фильтр-прессе при температуре 70 °С до образования плотной корки на керамическом фильтре в течение 30 минут (рис. 2).



Рис. 2. Внешний вид фильтрационной корки

Затем корка промывалась водой и помещалась в комплексный брейкерный состав. Ячейку с фильтрационной коркой и составом помещали в термощкаф и проводили термостатирование в течение 48 часов при температуре 70 °С. Затем аккуратно вынимали и проводили тест на йодное окрашивание, после чего вводили соляную кислоту для оценки разрушения карбоната кальция. Окрашивание в синий цвет и образование пузырьков газа не наблюдалось, эти результаты свидетельствуют об эффективности работы брейкеров (рис. 3).



Рис. 3. Отсутствие реакции на йод и соляную кислоту

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод: разработанный комплексный состав с применением локальных брейкеров является эффективным деструктором фильтрационной корки, однако, помимо эффективной очистки призабойной зоны пласта для обеспечения дебитных показателей скважины еще одной важной задачей является уменьшение негативного влияния фильтрата промывочной жидкости при проникновении его в пласт.

Для сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта рекомендовано применение специальных поверхностно-активных веществ (ПАВ). ПАВ должно быть совместимым с различными жидкостями, которые используют при строительстве скважины на различных этапах (бурение, глушение и пр.), а также с пластовыми флюидами. Принцип работы заключается в том, что ПАВ проникает в поровые каналы и снижает поверхностное натяжение на границе раздела фаз, уменьшая тем самым капиллярные силы, вызывающие адсорбцию воды в пласт. Таким образом, исключается негативное влияние фильтрата на продуктивный пласт [3–4].

ПАВ могут быть как анионные, например сульфанол, катионные (катапин) или неионогенные (ОП-7, ОП-10). Важно определиться с природой ПАВ, например, анионоактивные ПАВ могут при контакте с пластовой водой утратить поверхностную активность и привести к образованию хлопьевидного осадка, который снижает проницаемость пласта. Наибольшее распространение нашли неионогенные ПАВ. Такие реагенты мало адсорбируются на поверхности горных пород и при этом значительно снижают поверхностное натяжение на границе водный фильтрат–нефть при малой концентрации, в результате эффект может быть достигнут при небольшом количестве ПАВ. Многие неионогенные ПАВ полностью растворимы и сохраняют высокую поверхностную активность как в пресной, так и в пластовой жидкости, при этом они являются высокоэффективными деэмульгаторами.

Специалистами научно-исследовательского центра ООО «Химпром» был разработан реагент для первичного вскрытия HimStim F, продукт на основе сополимеров окисей этилена и пропилена. Для оценки качества реагента были проведены сталагмометрические измерения поверхностного натяжения. Сталагмометрия основана на методе отрыва капель. Образование капель, в процессе вытекания жидкости из отверстий небольших диаметров, является следствием взаимодействия силы поверхностного натяжения с силой тяжести. В случае медленного вытекания жидкости из вертикальной трубки, с небольшим капиллярным диаметром отверстия, происходит постепенное наращивание объема капли на выходе. Когда достигается вес, равный сопротивлению разрыва пленки капли, она отрывается. Но сначала, на выходе из трубки формируется перетяжка, определяющая отрыв капли. В качестве моделирования флюида для адаптации теста используется керосин, замеры HimStim F проводили в сравнении с импортным

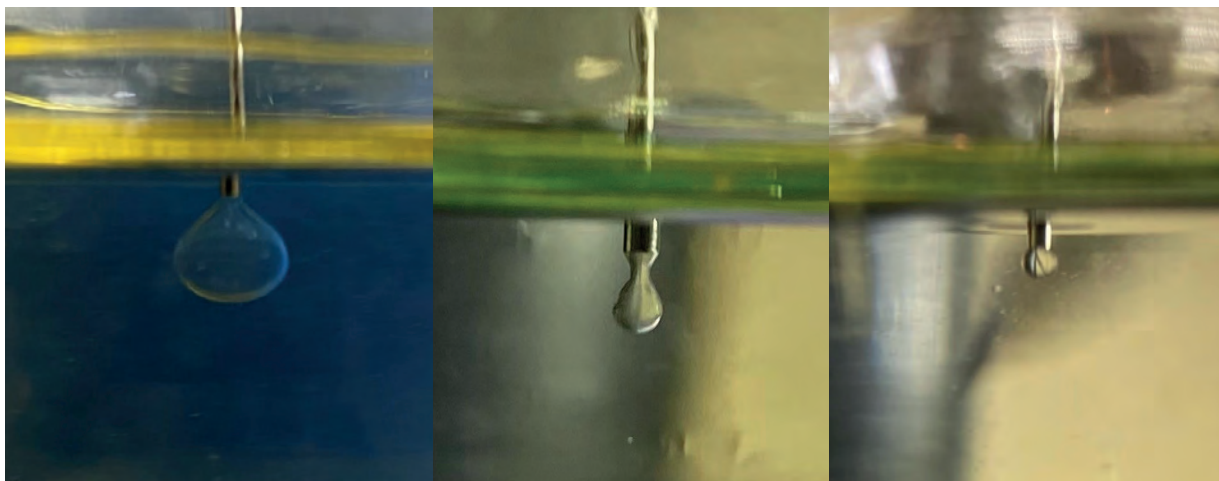


Рис. 4. Внешний вид капель на сталагмометре, слева направо: вода; раствор 0,5% HimStim F; раствор 0,5% импортного ПАВ

Табл. 4. Результаты поверхностного натяжения

Параметр	Вода	himStim F	Аналог
Концентрация, %	-	0,5	0,5
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	997,05	-	-
Плотность раствора, г/см <sup>3</sup>	-	996	997
Плотность керосина, г/см <sup>3</sup>	762	762	762
Поверхностное натяжение, нН/м	48,92	4,19	1,69

продуктом и водой (в данном случае использование воды, а не фильтрата раствора выбрано для упрощения теста). Полученные результаты отражены в табл. 4, внешний вид капель с иглы сталагмометра представлен на рис. 4.

Из полученных результатов видно, что ввод HimStim F в концентрации 0,5 % в воду снижает поверхностное натяжение практически в 12 раз, однако эффективность импортного продукта выше. Стоит отметить, что разработанное ПАВ является новым реагентом в линейке ООО «Химпром», и полученные данные являются хорошим результатом для проведенной работы, в дальнейшем перед специалистами НИЦ стоит задача повышения эффективности HimStim F.

Таким образом, в ходе лабораторных исследований были успешно подобраны и протестированы продукты линейки HimBreak и ПАВ HimStim F, получены следующие выводы:

- Изменяя концентрацию энзимов, можно регулировать время деструкции полисахаридов (от десятков часов до 2-3 суток). Нашими исследованиями установлено, что зачастую рационально подбирать специальные композиции продуктов, обеспечивающие большую эффективность в различных условиях (температура, минерализация применяемого бурового раствора, концентрация крахмала и других полисахаридов) стоит исходя из технологических требований Заказчика работ.

- Продукты можно применять комплексно или по отдельности.

- Применение брейкеров позволяет обеспечить мягкое удаление корки без разрушения породы.

Однако следует отметить, что существует ряд нерешенных вопросов в использовании продуктов, в частности, задача определения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта после воздействия брейкеров и ПАВ. Выполнение данной задачи запланировано в 2023 году.

### Литература

1. Николаев Н.И., Нифонтов Ю.А., Блинов П.А. Буровые промывочные жидкости: – Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В. Плеханова, – 2002.
2. Давлетов З.Р. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе. – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, – 2012.
3. Мусина Д.Н., Вагапов Б.Р., Сладковская О.Ю., Ибрагимова Д.А. Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе поверхностно-активных веществ // Вестник Казанского технологического университета. – 2016. – Т.19, – № 12. – С. 63–67.
4. Волков А.В. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов. Тюменский индустриальный университет, 2019.

### References

1. Nikolaev N.I., Nifontov Yu.A., Blinov P.A. Drilling fluids: – Saint-Petersburg State Mining Institute named after G.V. Plekhanov Publ., – 2002.
2. Davletov Z.R. Selection of the optimal acid composition for successful treatment of the bottomhole zone of a clayed terrigenous reservoir based on information about the mineralogical composition. – Russian State University of Oil and Gas named after Gubkin Publ., – 2012.
3. Musina D.N., Vagapov B.R., Sladkovskaya O.Yu., Ibragimova D.A. Modern technologies for enhanced oil recovery based on surfactants // *Bulletin of the Kazan Technological University*. – 2016. – Vol. 19. – No. 12. – Pp. 63–67.
4. Volkov A.V. The use of surfactants for enhanced oil recovery. Tyumen Industrial University Publ., 2019.



**ХИМПРОМ**

ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

## ПАВ для первичного вскрытия

**HimStim F** предназначен для обработки буровых растворов при первичном вскрытии продуктивных пластов, а также жидкостей заканчивания на водной основе для сохранения естественной проницаемости коллекторов.

**HimStim F** способствует снижению поверхностного натяжения и предотвращает возможное снижение проницаемости пласта за счет проникновения воды в поровое пространство.

## Компоненты брейкерной системы

**HimBreak S** представляет собой полисахаридный фермент, предназначенный специально для удаления крахмала с фильтрационной корки на стенке скважины. Применяются в нефтяной промышленности в качестве разрушителя полимерной фильтрационной корки. Продукт селективно разрушает крахмал, как одну из основных составляющих фильтрационной корки.

**HimBreak H** представляет собой композиционный состав на основе эффективного хелатирующего агента, формирующего стабильные, водорастворимые хелаты (комплексы) с ионами кальция, магния в широком диапазоне pH. Применяется для удаления карбоната кальция из фильтрационной корки на стенке скважины.



+7 (342) 225 02 06

info@himprom-group.ru

www.himprom-group.ru



23-я международная выставка «Оборудование  
и технологии для нефтегазового комплекса»

# НЕФТЕГАЗ - 2024

**15-18 АПРЕЛЯ 2024**

ЦВК «Экспоцентр»  
г. Москва

Уважаемые партнеры, гости  
и участники выставки, приглашаем  
посетить стенд «Химпром»

**№ 21А90** ПАВИЛЬОН 2  
ЗАЛ 1



**ХИМПРОМ**  
ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ



+7 (342) 225 02 06  
[info@himprom-group.ru](mailto:info@himprom-group.ru)  
[www.himprom-group.ru](http://www.himprom-group.ru)



# ПОЛУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ИЗ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА ФЕНОЛА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ



**П.В. СКЛЮЕВ,**  
к.х.н., доцент кафедры  
«Разработка и  
эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений»  
p.v.sklyuev@gmail.com



**Ю.Ю. БЕЛОУСОВА,**  
инженер кафедры  
«Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых  
месторождений»  
adireana2681@yandex.ru

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
г. Самара, 443100, РФ

**P.V. SKLYUEV,**  
**Yu.Yu. BELOUSOVA**

Federal state budgetary educational institution of higher education  
Samara state technical university  
Samara, 443100, Russian Federation

**В настоящей работе представлены результаты получения поверхностно-активного вещества (ПАВ) из отхода производства фенола и определение его поверхностной активности по данным межфазного натяжения. Были проведены фильтрационные испытания на насыпной модели керна. Данные ПАВ могут быть использованы в процессах повышения нефтеотдачи пласта.**

**Ключевые слова:** поверхностно-активные вещества, синтез, межфазное натяжение, фенольная смола, повышение нефтеотдачи пластов

## SURFACTANTS FROM PHENOL PRODUCTION WASTE FOR ENHANCED OIL RECOVERY

This paper presents the results of obtaining of a surfactant from phenol production waste and determining its surface activity according to interfacial tension data. Core flooding experiment was carried out on a sand packed tube. These surfactants can be used in the processes of enhanced oil recovery.

**Keywords:** surfactants, synthesis, interfacial tension, phenolic resin, enhanced oil recovery

**Введение.** Основным компонентом большинства физико-химических методов воздействия на пласт являются поверхностно-активные вещества. Однако, поверхностно-активные вещества являются дорогостоящими реагентами. Одним из способов снижения стоимости ПАВ является их получение из различного дешевого недефицитного сырья.

В зависимости от выбранного сырья для синтеза поверхностно-активных веществ известны олеохимические и нефтехимические ПАВ. Олеохимические ПАВ синтезируют из возобновляемых ресурсов, как правило, это непищевые растительные масла, жирные кислоты и продукты гидрирования жирных кислот, а нефтехимические из простых углеводородов (алканы, алкены, амины и т.д.) [1]. В некоторых случаях в качестве сырья для синтеза поверхностно-активных веществ используются одновременно растительные масла и нефтепродукты [2, 3]. Также известно получение промежуточных продуктов для синтеза поверхностно-активных веществ путем алкилирования фенола.

Фенол и ацетон являются ценными продуктами химического производства, а основной отход их производства – фенольная смола, которая может служить источником дешевого и доступного сырья для получения функциональных добавок в полимеры и их композиты [4]. Фенольная смола является кубовым остатком после производства фенола и ацетона кумольным методом [5] и представляет собой многокомпонентную смесь.

Фенольная смола была выбрана в качестве сырья для синтеза ПАВ, поскольку не является товарным продуктом, имеет относительно широкое молекулярно-массовое распределение и высокую концентрацию сульфлирующихся компонентов.

Актуальность работы заключается в снижении себестоимости получаемого ПАВ за счет использования в качестве сырья для синтеза ПАВ дешевого недефицитного отхода производства фенола и ацетона.

Целью работы является оценка возможности получения поверхностно-активных веществ из отходов производства фенола и ацетона и оценка эффективности их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов.

**Основная часть.** Для получения поверхностно-активного вещества сначала провели стадию алкилирования фенольной смолы путем добавления к ней алкена – октена-1.

Следующей стадией получения ПАВ была стадия сульфирования реакционной смеси. Сульфирование производилось с применением серной кислоты «хч» при нагревании, нейтрализация – с применением гидроксида натрия. Для удаления солей из реакционной смеси использовали спирт.

Поверхностную активность полученного состава определяли путем измерения межфазного натяжения на границах «керосин-водный раствор ПАВ». Оценка



поверхностной активности производилась в сравнении с другим ПАВ анионного типа – сульфонола. Для проведения измерений приготовили водные растворы ПАВ концентрациями 0,5 %, 1 %, 2 % и 3 % масс. Измерения проводили на видеотензиометре вращающейся капли Spinning Drop Video Tensiometer SVT15 (Data Physics). Результаты измерений представлены на рис. 1.

Раствор ПАВ из отхода производства имеет близкие значения межфазного натяжения с раствором сульфонола при концентрациях 3 % масс.

После выбора нефти для фильтрационных испытаний было измерено межфазное натяжение на границах «нефть–водный раствор ПАВ» при тех же концентрациях. Результаты представлены на рис. 2.

Для проведения фильтрационных испытаний на насыпной модели керна был выбран раствор АПАВ с концентрацией 3 % масс. Модель керна представляла собой песчаник фракции 75-125 мкм с добавлением 20 % масс. маршалита, помещенный в кернодержатель длиной 200 мм, диаметром 20 мм. Испытания проводили на фильтрационной установке ПИК-ОФП-1-40-АР/РР (АО «Геологика», Россия) в соответствии с ОСТ 39-195-86 [6].

Первой стадией закачки было насыщение керна минерализованной водой (общая минерализация составляла 267,55 г/л). После воды модель керна насыщали нефтью ( $\mu_n=2,66$  мПа•с). Далее прокачивали пластовую воду в соотношении 1:1 с пресной до полного вытеснения нефти водой. Объем нефти, первоначально содержащийся в керна, составил 18,6 мл, остаточный – 14,4 мл. Далее прокачали оторочку раствора ПАВ, которая составила половину от объема пор, и продавливали эту оторочку водой. Количество дополнительно вытесненной нефти составило 7 мл (48,6 % от остаточной нефтенасыщенности). Таким образом, в результате эксперимента удалось увеличить коэффициент вытеснения с 0,23 до 0,6 д.ед.

**Выводы.** По результатам проведенных исследований могут быть сформулированы следующие выводы:

1) Методами алкилирования и сульфирования был получен анионный ПАВ из отхода производства – фенольной смолы.

2) Раствор полученного ПАВ имеет близкие значения межфазного натяжения с раствором сульфонола при концентрациях 3 % масс. на границе с керосином. Полученное поверхностно-активное вещество снижает межфазное натяжение в 8 раз по сравнению с чистой водой

3) Фильтрационные испытания на насыпных моделях керна показали достаточную эффективность в отношении вытеснения нефти. Применение ПАВ-заводнения с использованием синтезированного ПАВ позволит увеличить коэффициент вытеснения нефти из пластов.

### Литература

1. Николаев П.В. Основы химии и технологии производства синтетических моющих средств: уч. пос. / П.В. Николаев, Н.А. Козлов, С.Н. Петрова: Ивановский гос. хим.-технол. ун-т. – Иваново, – 2007, – 116 с.
2. Неудачина Л.К. Применение поверхностно-активных веществ в анализе: уч. пос. / Л.К. Неудачина, Ю.С. Петрова: М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, – 2017, – 76 с.
3. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение / К.Р. Ланге; под науч. ред. Л.П. Зайченко. – СПб.: Профессия. – 2004, – 240 стр., ил.

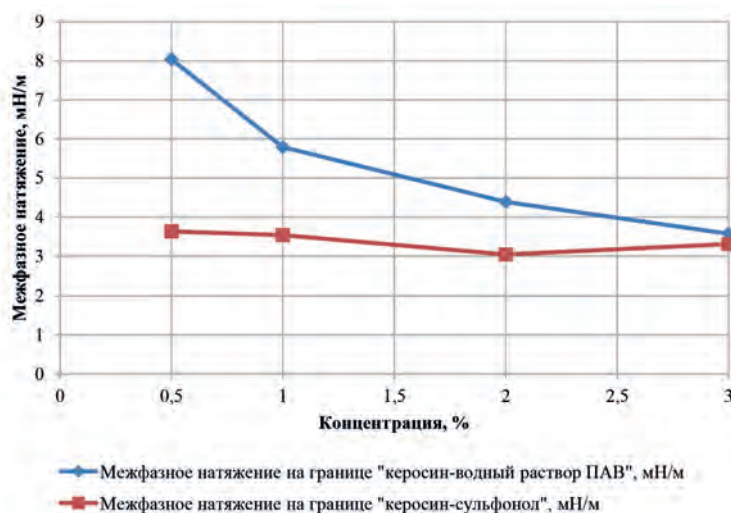


Рис. 1. Оценка поверхностной активности полученного ПАВ

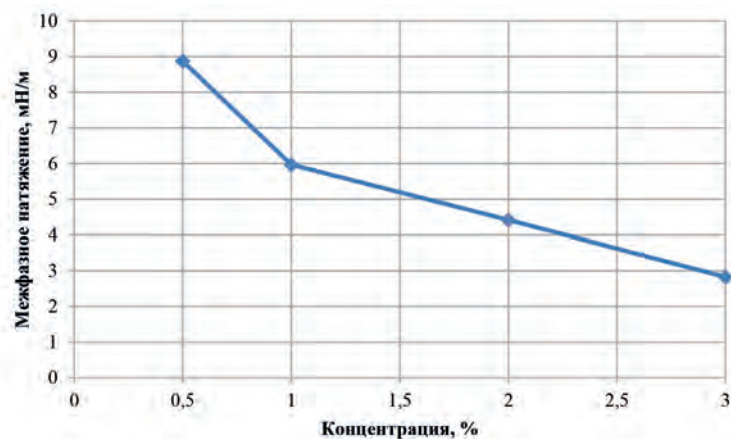


Рис. 2. Межфазное натяжение на границе «нефть–водный раствор ПАВ»

4. Рамазанов К.Р., Севастьянов В.П. Функциональные добавки в полимерные композиты. Технология регенерации фенольной смолы // Химия и химические технологии. – 2013.
5. Пальгунов П.П., Сумароков М.В. Утилизация промышленных отходов. М.: Стройиздат, – 1990, – 352 с.: ил. – (Охрана окружающей природной среды).
6. ОСТ 39-195-86. – Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.

### References

1. Nikolaev P.V. Fundamentals of chemistry and technology for the production of synthetic detergents: textbook. settlement / P.V.Nikolaev, N.A.Kozlov, S.N. Petrova: Ivanovsky State chemical-technological university – Ivanovo, – 2007, – P. 116.
2. Neudachina L.K. The use of surfactants in the analysis: account. settlement / Neudachina L.K, Yu.S. Petrova: Ministry of Education and Science Russian. Federation, Uralskiy Federal University. – Yekaterinburg: publishing house Uralskiy university, – 2017, – P. 76.
3. Surfactants: synthesis, properties, analysis, application / K.R. Lange; under scientific edition of L.P. Zaichenko. – St. Petersburg: Profession Publ., – 2004, – P. 240.
4. Ramazanov K.R., Sevastyanov V.P. Functional additives in polymer composites. Phenolic resin regeneration technology // Chemistry and Chemical Technologies. – 2013.
5. Palgunov P.P., Sumarokov M.V. Utilization of industrial waste. Moscow: Sroyizdat Publ., 1990, – P. 352. – (Protection of the natural environment).
6. OST 39-195-86. – Oil. Method for determination of oil displacement efficiency by water in laboratory conditions. ■



## КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ НА ОБЪЕКТАХ ООО «БАШНЕФТЬ-ДОБЫЧА»



**О.И. ВАЛИЕВА<sup>1</sup>**,  
к.х.н., заведующая  
лабораторией  
oi\_valieva@bnipi.rosneft.ru



**Л.П. КОМКОВА<sup>1</sup>**,  
к.т.н., главный  
специалист  
komkovaip@bnipi.rosneft.ru



**И.И. ЗАЙНУЛЛИН<sup>1</sup>**,  
главный специалист  
zaynullinii@bnipi.rosneft.ru



**Ф.К. МИНГАЛИШЕВ<sup>1</sup>**,  
заведующий  
лабораторией  
mingalishvfk@bnipi.rosneft.ru



**Р.Р. ЗАГИРОВ<sup>1</sup>**,  
начальник отдела  
zagirovrra@bnipi.rosneft.ru



**А.В. РАХИМОВА<sup>1</sup>**,  
ведущий специалист  
vashchenkoav@bnipi.rosneft.ru



**И.Б. ДАВЛЕТБЕРДИНА<sup>1</sup>**,  
старший специалист  
davletberdinaib@bnipi.rosneft.ru



**А.К. МАКАТРОВ<sup>1</sup>**,  
к.т.н., начальник  
управления  
makatrovak@bnipi.rosneft.ru



**А.А. ГОРБУНОВА<sup>2</sup>**,  
менеджер  
gorbunovaaa@bashneft.ru

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть»  
г. Уфа, 450006, Республика Башкортостан, РФ

<sup>2</sup>ООО «Башнефть-Добыча»  
г. Уфа, 450052, Республика Башкортостан, РФ

**O.I. VALIEVA<sup>1</sup>, L.P. KOMKOVA<sup>1</sup>, I.I. ZAINULLIN<sup>1</sup>, F.K. MINGALISHEV<sup>1</sup>, R.R. ZAGIROV<sup>1</sup>, A.V. RAKHIMOVA<sup>1</sup>, I.B. DAVLETBERDINA<sup>1</sup>, A.K. MAKATROV<sup>1</sup>, A.A. GORBUNOVA<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, 450006, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

<sup>2</sup>Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, 450052, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

**При строительстве скважин на объектах ООО «Башнефть-Добыча» периодически возникают проблемы, связанные с невыполнением планового пускового дебита.**

**Для урегулирования данной проблемы могут быть разные решения, и одним из таких вариантов является применение технологических жидкостей: буровые растворы (БР), брейкерные системы, кислотные составы (КС), которые бы позволяли минимизировать негативное влияние на коллекторские свойства пласта.**

**В работе представлены результаты комплексных лабораторных экспериментов по гидродинамическому моделированию процессов воздействия на продуктивный пласт с использованием программно-измерительного комплекса, позволяющего проводить исследования с применением термобарических условий изучаемых пластов и агрессивных сред (кислотных составов).**

**Проведенные исследования технологических жидкостей позволили разработать определенные требования по типам, технологии применения и технологическим параметрам промывочной жидкости.**

**Ключевые слова:** коэффициент восстановления проницаемости, гидродинамическое моделирование, коллектор, буровой раствор, кислотный состав, брейкерная система, керновые исследования





## INTEGRATED STUDIES OF THE PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS FOR PRIMARY OPENING AT BASHNEFT-DOBYCHA LLC FACILITIES

During the construction of wells at the facilities of OOO Bashneft-Dobycha, problems arise from time to time related to the failure to meet the planned start-up flow rate.

To resolve this problem, there may be different solutions, and one of these options is the use of process fluids: drilling fluids (BR), breaker systems, acid compositions (CS), which would minimize the negative impact on the reservoir properties of the formation.

The paper presents the results of complex laboratory experiments on hydrodynamic modeling of the processes of impact on a productive formation using a software-measuring complex that makes it possible to conduct studies using thermobaric conditions of the studied formations and aggressive media (acid compositions).

The conducted studies of process fluids made it possible to develop certain requirements for the types, application technology and technological parameters of the flushing fluid.

Keywords: permeability recovery coefficient, hydrodynamic modeling, reservoir, drilling mud, acid composition, breaker system, core studies

**М**ноголетний опыт бурения на объектах ООО «Башнефть-Добыча» позволил накопить немалый объем информации по влиянию различных факторов на процесс бурения и первичное вскрытие продуктивного пласта: состояние продуктивных пластов, действие перепада давления между стволом скважины и проницаемой породой, многокомпонентный состав и физико-химические свойства промысловых жидкостей, технология проведения работ в скважине, осложнения, возникающие в процессе бурения и т.д. [1]. Однако стоит отметить, что в некоторых случаях строительство скважин на объектах ООО «Башнефть-Добыча» характеризуется невыполнением планового пускового дебита [2, 3]. Одним из решений данной проблемы является применение технологических жидкостей, таких как буровые растворы (БР), брейкерные системы [4], кислотные составы (КС) с правильно подобранными параметрами и корректно разработанными технологиями применения, позволяющими, если не исключить, то минимизировать негативное влияние на коллекторские свойства пласта [5].

В работе описаны комплексные исследования физико-химических свойств технологических жидкостей, применяемых для вскрытия продуктивного пласта месторождений ООО «Башнефть-Добыча».

В качестве объектов испытаний применяли образцы кернового материала с терригенных коллекторов: Туймазинского месторождения – бобриковский горизонт, Сергеевского месторождения – пашийский+ардатовский горизонт, и пашийский горизонт Белебеевского месторождения.

В качестве объектов исследования были выбраны буровые растворы на водной и углеводородной основах различной плотности: 1,24 г/см<sup>3</sup> – для Туймазинского месторождения, 0,92 г/см<sup>3</sup> для объектов Белебеевского месторождения, 0,96 г/см<sup>3</sup> – для Сергеевского месторождения. Низкие плотности растворов связаны с низким пластовым давлением продуктивных горизонтов, из-за длительной эксплуатации коэффициент аномальности характеризуется значением менее 1,12 % р-р ингибированной соляной кислоты, ее применяли в качестве жидкости стимуляции. Брейкерные системы были предложены сервисными компаниями для соответствующих буровых растворов.

Ниже приведены критерии, согласно которых проводили отбор промысловых жидкостей:

1. Отбор буровых растворов с учетом горно-геологических условий. Приготовление и определение технологических параметров (до и после термостатирования при перемешивании в течение 16 часов при T=40 °C) проб буровых растворов согласно [6].

2. При проникновении фильтрата раствора в пласт не должны происходить процессы, связанные с образованием нерастворимых осадков. Проводили исследования на совместимость пластовой воды с модельными фильтрами промысловых жидкостей в соотношениях 1:3, 2:2, 3:1 при термостатировании. Рассчитано количество взвешенных частиц (КВЧ) в исследуемых системах. Данный показатель был получен в незначительных количествах и изменялся в пределах 0,005-0,189 г/л.

3. Повышенные значения поверхностного натяжения, возникающее на границе раздела фаз фильтрат бурового раствора–нефть, отрицательно сказываются на качестве первичного вскрытия. Проведены измерения значений межфазного натяжения растворов, растворимых в водной среде реагентов, для приготовления буровых растворов применением тензиометра KRUSS EasyDune K20 методом кольца дью Нуи. Получены следующие результаты:

– повышенные значения рН фильтрата БР способствуют уменьшению межфазного натяжения;

– увеличение концентрации солей в фильтрате БР, а именно хлористого калия, приводит к повышению межфазного натяжения на границе раздела фаз керосин – фильтрат БР;

– все исследованные водорастворимые технологические добавки БР (ингибиторы гидратации глин, регуляторы водоотдачи, смазочные добавки, бактерициды и пеногасители) понижают межфазное натяжение на границе раздела фаз керосин–фильтрат БР. Максимальным снижением данной величины характеризуются растворы пеногасителей и смазочных добавок;

– влияние многокомпонентных модельных фильтратов БР на показания межфазного натяжения характеризуются синергетическим эффектом.

4. Сужение поровых каналов коллектора, в первую очередь, связано с твердой фазой бурового раствора. Максимальное отрицательное влияние зоны кольматации отмечается в скважинах с открытым забоем. Для качественного вскрытия ПЗП необходимо, чтобы твердая фаза бурового раствора полностью растворялась.

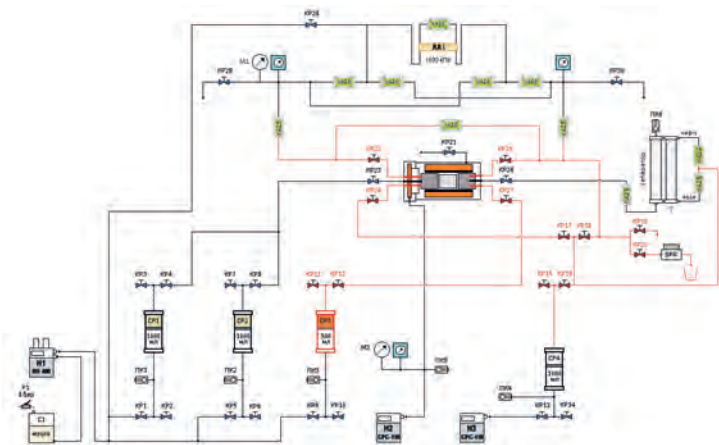


Рис. 1. Гидравлическая схема фильтрационной установки ПИК-ОФП

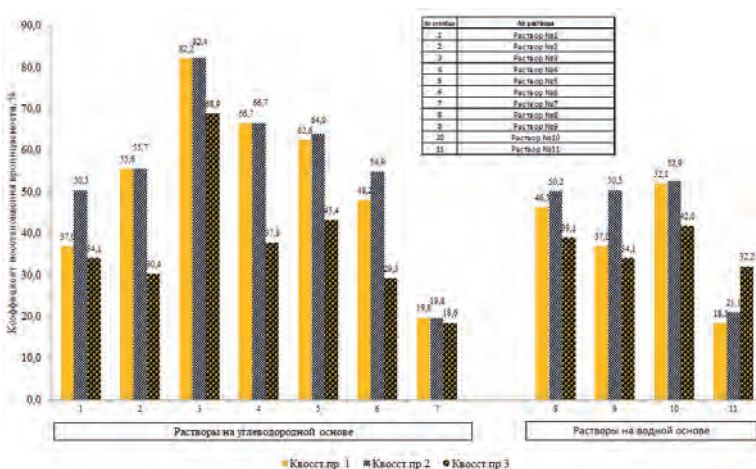


Рис. 2. Диаграмма по результатам исследований при воздействии растворами на модель пласта бобриковского горизонта Туймазинского месторождения

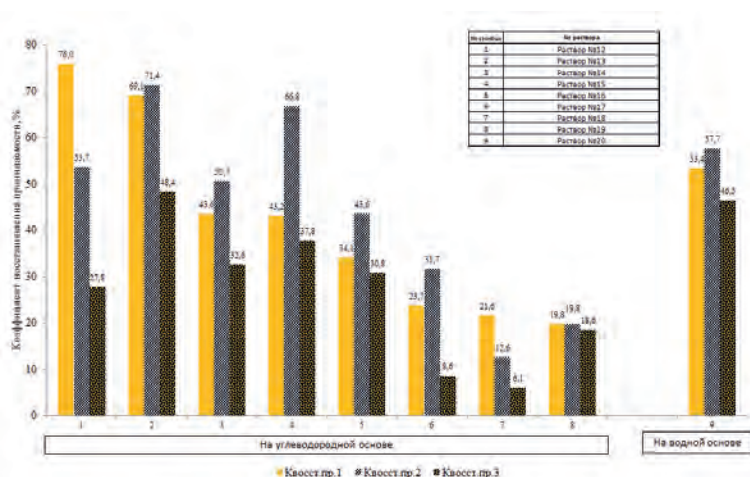


Рис. 3. Диаграмма по результатам исследований при воздействии растворами модель пласта пашийского горизонта Белебеевского месторождения

Поэтому исследованы компоненты твердой фазы БР на кислоторастворимость. В качестве жидкости стимуляции использовали кислотный состав с 12 %-ным содержанием соляной кислоты в условиях 8-кратного избытка. По результатам проведенных исследований кислоторастворимость твердой фазы буровых растворов составляет 91,3–97,9 %. Повышенное количество нерастворимого осадка получено для инвертно-эмульсионных растворов, что связано со свойствами органобентонита,

применяемого в качестве обязательного компонента в составе углеводородных составов.

5. Основное требование по показателю фильтрации промысловых жидкостей в пластовых условиях – минимальное значение. Данное требование было выполнено использованием современных эффективных реагентов-понижителей фильтрации.

По результатам описанных выше исследований были предложены 28 промысловых жидкостей с целью дальнейших испытаний по влиянию на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горной породы.

Следующий блок испытаний был связан с проведением фильтрационных испытаний с целью определения коэффициента восстановления проницаемости по нефти после последовательного воздействия технологических жидкостей на керновый материал. Данные исследования позволили оценить степень загрязнения керновых образцов после динамического и статического воздействий бурового раствора, степень образования фильтрационной корки, определить давление ее отрыва, а также возможность снятия негативного воздействия закаченных технологических жидкостей путем обработки брейкерными и кислотными составами. Отметим, что имитацию кислотной обработки проводили двумя способами: путем смыва корки бурового раствора и методом воздействия кислотного состава от ствола скважины к пласту.

Фильтрационные эксперименты по гидродинамическому моделированию процессов воздействия на продуктивный пласт осуществляли с использованием программно-измерительного комплекса, позволяющего проводить эксперименты с применением агрессивных сред (кислотных составов) и термобарических условий изучаемых пластов. Гидравлическая схема установки представлена на рис. 1. Установка адаптирована под закачку и фильтрацию реагентов в прямом и обратном направлениях.

Все проведенные испытания, по оценке ФЕС, исследуемых керновых образцов проводили в соответствии с разработанной методикой [7].

Результаты фильтрационных исследований показаны в виде диаграмм на рис. 2–4. Представленные данные сформированы по районам месторождений.

Проведенные исследования технологических жидкостей позволили получить следующие результаты:

1. Наименьшее негативное влияние на коллекторские свойства пласта оказывают растворы на углеводородной основе в качестве дисперсионной среды [8].

2. В большинстве случаев процесс моделирования кислотной обработки методом воздействия кислотного состава от ствола скважины к пласту показал отрицательное влияние на проницаемость призабойной зоны пласта, характеризующаяся снижением фазовой проницаемости по нефти в среднем на 15–35 %.

3. Имитация смыва фильтрационной корки вдоль торца применяемых керновых образцов показала наилучшие результаты при подборе технологии проведения кислотных обработок, а именно – с применением солянокислотных ванн при обработке призабойной зоны пласта.

Таким образом, проведенный анализ результатов применения и лабораторных испытаний различных типов БР позволил разработать конкретные требования к типу, составу и технологическим параметрам промысловой жидкости. На основании анализа исследований показано, что при выборе жидкости для первичного вскрытия

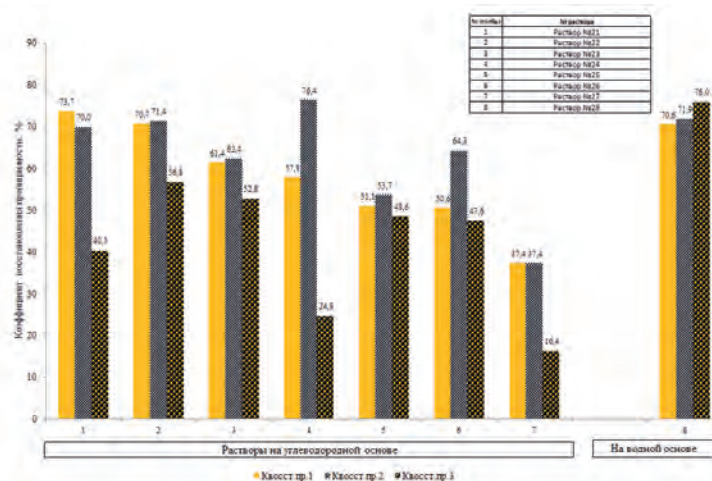


Проведенный анализ результатов применения и лабораторных испытаний различных типов БР позволил разработать конкретные требования к типу, составу и технологическим параметрам промывочной жидкости. На основании анализа исследований показано, что при выборе жидкости для первичного вскрытия однозначно требуется индивидуальный подход к каждой конкретной скважине, учитывая гидрофобно-гидрофильный характер коллектора. При бурении терригенных коллекторов особое внимание следует уделять не только правильно подобранному составу применяемых технологических жидкостей, но и технологиям проведения солянокислотных обработок.

однозначно требуется индивидуальный подход к каждой конкретной скважине, учитывая гидрофобно-гидрофильный характер коллектора. При бурении терригенных коллекторов особое внимание следует уделять не только правильно подобранному составу применяемых технологических жидкостей, но и технологиям проведения солянокислотных обработок.

**Литература**

1. Валиева О.И., Комкова Л.П., Туриянов А.П., Ширская А.О., Рафикова С.А., Горбунова А.А. Лабораторные исследования по влиянию солянокислотной обработки после воздействия буровым раствором на терригенные коллектора // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20, № 6. – С. 50–58.
2. Милютинский И.Л., Дмитриева А.П., Игунов И.А., Мирнычев В.Г. Воздействие фильтратов минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора (МКБПР) на фильтрационные свойства карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 1. – С. 13–17.
3. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин. Часть 2. Формирование призабойной зоны скважины: учебник для вузов. – М.: 000 «НедраБизнесцентр», – 2008, – 253 с.
4. Мавлютов М.Р., Нигматуллина А.Г., Валеева А.Н. Вскрытие продуктивных пластов с использованием полимерных растворов с регулируемой коагуляцией // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 3. – С. 20–23.
5. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: «Недра», – 1972, – 392 с.
6. ISO 10414-1:2008 (R) Нефтяная и газовая промышленность. Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе. – г. Москва, – 2012, – 101 с.
7. Методика измерений ООО «БашНИПИнефть». Породы горные. Методика измерений коэффициента восстановления проницаемости пород пластов-коллекторов после воздействия технологическими жидкостями или кислотной обработки в условиях моделирующих пластовые. № П4-04 МА-005 ЮЛ-320.01, в. 1, Аттестована ФБУ «Государственный



**Рис. 4. Диаграмма по результатам исследований при воздействии растворами модель пласта ардатовско-пашийского горизонта Сергеевского месторождения**

региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в РБ». – г. Уфа, – 2017, – 27 с.

8. Гришкoveц В.Ю., Давыдов Ю.С., Редкин Т.А., Николаева Л.В., Карпиков А.В. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН. – 2012. – № 2(43). – С. 95–101.

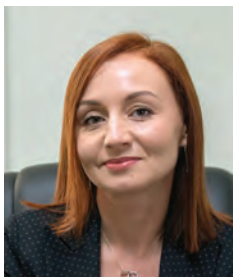
**References**

1. Valieva O.I., Komkova L.P., Turiyanov A.R., Shirskaya A.O., Rafikova S.A., Gorbunova A.A. Laboratory studies on the effect of hydrochloric acid treatment after exposure to drilling mud on terrigenous reservoirs // Oil and Gas Business. – 2022. – Vol. 20. No. 6. – Pp. 50–58.
2. Milyutinsky I.L., Dmitrieva A.P., Igunov I.A., Mirnychev V.G. Influence of filtrates of mineralized starch-biopolymer drilling fluid (MCBPR) on the filtration properties of carbonate reservoirs of Udmurtia fields // Engineer-Neftyanik. – 2019. – No. 1. – Pp. 13–17.
3. Podgorinov V.M. Well completion. Part 2. Formation of the bottomhole zone of a well: a textbook for universities. – Moscow: NedraBusinesscenter LLC Publ., – 2008, – p. 253.
4. Mavlyutov M.R., Nigmatullina A.G., Valeeva A.N. Opening of productive formations using polymer solutions with controlled clogging // Oil industry. – 1999. – No. 3. – Pp. 20–23.
5. Kister E.G. Chemical treatment of drilling fluids. – Moscow: Nedra Publ., – 1972, – p. 392.
6. ISO 10414-1:2008 (R) Oil and gas industry. Control of parameters of drilling fluids in field conditions. Part 1. Water-based solutions. – Moscow, – 2012, – p. 101.
7. Measurement technique of BashNIPIneft LLC. Mountain breeds. Method for measuring the coefficient of permeability recovery of reservoir rocks after exposure to process fluids or acid treatment under conditions simulating reservoir. No. P4-04 MA-005 YUL-320.01, c. 1, Certified by FBU State Regional Center for Standardization, Metrology and Testing in the Republic of Belarus. – Ufa, – 2017, – p. 27.
8. Grishkovets V.Yu., Davydov Yu.S., Redkin T.A., Nikolaeva L.V., Karpikov A.V. Benefits of using oil-based drilling liquids when drilling oil and gas wells // Proceedings of the Siberian Branch of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. – 2012. – No. 2 (43). – Pp. 95–101.

# ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КОРКОВ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ



**В.И. НИКИТИН,**  
к.т.н., доцент, доцент  
кафедры «Бурение  
нефтяных и газовых  
скважин»  
nikitin@list.ru



**О.А. НЕЧАЕВА,**  
к.т.н., доцент, директор  
Института нефтегазовых  
технологий  
nechaeva@yandex.ru

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»  
г. Самара, 443100, РФ

**V.I. NIKITIN,  
O.A. NECHAEVA**

Federal state budgetary educational institution of higher education Samara state technical university  
Samara, 443100, Russian Federation

*Данная работа посвящена изучению механизма водоотдачи буровых промывочных жидкостей. Авторами разработано программное обеспечение по расчету проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости по фильтрату, проходящему через нее и проникающему в пласт. Программа применяется к результатам тестирования на фильтр-прессе современных промывочных систем. В работе произведен анализ исследований и сделаны выводы. Результаты могут быть рекомендованы для использования в процессе проектирования промывочных жидкостей и оценки изменения проницаемости призабойной зоны пласта.*

**Ключевые слова:** проницаемость, фильтрационная корка, буровой раствор, буровая промывочная жидкость, фильтрация, фильтр-пресс, водоотдача, вскрытие продуктивных пластов

## EVALUATION OF THE PERMEABILITY OF FILTER CAKE OF WATER-BASED DRILLING FLUID

This paper is devoted to the study of the mechanism of fluid loss of drilling fluids. The authors have developed software for calculating the permeability of the drilling fluid filter cake by the filtrate passing through it and penetrating into the formation. The program is applied to the filter press test results of modern flushing systems. The paper analyzes the studies and draws conclusions. The results can be recommended for use in the process of designing drilling fluids and assessing changes in the permeability of the bottomhole formation zone.

**Keywords:** permeability, filter cake, drilling fluid, mud, filter press filtration, fluid loss, drilling in productive formations

**П**роектированию буровых промывочных систем посвящено значительное количество исследований в связи с выполнением ими большого количества технологических функций. Водоотдаче буровых растворов уделяется внимание на всех этапах строительства скважин, но особенную важность данный параметр имеет в продуктивных пластах и в нестабильных горизонтах. Авторами данной работы реализовано программное обеспечение, позволяющее определить проницаемость фильтрационной корки по результатам стандартного теста на фильтр-прессе [1, 2]. Результаты, полученные с использованием данного программного обеспечения, могут быть применены для детального изучения процесса отфильтровывания жидкой фазы из буровых растворов. Анализ результатов данного вида исследований может быть использован с целью дальнейшей оптимизации

рецептур буровых растворов и снижения их фильтратоотдачи. В основе написания программного обеспечения по определению проницаемости фильтрационной корки лежит методика, описанная в работах [3, 4].

Принцип работы программы заключается в нахождении линейной зависимости показателя фильтрации от времени фильтрационного процесса по коэффициенту корреляции с возможностью ручной корректировки рассматриваемого набора точек. Данная операция обеспечивает рассмотрение участка фильтрационного процесса без учета участка мгновенной фильтрации. Мгновенная фильтрация подлежит описанию нелинейной зависимости объема показателя фильтрации от времени и значительно искажает данные о проницаемости фильтрационной корки, значительно увеличивая ее значение. Фильтрационный эксперимент в данном



приближении рекомендуется проводить на стандартных фильтр-прессах статического или динамического типа, или на приборах с использованием керамических моделей зерна, что позволяет модельно оценить проницаемость зоны кольтматации [5, 6].

Окно интерфейса программы представлено на рис. 1. В левой части окна представлены входные параметры задачи. Входные параметры эксперимента, вводимые данным путем, включают в себя вязкость фильтрата  $\mu_{\text{фильтрата}}$  (Па·с), толщину фильтрационной корки  $h_{\text{корки}}$  (мм), перепад давлений во время фильтрационного эксперимента  $\Delta p$  (МПа), диаметр фильтрационной поверхности  $d_{\text{фильтрации}}$  (см). Ниже блока входных параметров располагается полоса прокрутки, при помощи которой можно исключить точки с нелинейного участка, при исключении каждой точки ее изображение на графике становится красным, и линия регрессии перестраивается в соответствии с оставшимися точками, которые обозначаются зеленым цветом. Следовательно, возможно определение проницаемости фильтрационной корки или зоны кольтматации в приближении теории линейного закона фильтрации. Так как фильтрат бурового раствора достаточно хорошо описывается реологической моделью ньютоновской среды и скорости фильтрации относительно невысоки, то линейный закон фильтрации качественно аппроксимирует процесс. Экспериментальная зависимость фильтрационного процесса загружается в табличном виде при запуске программы. Визуальный контроль нахождения линейного участка, подтверждаемый коэффициентом корреляции, позволяет производить тонкую настройку параметров и высокую точность расчета проницаемости, исходя из закона фильтрации [7, 8].

После написания программы и ее первичного тестирования при варьировании входных параметров было произведено тестирование на параметрах современных промывочных жидкостей, используемых в разных этапах строительства скважин. Для лучшего определения нелинейного участка в начале фильтрационного процесса отображено большее количество точек, чем в конце. Параметры жидкостей представлены в табл. 1, они были введены в программу, зависимость объема от времени фильтрации,  $Q(t)$ , были сведены в таблицу excel и импортированы в программный модуль.

Результаты расчетов сведены в табл. 2. В ней указано количество точек, вошедших в линейный участок и коэффициент корреляции, соответствующий каждому набору точек и расчетное значение проницаемости корки. Параметры фильтрационного процесса, включающие в себя расчетный параметр проницаемости, показатель фильтрации, вязкость фильтрата, толщину корки, представлены на рис. 2 и рис. 3. Графическое окно программы без блока входных параметров изображено на рис. 4.

По результатам тестирования программы на параметрах промывочных жидкостей получены расчетные значения проницаемости фильтрационной корки. Среди параметров, изменяющихся при расчетах, были параметры технической работы программы – количество точек и параметры самого фильтрационного процесса. В среднем можно сказать, что для построения линейного закона фильтрации были взяты точки, начиная с 10 минут от начала фильтрации. В некоторых случаях под линейную зависимость также попали точки, лежащие раньше 10 минут, для пятой жидкости же наоборот лучшая линейная зависимость наблюдается с 15 минут

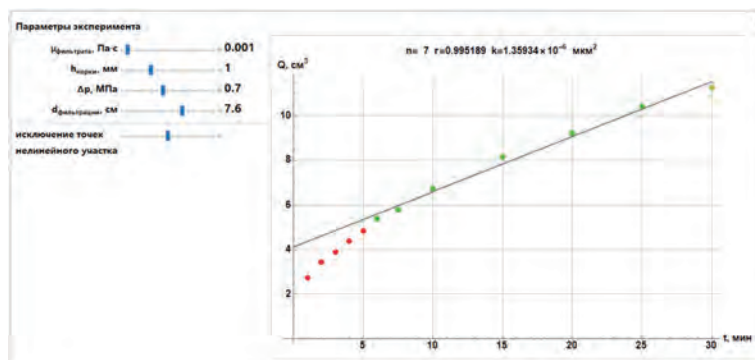


Рис. 1. Интерфейс программы по расчету проницаемости фильтрационной корки

Табл. 1. Параметры жидкостей

Наименование промывочной жидкости	№1-Глинистая	№2-Полимер-глинистая	№3- Хлоркаалиевая	№4-Смолосодержащая	№5-Полимерная
$\mu_{\text{фильтрата}}$ , динамическая вязкость фильтрата, Па·с	$1,01 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$3,31 \cdot 10^{-3}$	$13,6 \cdot 10^{-3}$	$6,5 \cdot 10^{-3}$
Толщина фильтрационной корки, мм	3	1	0.8	0.8	0.5
$V_{30}$ показатель фильтрации, см³/30 мин	12	7,5	8	6	6
$t$ , мин	Зависимость объема от времени фильтрации, $Q(t)$ , см³				
0	0	0	0	0	0
1	2	1,4	2,2	1	1,2
2	3,3	2,3	2,8	1,4	1,8
3	4	2,9	3,3	2	2,3
4	4,5	3,5	3,6	2,4	2,8
5	5	4,1	4	2,6	3,2
6	5,5	4,5	4,3	2,9	3,6
7,5	6,2	4,9	4,8	3,4	3,9
10	6,6	5,7	5,6	4,0	4,2
15	7,4	6,3	6,3	4,5	4,8
20	9	7,0	7,2	4,7	5,2
25	10	7,3	7,5	5,1	5,7
30	11	7,5	8	6	6

от начала фильтрации. Можно сделать вывод о правильности принятия решения о введении ручной настройки выбора точек, так как данный метод позволяет учесть и как визуальную оценку пользователя, так и значение коэффициента корреляции. Для каждой жидкости перепад давлений и площадь фильтрации одинаковая, толщина корки самая большая у глинистой жидкости – 3 мм, у полимер-глинистой – 1 мм, у хлоркаалиевой и смолосодержащей – одинаковые, по 0,8 мм, самое низкое значение у полимерной и составляет 0,5 мм. Вязкости фильтратов у всех жидкостей различные. Показатели фильтрации за 30 минут у полимерной и смолосодержащей



Табл. 2. Результат расчета проницаемости фильтрационных корок

Параметр	№1-Глинистая	№2-Полимер-глинистая	№3- Хлор-калиевая	№4-Смолодержащая	№5-Полимерная
r, коэффициент корреляции	0,99	0,97	0,98	0,98	0,99
n, количество точек линейной зависимости	5	5	6	6	4
k, проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-6}$	3,54	0,585	2,18	6,32	2,261



Рис. 2. Вязкость фильтрата и проницаемость корки

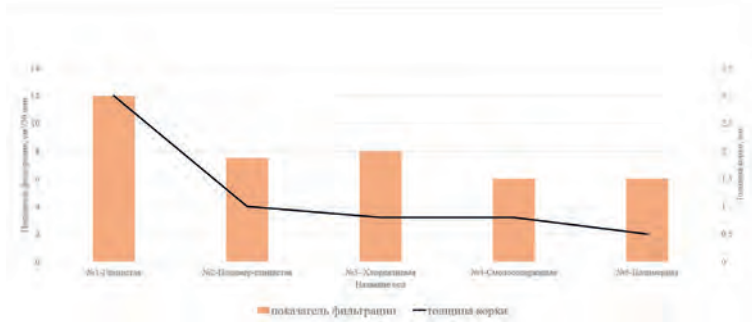
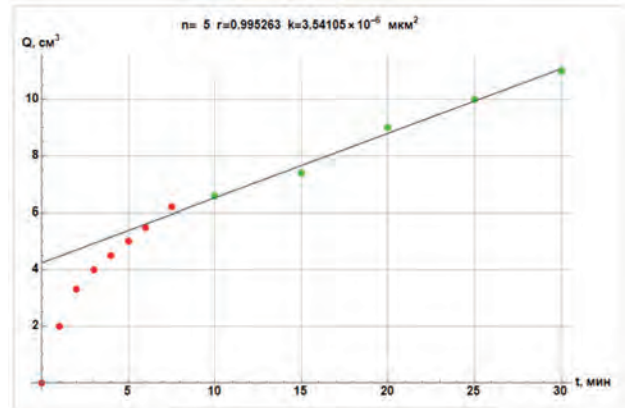


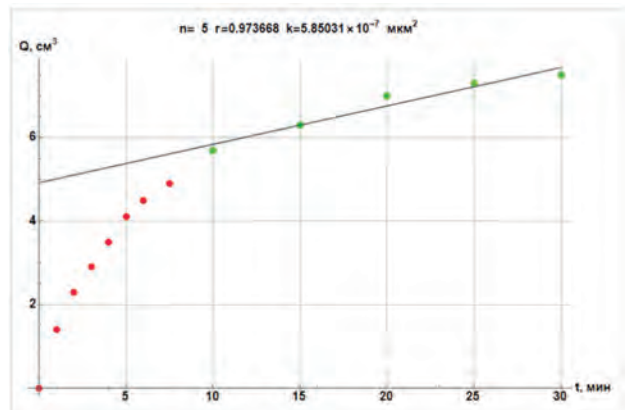
Рис. 3. Показатель фильтрации и толщина корки

одинаковые и меньше чем у остальных, составляют  $6 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$ , самый высокий показатель у глинистой. Так как в уравнение фильтрации входят все перечисленные параметры, то каждый из них имеет свое влияние на расчет показателя проницаемости. Можно сделать вывод – несмотря на низкий показатель фильтрации, у смолодержащей жидкости проницаемость корки выше, чем у остальных, так как она пропускает за единицу времени жидкость наиболее высокой вязкости, чем остальные. Этот факт хорошо виден по графикам рис. 4. Также, несмотря на высокую водоотдачу и толщину корки, – не самое высокое значение проницаемости у глинистой жидкости из-за малой вязкости фильтрата. Наименьшее значение проницаемости корки у полимер-глинистой жидкости из-за невысокого показателя фильтрации, низкой вязкости фильтрата и среднего значения толщины фильтрационной корки. Для более полного анализа фильтрационного процесса и факторов, влияющих на образование корки, вязкость фильтрата, необходимо глубокое изучение взаимодействия реагентов, входящих в рецептуру бурового раствора. Наличие написанного программного обеспечения может обеспечить достаточно

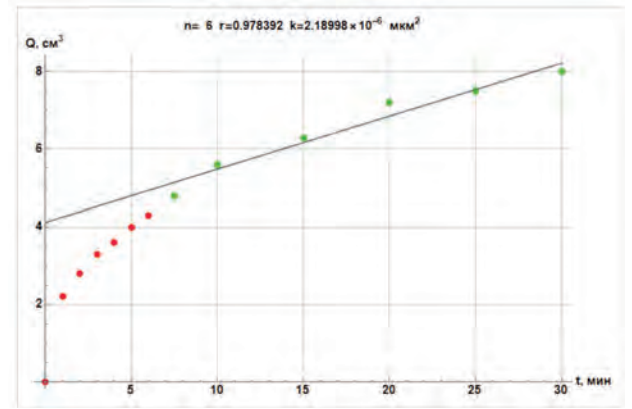
высокую точность определения проницаемости корки, образованной буровой промывочной жидкостью по фильтрату, через нее проходящему, при экономии времени



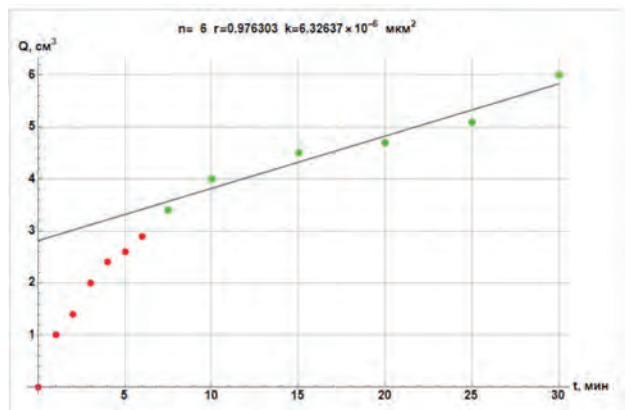
а)



б)



в)



г)

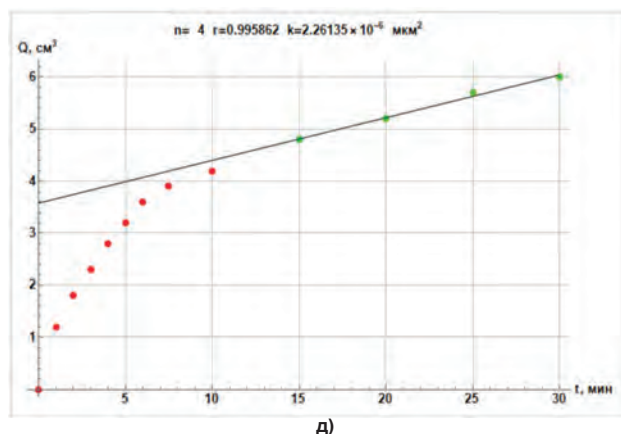


Рис. 4. Кривые фильтрационного процесса для промывочных жидкостей:  
 а) глинистая; б) полимер-глинистая; в) хлоркаалиевая;  
 г) смолосодержащая; д) полимерная

на проведение дополнительных экспериментов по фильтрации. Единственным дополнительно измеряемым параметром является вязкость фильтрата, которую легко измерить за короткий промежуток времени при помощи капиллярных вискозиметров. Для измерения данного параметра достаточно количества фильтрата, отобранного из промывочной жидкости за время стандартного теста на фильтр-прессе. Использование написанного программного обеспечения является вспомогательным средством для изучения механизма фильтрации водной фазы буровых растворов.

Тестирование авторской программы на параметрах промывочных жидкостей, измеренных в лабораторных условиях, показало достаточно хороший результат. Результаты полностью отражают сущность физического процесса и не противоречат общепринятым подходам описания фильтрационных процессов. На основании проведенных тестов можно сделать вывод о корректной работе программы и рекомендовать ее для изучения механизмов фильтрации буровых промывочных жидкостей с целью снижения показателя фильтрации. Также проницаемость фильтрационной корки может быть полезна при рассмотрении других процессов, происходящих в скважине. Разработанное программное обеспечение может быть внедрено в качестве расчетного блока программного комплекса по оценке изменения фильтрационных свойств продуктивного пласта при его первичном вскрытии с использованием буровых промывочных жидкостей на водной основе [9, 10].

**Литература**

1. Никитин В.И. Программа для расчета проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости. Реестр программ для ЭВМ, регистрационный № 2021664846 от 14.09.2021.
2. Никитин В.И. Программа по определению проницаемости фильтрационной корки по показаниям фильтр-пресса / В.И. Никитин, Д.Н. Цивинский // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – № 11. – 2022. – С. 43–46.
3. Никитин В.И. Определение проницаемости фильтрационной корки бурового раствора путём анализа кривой фильтрационного процесса // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 10. С. 48–50.
4. Никитин В.И. Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт /

В.И. Никитин, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 40–42.

5. Леушева Е.Л. Оценка влияния фракционного состава твердой фазы на фильтрационные характеристики промывочной жидкости / Е.Л. Леушева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 11 (359). – С. 33–37.

6. Будовская М.Е., Двойников М.В., Блинов П.А., Камбулов Е.Ю., Минибаев В.В. К вопросу формирования кольматационного экрана при бурении скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе в условиях месторождений Восточной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 3 (351). – С. 29–34.

7. Fanchi J.R. Principles of Applied Reservoir Simulation (2ndEd). – Houston, TX: Gulf Publishing Company, – 2001, – 376 p.

8. Non-Darcy flows in layered porous media (LPMs) with contrasting pore space structures / X. Zhang, Z. Dou, J. Wang, Z. Zhou, C. Zhuang // Petroleum Science. – 2022. – P. 1 – 37.

9. Захаров А.С., Минаев К.М., Пестерев А.В., Боев А.С. Исследование качества вскрытия продуктивных пластов месторождений Западной Сибири различными типами биополимерных буровых растворов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 5. – С. 23–31.

10. A new approach to estimate unvasion radius of water-based drilling fluid filtrate to evaluate formation damage caused by overbalanced drilling / K. Ling, H. Zhang, Z. Shen, A. Ghalambor, G. Han, J. He, P. Pei // SPE Drilling & Completion Publisher: Society of Petroleum Engineers. – 2015. – P. 27–37.

**References**

1. Nikitin V.I. Program for calculating the permeability of the filter cake of drilling fluid. Register of computer programs, registration No. 2021664846 dated September 14, 2021.
2. Nikitin V.I. The program for determining the permeability of the filter cake according to the indications of the filter press / V.I. Nikitin, D.N. Tsivinsky // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – No. 11. – 2022. – Pp. 43–46.
3. Nikitin V.I. Determination of the permeability of the drilling fluid filter cake by analyzing the filtration process curve // Oil. Gas. Innovations. – 2018. – No. 10. Pp. 48–50.
4. Nikitin V.I. Dynamics of penetration of the filtrate of drilling water-based flushing systems into the reservoir / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2017. – No. 11. – Pp. 40–42.
5. Leusheva E.L. Evaluation of the influence of the fractional composition of the solid phase on the filtration characteristics of the flushing fluid / E.L. Leusheva // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2022. – No. 11 (359). – Pp. 33–37.
6. Budovskaya M.E., Dvoynikov M.V. and P.A. Blinov, Kambulov E.Yu., Minibaev V.V. On the issue of formation of a colmatation screen when drilling wells with the use of drilling fluid on a hydrocarbon basis in the conditions of fields in Eastern Siberia // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2022. – No. 3 (351). – Pp. 29–34.
7. Fanchi J.R. Principles of Applied Reservoir Simulation (2ndEd). – Houston, TX: Gulf Publishing Company, – 2001, – p. 376.
8. Non-Darcy flows in layered porous media (LPMs) with contrasting pore space structures / X. Zhang, Z. Dou, J. Wang, Z. Zhou, C. Zhuang // Petroleum Science. – 2022. – Pp. 1–37.
9. Zakharov A.S., Minaev K.M., Pesterev A.V., Boev A.S. Investigation of the quality of the opening of productive strata of Western Siberia fields with various types of biopolymer drilling fluids // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2022. – Vol. 333. – No. 5. – Pp. 23–31.
10. A new approach to estimate unvasion radius of water-based drilling fluid filtrate to evaluate formation damage caused by overbalanced drilling / K. Ling, H. Zhang, Z. Shen, A. Ghalambor, G. Han, J. He, P. Pei // SPE Drilling & Completion Publisher: Society of Petroleum Engineers. – 2015. – Pp. 27–37.



# РАЗРАБОТКА СОСТАВА И РЕГУЛИРОВАНИЕ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА С КОНДЕНСИРОВАННОЙ ТВЕРДОЙ ФАЗОЙ НА ОСНОВЕ СУЛЬФАТНОГО КЕКА



**П.А. БЛИНОВ,**  
к.т.н., доцент кафедры  
«Бурение скважин»  
blinov\_pa@pers.spmi.ru



**В.В. НИКИШИН,**  
к.т.н., доцент кафедры  
«Бурение скважин»  
nikishin\_vv@pers.spmi.ru



**В.Г. ГОРЕЛИКОВ,**  
д.т.н., старший научный  
сотрудник, профессор  
кафедры «Механика»  
gorelikov\_vg@pers.spmi.ru



**К.В. ПЕКПУЛАНОВА,**  
студент кафедры  
«Бурение скважин»

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»  
г. Санкт-Петербург, 199106, РФ

**P.A. BLINOV, V.V. NIKISHIN, V.G. GORELIKOV, K.V. PEKPULATOVA**

Federal state budgetary educational institution of higher education Saint Petersburg mining university  
St. Petersburg, 199106, Russian Federation

***В настоящих нестабильных международных отношениях существует проблема импорта реагентов. Одним из направлений решения данного вопроса является развитие потенциала продуктов вторичных ресурсов различных производств, которые зачастую утилизируют, не понимая их возможного применения в нефтегазовой отрасли. Использование данных ресурсов в качестве компонентов технологических жидкостей является актуальной темой, как с экономической, так и с экологической точки зрения.***

***При проходке интервалов скважин, сложенных хемогенными горными породами, с целью предотвращения осложнений могут быть рекомендованы к использованию буровые растворы с конденсированной твердой фазой.***

***В работе проведен сравнительный анализ свойств и функционала гелевых растворов, применяемых в процессе бурения в осложненных условиях. В исследовании в качестве одного из основных компонентов раствора, применен сульфатный кек, являющийся продуктом переработки глиноземного производства, разработан состав бурового раствора, соответствующий требованиям, предъявляемым производственными организациями.***

**Ключевые слова:** осложнения, бурение, промывочная жидкость, продукты переработки, сульфатный кек

## COMPOSITION DEVELOPMENT AND PROPERTIES CONTROL OF DRILLING MUD WITH CONDENSED SOLID PHASE BASED ON SULFATE CAKE

In the current unstable international relations, there is a problem of importing reagents. One of the directions for solving this issue is the development of the potential of products of secondary resources of various industries, which are often disposed of without understanding their possible use in the oil and gas industry. The use of these resources as components of process fluids is a hot topic, both economically and environmentally.

When drilling intervals of wells composed of chemogenic rocks, in order to prevent complications, drilling fluids with a condensed solid phase can be recommended for use.

The paper presents a comparative analysis of the properties and functionality of gel solutions used in the drilling process under difficult conditions. In the study, as one of the main components of the mud, sulfate cake was used, which is a product of the processing of alumina production, a drilling mud composition was developed that meets the requirements of production organizations.

**Keywords:** complications, drilling, drilling fluid, by-products, sulphate cake





Одной из главных отраслей формирующей бюджет нашей страны является нефтегазовая отрасль. На ее долю приходится приблизительно 37–52 % поступлений в государственный бюджет. В энергетике, строительстве, сельском хозяйстве, химической промышленности и в других отраслях используются продукты переработки нефти и газа, которые являются основными природными энергоносителями.

Около 16–26 % от общего времени строительства скважин до сих пор затрачивается на ликвидацию осложнений, вызванных геологическими условиями. Ликвидация осложнений – чрезвычайно дорогой процесс. Исходя из практического опыта, любое осложнение лучше и легче предупредить, нежели ликвидировать.

Проблема разработки новых и эффективных составов технологических жидкостей для строительства скважин и вскрытия продуктивных пластов весьма актуальна и востребована, а наиболее перспективным является использование вторичных ресурсов различных производств в качестве компонентов буровых растворов, как с экономической, так и с экологической точек зрения. В связи с этим возникает необходимость разработки оптимизированных составов промысловых жидкостей, специально подобранных под конкретные геологические условия районов проведения работ по строительству скважин.

Целью данной работы является разработка бурового раствора, позволяющего повысить эффективность бурения в осложненных условиях. Идея работы заключается в разработке составов буровых растворов с конденсированной твердой фазой с использованием вторичных ресурсов производства глинозема, с целью обеспечения безаварийной проводки скважин в неустойчивых породах, обеспечении сохранения целостности ствола скважины, предотвращения нефтегазоводопроявлений и кольятации продуктивной зоны при ее вскрытии.

В качестве одного из основных компонентов рассматривался сульфатный КЕК. В процессе производства алюминия, в частности, глинозема  $Al_2O_3$ , образуется большое количество вторичных ресурсов, которые могут содержать полезные элементы и соединения, но извлечение которых не рентабельно. В частности, предлагается рассмотреть следующий тип вторичного сырья производства глинозема, который имеет названия – сульфатный КЕК, солевой шлак или спек. Спек представляет из себя щелочную смесь сульфатов и карбонатов натрия в различных соотношениях с небольшим количеством (до 5 %) других примесей [1].

В табл. 1, показан количественный состав анализируемого образца.

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что при вскрытии продуктивных горизонтов на гидросолегелевом буровом растворе с сульфатным КЕКом, засорение пор породы коллектора будет минимальным. В случае загрязнения твердой фазой есть возможность проведения кислотной обработки, так как в роли конденсированной твердой фазы выступает кальцит, который хорошо растворяется в кислоте [2].

Твердая фаза также была рассмотрена под микроскопом (рис. 1).

Осложнения, связанные с потерей устойчивости ствола скважины при строительстве глубоких скважин, характерны для подсолевых структур. Это приводит к затряскам, посадкам, проработкам, недоспускам обсадных

Табл. 1. Количественный состав элементов

Фаза	CaO	SO <sub>3</sub>	Na <sub>2</sub> O	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Cl	SiO <sub>2</sub>	K <sub>2</sub> O	Br	SrO
w, % масс.	64,26	19,31	8,73	4,63	2,48	0,44	0,1	0,03	0,02

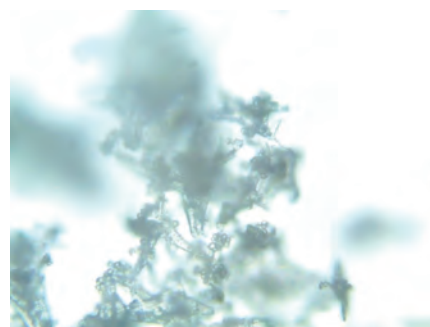
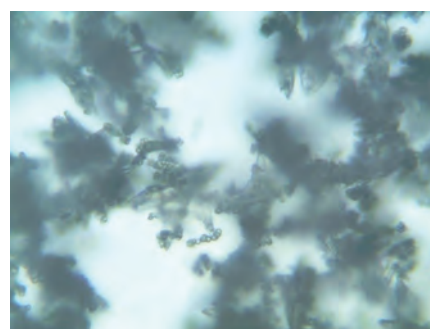


Рис. 1. Фотографии под микроскопом полученных конденсированных частиц (x100 и x400)

колонн и каротажных снарядов, неудачным цементировкам колонн, разобщению пластов и даже к смятию обсадных колонн. Существует несколько причин, объясняющих это, например, возникновение уступов, искривление ствола скважины, желобообразование, или же обрыв корки достаточно толстой на проницаемых породах, а это ведет к возникновению дифференциального прихвата. Но наиболее распространенная причина этих осложнений — разупрочнение пород, которые взаимодействуют с буровым раствором, растворение и пластическое течение соленосных пород, а также разупрочнение терригенной части разреза. Все это ведет к удорожанию строительства скважины, поэтому выбор конструкции скважины на подсолевые залежи требует решения многих взаимосвязанных проблем и выполнения ряда ограничений [3–11]. При строительстве скважин разумным решением является отказ от спуска в скважину дополнительных колонн для перекрытия растворимых и неустойчивых пород с дальнейшей заменой их на хорошо подобранный по составу и совместимый с породой буровой раствор.

При увеличении объемов бурения глубоких скважин возникает острая необходимость в «гибкой технологии буровых растворов», обусловленной разнообразием геологических условий. Такая технология позволит подбирать рецептуры буровых растворов с использованием дешевых местных и недефицитных материалов – сырья и химических реагентов продуктов переработки производств» [4]. Примером служат безводные ИБР или гидрофобные эмульсии, но интерес преобладает именно в растворах на водной основе [12–20].

Глинистые растворы могут быть адаптированы к термосоле- и сульфидостойким условиям за счет огромного количества химических реагентов, а именно, использования солестойких глин, что является экономически нецелесообразным, объясняется это полисолевой средой, в которой глинистая фаза инертна и неактивна. Таким образом, возникает потребность в термосоле- и сульфидостойких буровых растворах на водной основе, обладающих улучшенными коллоидно-химическими свойствами по сравнению с природными глинистыми минералами [21–26].

«Теория Дерягина-Ландау-Фервея-Овербека (ДЛФО) с достаточно высокой точностью описывает процессы, происходящие в лиофобных системах, к которым относятся золи драгоценных металлов, металлоидов (серы, селена, теллура), солей и гидроксидов металлов (кальция, магния, железа, алюминия и т.д.), дисперсии полимерных материалов в воде (например, полистирола, фторолона). Теория объясняет стабилизацию систем благодаря ионно-электрическому взаимодействию между их компонентами. Зависимость имеет два минимума. Первому из них соответствует расстояние, при сближении на которое происходит прочное связывание частиц в агрегаты и, соответственно, агрегация системы. Вторым минимумом менее глубокий и характеризует R на котором возможно межмолекулярное взаимодействие. Сила его невелика – возникающие связи способны разрушаться при тепловом движении молекул, но оно может стать причиной дальнейшего сближения частиц» [1].

Глинистые растворы могут быть адаптированы к термосоле- и сульфидостойким условиям за счет огромного количества химических реагентов, а именно, использования солестойких глин, что является экономически нецелесообразным, объясняется это полисолевой средой, в которой глинистая фаза инертна и неактивна. Таким образом, возникает потребность в термосоле- и сульфидостойких буровых растворах на водной основе, обладающих улучшенными коллоидно-химическими свойствами по сравнению с природными глинистыми минералами.

Существует два концептуальных подхода к получению дисперсных систем: 1) дисперсионный (измельчение массивных образцов материалов до мелкодисперсных частиц неправильной формы, последующее введение в раствор требует длительного перемешивания); 2) конденсационный (главным принципом является равномерное перенасыщение дисперсной среды с помощью твердой фазы) [27]. Данные способы характеризуются обратимостью процессов, так как при изменении температуры раствор соли переходит в состояние перенасыщения, что приводит к росту кристаллов соли, при повышении температуры происходит обратный процесс. Третий способ создания дисперсных систем является необратимым, так как в качестве дисперсной фазы выступают частицы нового химического соединения, отличного по своим физико-химическим свойствам от веществ, вступивших в химическую реакцию, такой процесс возможен благодаря введению в раствор специальных реагентов (кислот, щелочей и др.).

В научных трудах О.К. Ангелопуло [4] развернуто рассмотрены методы конденсирования для создания буровых растворов. Благодаря тиксотропной системе, сами по себе буровые растворы с конденсированной твердой фазой (далее БРКТФ) являются термодинамически неустойчивыми. Поэтому для их выработки требуются специализированные технологические приемы, призванные дополнительно стабилизировать систему и предупреждать признаки преждевременного агрегатного перехода («старения») [28–30].

Следовательно, можно утверждать, что приоритетной задачей при изготовке БРКТФ является получение соединений на основе смешения 2-х (нескольких) электролитов с меньшей, нежели чем исходные соединения растворимостью [31].

В соответствии с характером основного состава свойства полученных фаз подразделяют на солегели (фосфаты, карбонаты, дисперсии слаборастворимых солей-силикатов) и гидрогели (в конденсированной фазе — гидроксиды валентных металлов) [31–36].

Для определения возможного применения сульфатного КЕКа в качестве одного из основных компонентов буровых растворов были проведены исследования геологических параметров раствора, а также его фильтрационных показателей [1].

В процессе исследований приготовление буровых растворов выполнялось методом смешивания смесей осадкообразующих компонентов (растворы 1 и 2), образованных следующими химическими агентами: 1) раствор 1 – водный раствор хлористого кальция с добавлением полимерных реагентов; 2) раствор 2 – водный раствор содосульфатного КЕКа с добавлением полимерных реагентов.

Приготовление буровых растворов производилось в следующей последовательности:

1) В расчетном объеме теплой дистиллированной воды комнатной температуры ( $25 \pm 2$  °C); °C производилось растворение полимерных реагентов;

2) Полученный полимер-водный раствор переливали в отдельную емкость (раствор 1) и осуществляли растворение в нем расчетного количества хлористого кальция;

3) В другой емкости растворяли необходимое количество содосульфатного КЕКа (раствор 2) и добавляли пеногаситель, а затем полимерные реагенты;

4) После приготовления растворов 1 и 2, к раствору 2 подливали при постоянном перемешивании раствор 1 маленькими порциями;



5) После стабилизации раствора добавили природный биополимер.

Ввиду значительных тиксотропных свойств, испытание бурового раствора проводилось после приготовления состава.

К буровым растворам, которые используются для вскрытия продуктивного пласта, предъявляют определенные требования, которым они должны соответствовать, чтобы данная операция прошла успешно:

- Водоотдача раствора должна быть низкой, иначе образуется достаточно мощная фильтрационная корка, которая затрудняет свободный спуск инструмента в скважину и приводит к другим осложнениям;

- Для предотвращения гидратации и набухания глин, раствору необходимо оказывать ингибирующее воздействие на глинистые минералы продуктивного пласта;

- Поверхностное натяжение раствора должно быть небольшим, также гидрофобизирующая способность должна быть обратимой, время, в течение которого буровой раствор находится в контакте с поверхностью вскрываемого бурением пласта, должно быть минимальным;

- Разность между забойным давлением и пластовым давлением (репрессия), возникающая от столба фильтра, должна быть минимизирована;

- Скорость бурения должны быть высокой, за что отвечают параметры фильтра. Раствор не должен быть слишком вязким, значения СНС и ДНС тоже не должны быть высокими;

- Зона коагуляции должна формироваться очень быстро, но глубина проникновения фильтра должна быть небольшой;

- Необходимо избежать пептизацию глинистых частиц, диспергирования, это обеспечивается параметрами бурового раствора.

Исходя из вышеперечисленных требований, предъявляемых к буровым растворам, необходимо проверять параметры жидкости, такие как фильтрационные характеристики, реологические, чтобы определить возможность применения содосульфатного КЕКа в качестве одного из основных компонентов для буровых растворов.

Испытания для каждого бурового раствора проводились с помощью следующих приборов:

- Замешивание раствора с помощью верхнеприводной высокоскоростной мешалки электронного типа.

- Определение водоотдачи раствора на приборе ВМ - 6.

- Определение плотности буровых промывочных жидкостей на ареометре.

- Исследование условной вязкости на СПВ – 5.

- Определение реологических параметров на вискозиметре FANN 35SA.

- Определение статического напряжения сдвига (СНС) на приборе СНС-2.

- Динамический высокотемпературный пресс-фильтр высокого давления (НРПТ) OFITE для определения фильтрационных свойств раствора.

Для уменьшения погрешности и неточности, которые могут возникнуть в процессе опытов из-за человеческого фактора или недочетов в приготовлении и других причин, были сформулированы основные положения, которые были применены в данной работе:

- 1) Температура для проведения исследований должна быть около 25 °С (комнатная температура);

- 2) Для того чтобы определить влияние полимерных

реагентов на водную смесь содосульфатного КЕКа были проведены опыты с каждым компонентом в разных концентрациях. Каждый раз концентрацию равномерно увеличивали для достижений высокой точности влияния каждого реагента;

- 3) Результатом исследования выступает сравнительный анализ итоговых замеров каждого параметра, причем, для определения итогового размера было сделано три измерения и найдено среднее арифметическое.

Исходя из вышеперечисленных требований, предъявляемых к буровым растворам, необходимо проверять параметры жидкости, такие как фильтрационные характеристики, реологические, чтобы определить возможность применения содосульфатного КЕКа в качестве одного из основных компонентов для буровых растворов.

При экспериментальных исследованиях был проведен теоретический и сравнительный анализ свойств и функционала гелевых растворов, применяемых в процессе бурения нефтяных и газовых скважин. Наиболее подробно была рассмотрена тема промывочных жидкостей на основе реакции двух электролитов – солегелей, гидрогелей и гидросолегелей. Благодаря исследованию удалось выявить преимущества и недостатки растворов этого типа. Солегели и гидрогели имеют отличающиеся коллоидно-химические свойства и их регулирование тоже разное. Фаза в гидрогелях рентгеноаморфная (гелеобразная), а в солегелях она мелкокристаллическая. Однако и в гидрогелях, и в солегелях фаза с течением времени теряет свою агрегативную устойчивость. Так, например, после приготовления на первых этапах осадок имеет избыточную свободную энергию, так как обладает сильно развитой поверхностью. Это приводит систему в неустойчивое состояние, так как она не обладает стабильностью, и частицы начинают расти из-за процесса растворения частичек мелких фракций и потери первоначальной формы. Физические изменения приводят к химическим модернизациям системы, которая выражается в изменении сорбционной активности частичек, их дисперсности и формы, а, следовательно, в целом физико-химических свойств системы.

На основе положительных и отрицательных свойств гидрогелей и солегелей был предложен состав бурового раствора со смешанной формой конденсируемых дисперсий, который носит название гидросолегеля. В качестве дисперсной фазы выступает соосаждение солей и гидроксидов.

Для приготовления оптимального состава промывочной жидкости были проделаны опыты с растворами, имеющими следующую рецептуру:

На 50 мл воды добавлялось 20 г (20 %) сульфатного КЕКа, к нему при интенсивном перемешивании сразу добавляли полимер в качестве стабилизатора в начальном расчетном количестве 2 г (2 %). Далее раствор обрабатывали второй солью – 20 % водным раствором

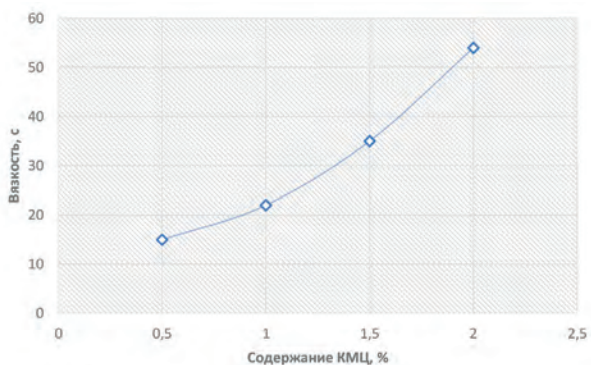


Рис. 2. Влияние концентрации КМЦ на условную вязкость раствора

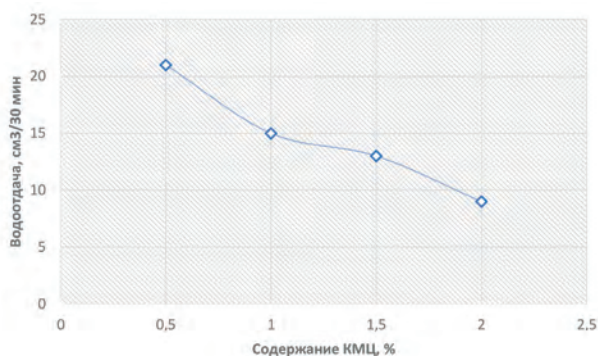


Рис. 3. Влияние концентрации КМЦ на водоотдачу раствора

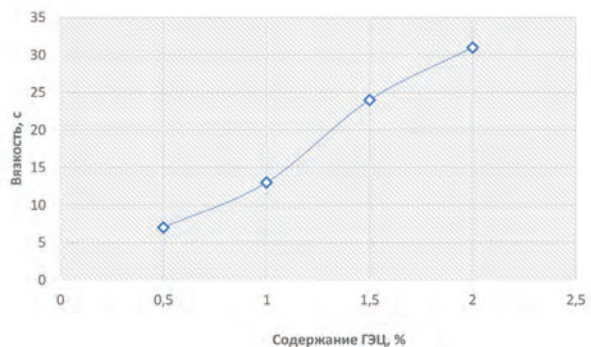


Рис. 4. Влияние концентрации ГЭЦ на условную вязкость раствора

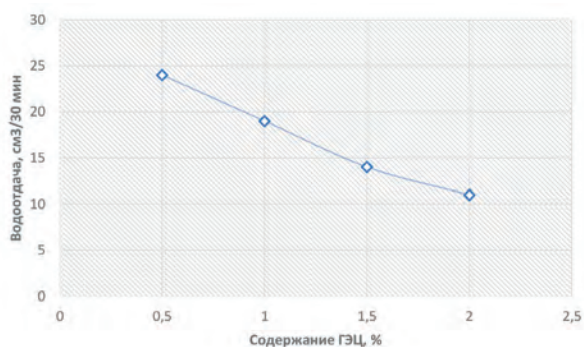


Рис. 5. Влияние концентрации ГЭЦ на водоотдачу раствора

хлорида кальция, при этом структура раствора менялась моментально.

Результаты исследований по подбору полимеров:

1) На 50 мл воды (20 г КЕКа + 2 г полимера КМЦ) + 50 мл воды с 20 г CaCl<sub>2</sub>

«Спустя сутки раствор тиксотропен и стабилен. КМЦ образует большое число водородных связей со средой

раствора и частичками его твердой фазы. Водородные связи относятся к числу связей, обладающих малой энергией, что препятствует формированию в поровом пространстве трудноудаляемых полимерных пленок. Помимо этого, КМЦ обладает хорошей устойчивостью к бактериологическому и термическому разложению, а также к воздействию растворов, используемых для получения твердой фазы, солей» [1].

2) На 50 мл воды (20 г КЕКа + 2 г полимера ГЭЦ[Natrosol]) + 50 мл воды с 20 г CaCl<sub>2</sub>

Спустя сутки раствор тиксотропен и стабилен.

3) На 50 мл воды (20 г КЕКа + 2 г ксантановой камеди) + 50 мл воды с 20 г CaCl<sub>2</sub>

Раствор слишком вязкий, неоднородный. Полимер не связал раствор, он расслоился.

4) На 50 мл воды (20 г КЕКа + 2 г Bioxan) + 50 мл воды с 20 г CaCl<sub>2</sub>

Спустя сутки раствор потерял стабильность и расслоился, однородность не наблюдалась.

Можно подвести итог, что для дальнейших испытаний разрабатываемого раствора необходимо использовать полимеры КМЦ и ГЭЦ.

При правильно подобранной концентрации КМЦ можно добиться хороших показателей реологических и технологических параметров промывочных жидкостей. При помощи приборов ВМ-6 и СПВ-5 были проделаны несколько опытов для определения параметров раствора.

На основе проведенных экспериментов были составлены зависимости, представленные на рис. 2–5.

Буровой раствор с конденсированной твердой фазой. в зависимости от концентрации КМЦ имеет различные физико-химические свойства. С ростом содержания КМЦ раствор сильно загущается. Оптимальная вязкость раствора наблюдается при 1–1,5 % КМЦ, в растворе, однако водоотдача раствора слишком велика и составляет 15 и 13 см<sup>3</sup>/30 мин. соответственно.

Оптимальная вязкость ГЭЦ наблюдается при содержании 1,5–2 %, при этом при увеличении концентрации полимера водоотдача снижается.

На основании опытов и результатов, проведенных с разрабатываемым раствором, было принято решение провести исследования при добавлении обоих полимеров, чтобы получить эффективный буровой раствор для вскрытия пласта с низкой водоотдачей.

КМЦ – 1 %, ГЭЦ – 2 %,

при данной рецептур раствор был сильно насыщен газом, поэтому был добавлен пеногаситель (1 %).

Порядок приготовления раствора на 100 мл:

1. В 50 мл воды разводят 20 г КЕКа;
2. Добавляют 1 г пеногасителя;
3. Полимеры КМЦ (1г) и ГЭЦ (2г) добавляются к водному раствору КЕКа для его стабилизации;
4. Добавляют водный раствор хлорид кальция (на 50 мл воды 20 г CaCl<sub>2</sub>) к пробирке с КЕКом при интенсивном перемешивании.

Раствор начнет менять свою структуру сначала на густую гелеобразную, потом разжижается (рис. 6).

Для наглядного представления о важности стабилизатора в растворах на гелевой основе (рис. 6): в первой емкости находится водный раствор сульфатного КЕКа, во второй и в третьей пробирке уже готовые гидросолевые растворы, но третья пробирка без ввода в раствор стабилизатора, поэтому устойчивость дисперсионной системы падает и частицы начинают



Рис. 6. Образцы растворов, рассматриваемые для получения гидросолегелевого раствора

осаждаться. Во второй емкости имеется стабилизатор, который не дает твердой фазе укрупняться в агрегаты и терять седиментационную устойчивость.

Дальнейшие исследования раствора проводились с помощью приборов: ротационный вискозиметр FANN 35SA; фильтр-пресс высокого давления (НРПТ) OFITE; ареометр; рН-метр.

Результаты испытания раствора (табл. 2).

Табл. 2. Результаты лабораторных испытаний раствора

Наименование показателя	Единица измерения	Фактическое значение
Плотность бурового раствора	кг/м <sup>3</sup>	1230
Показатель фильтрации	см <sup>3</sup> /30 мин.	5
Водородный показатель	–	12
Реологические свойства	°	600 об./мин. – 115
	°	300 об./мин. – 87
	°	200 об./мин. – 54
	°	100 об./мин. – 8
	°	6 об./мин. – 5
	°	3 об./мин. – 2
Условная вязкость	с	38
Пластическая вязкость	Па*с	28
ДНС	Па	6
СНС	Па	1 мин. – 2
	Па	10 мин. – 10
Коэффициент тиксотропии	–	5
Фильтрационная корка	мм	2

Получившийся гидросолегелевый раствор имеет допустимые характеристики и реологические параметры. Он также имеет хорошие блокирующие свойства благодаря высокой тиксотропности. На забое скважины состав будет переходить в нетекучее гелеобразное состояние, однако процесс обратим при механическом воздействии. Более крупный размер частиц твердой фазы, по сравнению с глинистым составом, и высокая структурированность раствора формируют блокирующий

экран при малой глубине проникновения частиц в поровое пространство.

При добавлении к разработанному раствору 0,7 г крахмала удалось снизить водоотдачу до 2 см<sup>3</sup>/30 мин. При большей концентрации крахмала раствор сильно загущался.

Рассматриваемый вопрос возможности применения сульфатного КЕКа в составе технологических жидкостей является перспективным, актуальным и экономически целесообразным, так как он в перспективе способствует реализации исследуемого продукта в промышленных масштабах. В данной работе были рассмотрены вопросы, связанные с применением КЕКа в научно-исследовательских целях. В лабораторных условиях проведен компонентный анализ КЕКа, было установлено, что он может выступать в качестве утяжелителя для буровых растворов, регулировать рН жидкости и способен изменять структурно-реологические свойства, находясь в составе технологических жидкостей.

На основе КЕКа и хлористого кальция разработан состав бурового раствора с тиксотропными свойствами с конденсированной твердой фазой для бурения в неустойчивых отложениях. Кроме того, следует отметить, что данный гидросолегелевый раствор характеризуется наличием хороших блокирующих свойств.

Рассматриваемый вопрос возможности применения сульфатного КЕКа в составе технологических жидкостей является перспективным, актуальным и экономически целесообразным, так как он в перспективе способствует реализации исследуемого продукта в промышленных масштабах. В данной работе были рассмотрены вопросы, связанные с применением КЕКа в научно-исследовательских целях. В лабораторных условиях проведен компонентный анализ КЕКа, было установлено, что он может выступать в качестве утяжелителя для буровых растворов, регулировать рН жидкости и способен изменять структурно-реологические свойства, находясь в составе технологических жидкостей.

**Литература**

1. Соколов А.Б. Хранение, утилизация и обезвреживание отходов переработки полимеров: специальность «Технология композиционных полимерных материалов»: лабораторный практикум // ЭКБСОН. – 2010. – С. – 78–85.
2. Курбанов Я.М. Гель-технология тампонажных растворов / Я.М. Курбанов, О.К. Ангелопуло. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», – 2000, – 79 с.
3. Жанабаев Т.А. Оценка буровых растворов, применяемых при бурении в слабосцементированных и аргелитовых



- отложениях с добавлением полимера российского производства «РЕОЛОН SP-36» / Т.А. Жанабаев, И.Б. Игембаев, А.Т. Тулепбергенов // *Новости науки Казахстана*. – 2018. – № 2 (136). – С. 55 – 74.
4. Агабальянц Э.Г. Промысловые жидкости для осложненных условий бурения / Э.Г. Агабальянц. – М.: Недра. – 1982, – 182 с.
5. Блинов П.А., Никишин В.В., Болдырев С.А. Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях // *Neftegaz.RU*. – 2022. – № 8. – С. 14–17.
6. Никишин В.В., Блинов П.А., Болдырев С.А. Анализ проводки скважин и разработка бурового раствора для бурения горизонтальных скважин в терригенных отложениях // *Деловой журнал Neftegaz.RU* – 2022. – № 8 (128). – С. 14–17.
7. Пеньков А.И. и др. Новые системы буровых растворов для осложненных условий. – М.: Нефтяное хозяйство, – 1987, – вып. 7, – с. 7–10.
8. Сенченко М.А. Анализ исследований по управлению устойчивости горных пород в стенках скважины // *Проблемы и перспективы бурения инженерно-геологических, гидрогеологических и эксплуатационных скважин*. – 2012. – № 5. – С. 651–652.
9. Третьяк А.Я., Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // *Neftegaz RU*. – 2018. – № 1. – С. 80–85.
10. Кулавых К. С. Освоение скважин в осложненных условиях // *Записки Горного института*. – 2013. – № 7. – С. 93–98. <http://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/383>.
11. Кравчук М.В. Выбор бурового раствора при вскрытии терригенных отложений на месторождениях Тимано-Печорской провинции // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2015. – № 1–2.
12. Нечаева О.А., Живаева В.В. Промысловая система для бурения скважин в осложнённых условиях // *Экспозиция. Нефть. Газ*. – 2011. – № 1Н. – С. 37–38.
13. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли; пер. с англ. Д.Е. Столярова. – М. Недра, – 1985. – 509 с.
14. Анянцев А.Н. уч. пос. для инженеров по буровым растворам / А.Н. Анянцев. Волгоград. – 2000, – 139 с.
15. Нуцкова М.В., Сидоров Д.А., Тсикплону Д.Э. и др. / Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов // *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2019. – Т. 19 – № 2. – С. 138–149.
16. Динков А.В., Фомичев В.А., Прожогин Л.Г., Нитипин Л.Д. Физико-химические процессы, происходящие в призабойной зоне при воздействии на нее различными реагентами / X юбилейная научно-техническая конференция, сборник докладов. Новый Уренгой. – М.: ИРЦ Гиспром, – 2003.
17. Зварыгин В.И. Теоретические основы структурирования промысловых жидкостей / уч. пос. СФУ – 2005. – С. 52–59.
18. Ибрагимов В.Э. Разработка бессолевого технологии переработки металлизированных алюминиевых отходов для получения лигатур системы алюминий-магний-кремний / IX Международная научно-практическая конференция «Инновационные технологии научного развития», 20 мая 2017 года, сборник материалов. – Казань, – 2017. – С. 68–71.
19. Курбанов Х.Н. Буровые растворы для сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта // *Инженер-нефтяник*. – 2016. – № 3. – Р. 18–22.
20. Анемов Е.М. Растворы (системы бинарные, буферные, дисперсные и коллоидные). Осмос. Базовая терминология. – 2021. – С. 11–19.
21. Позин М.Е. Технология минеральных солей. – М.: Химия, – 1970, – 792 с.
22. Казаков В.А. Повышение эффективности буровых работ в условиях аномальных давлений и сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов (на примере Ковыктинского газоконденсатного месторождения): специальность 05.15.10: автореф. дис. ... на соискание ученой степени канд. тех. наук. – Краснодар, – 2000, – 27 с. – EDN ZNNWVP.
23. Хахаев Б.Н., Ангелопуло О.К., Сидоров Н.А. Пути совершенствования конструкций глубоких скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, – 1976.
24. Сидорковский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. – М.: Недра, – 1978, – 256 с.
25. Крысин Н.И., Крапивина Т.Н. К 85 Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин. Разработка и совершенствование составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов: монография. – М.: Инфра-Инженерия, – 2018, – 340 с.
26. Горонович В.С., Гафаров Н.А., Гафаров Ш.А. Горонович С.Н. Новые технологии первичного вскрытия продуктивных карбонатных коллекторов // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. – ВНИИОЭНГ. – 2003. – № 8. – С. 20–21.
27. Вафин Р.М. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов путем комплексного использования полисахаридов // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2011. – Т. 10, № 1. – С. 47–52.
28. Подгорнов В.М. Исследование безглинистых буровых растворов с конденсированной твердой фазой: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: дис. ... на соискание ученой степени канд. тех. наук. – Москва, – 1974, – 91 с.
29. Воеводкин В.Л., Чертенков М.В. Новые технологии в компании «ЛУКОЙЛ»: от простого к сложному // *Нефтяное хозяйство*. – 2019. – № 8. – С. 62–66.
30. Вагина Т.Ш. Разработка технологических жидкостей для временной изоляции продуктивных пластов и ликвидации водопритоков в газовых скважинах: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: дис. ... канд. тех. наук. – Ставрополь, – 2001 – 148 с.
31. Гаврилов А.А. Разработка технологий, направленных на сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта при ремонте скважин: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: дис. ... на соискание ученой степени канд. тех. наук. – Ставрополь, – 2009. – 164 с.
32. Грязнов И.В. Исследование и совершенствование буровых технологических жидкостей с использованием гелевых технологий: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: дис. ... на соискание ученой степени канд. тех. наук. – Москва, – 2011. – 154 с.
33. Нечаева О.А. и др. Изучение параметров геле-раствора для бурения соледержащих и неустойчивых горных пород // *Бурение и нефть*. – 2009. – № 10. – С. 33–35.
34. Мариампольский И.А. и др. Ингибирующее действие буровых растворов на основе солей калия, кальция, алюминия и жидкого стекла / Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, – 1978. – Вып. 14, – с. 162.
35. Горонович С.Н. и др. Регулирование ионообменных процессов при разбуривании терригенно-хемогенного комплекса пород. – М.: Газовая промышленность, – 2002. – № 10. – С. 77–78.
36. Regularities of the influence of mineral acids on the gel-formation kinetics in colloid silica / N.A. Shabanova, I.V. Silos, E.V. Golubeva [et al.] // *Kolloidnyy Zhurnal*. – 1993. – Vol. 55. – No 1. – P. 145–151. – EDN KSPXNB.



## References

1. Sokolov A.B. Storage, recycling and neutralization of polymer processing wastes: specialty Technology of composite polymer materials: laboratory workshop // *EKBSON Publ.*, – 2010. – pp. – 78–85.
2. Kurbanov Ya.M. Gel technology of cement slurries / Ya.M. Kurbanov, O.K. Angelopulo. – Moscow: IRTs Gazprom LLC Publ., 2000, – P. 79.
3. Zhanabaev T.A. Evaluation of drilling fluids used in drilling in weakly cemented and argelite deposits with the addition of Russian-made polymer RE-OLON SP-36 / T.A. Zhanabaev, I.B. Igembaev, A.T. Tulepbergenov // *Science News of Kazakhstan*. – 2018. – no. 2 (136). – pp. 55 – 74.
4. Agabalyants E.G. Flushing fluids for difficult drilling conditions. / E.G. Agabalyants. – Moscow: Nedra Publ., –1982, – P. 182.
5. Blinov P.A., Nikishin V.V., Boldyrev S.A. Analysis of well drilling and development of drilling fluid for drilling horizontal wells in terrigenous deposits // *Neftegaz.RU*. – 2022. – No. 8. – pp. 14–17.
6. Nikishin V.V., Blinov P.A., Boldyrev S.A. Analysis of well drilling and development of drilling fluid for drilling horizontal wells in terrigenous deposits // *Neftegaz.RU* – 2022. – No. 8 (128). – Pp. 14–17.
7. Penkov A.I. and others. New systems of drilling fluids for complicated conditions. – Oil industry, – 1987, – vol. 7, – pp. 7–10.
8. Senchenko M.A. Analysis of studies on rock stability control in borehole walls // *Problems and prospects of drilling engineering–geological, hydrogeological and operational wells*. – 2012. – No. 5. – Pp. 651–652.
9. Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. Problems of drilling wells in unstable clay deposits on land and shelf // *Neftegaz RU*. – 2018. – No. 1. – Pp. 80–85.
10. Kupavykh K.S. Development of wells in complicated conditions // *Notes of the Mining Institute*. – 2013. – No. 7. – Pp. 93–98. <http://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/383>.
11. Kravchuk M.V. The choice of drilling fluid when opening terrigenous deposits at the fields of the Timan–Pechora province // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2015. – No. 1–2.
12. Nechaeva O.A., Zhivaeva V.V. Flushing system for drilling wells in difficult conditions // *Exposition. Oil. Gas*. – 2011. – No. 1. – Pp. 37–38.
13. Gray J.R. Composition and properties of drilling agents (flushing fluids) / J.R. Gray, G.S.G. Darley; translation from English. D.E. Stolyarov. – Moscow Nedra Publ., – 1985. – P. 509.
14. Ananiev A.N.: account. settlement for drilling fluid engineers. / A.N. Ananiev. Volgograd. – 2000, – P. 139.
15. Nutskova M.V., Sidorov D.A., Tsiklonu D.E. and others/ Studies of oil-based drilling fluids for the primary opening of productive formations // *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining business*. – 2019. – Vol. 19 – no. 2. – pp. 138–149.
16. Dinkov A.V., Fomichev V.A., Prozhogin L.G., Nitipin L.D. Physical and chemical processes occurring in the bottomhole zone when exposed to various reagents / X anniversary scientific and technical conference, collection of reports. New Urengoy. – Moscow: IRTs Gisprom Publ., – 2003.
17. Zvarygin V.I. Teoreticheskie osnovy strukturirovaniya flushing liquids / Textbook SFU. – 2005. – Pp. 52–59.
18. Ibragimov V.E. Development of a salt-free technology for processing metallized aluminum waste to obtain ligatures of the aluminum–magnesium–silicon system / IX International Scientific and Practical Conference Innovative Technologies of Scientific Development, May 20, 2017, collection of materials. Kazan, 2017. – Pp. 68–71.
19. Kurbanov Kh.N. Drilling fluids to preserve the porosity and permeability properties of the reservoir during the initial opening of the reservoir // *Oiler Engineer*. – 2016. – No. 3. – Pp. 18–22.
20. Anemov E.M. Solutions (systems binary, buffer, dispersed and colloidal). Osmosis. Basic terminology. – 2021. – Pp. 11–19.
21. Pozin M.E. Technology of mineral salts. Moscow: Chemistry Publ., – 1970, – P. 792.
22. Kazakov V.A. Improving the efficiency of drilling operations under conditions of abnormal pressures and maintaining the natural permeability of productive formations (on the example of the Kovykta gas condensate field): specialty 05.15.10: Ph.D. dis. ... for the degree of Ph.D. Technical. Sciences. – Krasnodar, – 2000, – P. 27. – EDN ZNNWVP Publ.
23. Khakhaev B.N., Angelopulo O.K., Sidorov N.A. Ways to improve the designs of deep wells. – Moscow: VNIIOENG Publ., – 1976.
24. Sidorkovsky V.A. Opening of reservoirs and increase of productivity of wells. – Moscow: Nedra Publ., – 1978, – P. 256.
25. Krysin N.I., Krapivina T.N. K 85 Increasing drilling speeds and production rates of oil and gas wells. Development and improvement of compositions of drilling fluids, technologies and technical means of primary and secondary opening of productive layers: monograph. – Moscow: Infra–Engineering Publ., – 2018, – P. 340.
26. Goronovich V.S., Gafarov N.A., Gafarov Sh.A. Goronovich S.N. New technologies for the primary opening of productive carbonate reservoirs // Protection of the environment in the oil and gas complex. – VNIIOENG Publ., – 2003. – No. 8. – Pp. 20–21.
27. Vafin R.M. Improving the quality of the opening of productive layers through the integrated use of polysaccharides // *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining*. – 2011. – Vol. 10. No. 1. – Pp. 47–52.
28. Podgornov V.M. Study of clay-free drilling fluids with a condensed solid phase: specialty 25.00.15 Technology of drilling and development of wells: dis. ... for the degree of Ph.D. Technical Sciences. – Moscow, – 1974. – P. 91.
29. Voevodkin V.L., Chertenkov M.V. New technologies at LUKOIL: from simple to complex // *Oil industry* – 2019. – No. 8. – Pp. 62–66.
30. Vagina T.Sh. Development of technological fluids for temporary isolation of productive formations and elimination of water inflows in gas wells: specialty 25.00.15 Technology of drilling and development of wells: dis. ... cand. Technical Sciences. – Stavropol, – 2001. – P. 148.
31. Gavrilov A.A. Development of technologies aimed at preserving the reservoir properties of a productive formation during well repair: specialty 25.00.15 Technology of drilling and development of wells: dis. ... for the degree of Ph.D. Technical. Sciences. – Stavropol, – 2009. – P. 164.
32. Gryaznov I.V. Research and improvement of drilling technological fluids using gel technologies: specialty 25.00.15 Technology of drilling and development of wells: dis. ... for the degree of Ph.D. Technical Sciences. – Moscow, – 2011. – P. 154.
33. Nechaeva O.A. etc. Study of the parameters of the gel solution for drilling salt-containing and unstable rocks // *Drilling and oil*. – 2009. – No. 10. – Pp. 33–35.
34. Mariampolsky I.A. etc. Inhibitory effect of drilling fluids based on salts of potassium, calcium, aluminum and liquid glass / Proceedings of VNIIRneft. Krasnodar, – 1978. – Issue. 14. – P. 162.
35. Goronovich S.N. and others. Regulation of ion-exchange processes during drilling of a terrigenous–chemogenic complex of rocks. – Moscow: Gas industry, – 2002. – No. 10. – Pp. 77–78.
36. Regularities of the influence of mineral acids on the gel-formation kinetics in colloid silica / N.A. Shabanova, I.V. Silos, E.V. Golubeva [et al.] // *Kolloidnyj Zhurnal*. – 1993. – Vol. 55. – No 1. – Pp. 145–151. –EDN KSPXHB. ■



## ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, СОДЕРЖАЩИХ ВЫСОКОВЯЗКИЕ НЕФТИ, ЦЕМЕНТО-ШЛАКОВЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ



**О.В. РОЖКОВА,**  
старший преподаватель  
[rozhkovaov@tyuiu.ru](mailto:rozhkovaov@tyuiu.ru)



**В.П. ОВЧИННИКОВ,**  
д.т.н., профессор, профессор  
кафедры «Бурение нефтяных  
и газовых скважин»  
[ovchinnikovvp@tyuiu.ru](mailto:ovchinnikovvp@tyuiu.ru)

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»  
г. Тюмень, 625000, РФ

**O.V. ROZHKOVA,**  
**V.P. OVCHINNIKOV**

Federal state budgetary educational institution of higher  
education Tyumen industrial university  
Tyumen, 625000, Russian Federation

*В статье проведен анализ шлакопортландцементного раствора для цементирования скважин с высокими температурами и высоковязкими нефтями, для добычи которых необходимо термическое воздействие на скважину. Эти факторы оказывают негативное влияние на сформированный за обсадной колонной цементный камень. Для сохранения качества цементирования был выбран гранулированный доменный шлак в качестве химически инертной добавки к сухому составу тампонажной смеси. Проведенные исследования подтверждают эффективность ее применения.*

**Ключевые слова:** доменный шлак, тампонажные растворы, температуры, цементный камень, прочность

### WELL CEMENTING AT FIELDS CONTAINING HIGH-VISCOSITY OILS WITH CEMENT-SLAG COMPOSITIONS

The article analyzes Portland slag cement mortar for cementing wells in high temperatures and high-viscosity oils, the production of which requires thermal stimulation of the well. These factors have a negative impact on the cement stone formed behind the casing string. To maintain the quality of cementing, granulated blast-furnace slag was chosen as a chemically inert additive to the dry composition of the cement mixture. Conducted studies confirm the effectiveness of its application.

**Keywords:** blast-furnace slag, cement slurries, temperatures, cement stone, strength

**В** последние годы сохранение объемов добычи углеводородов связано с разработкой тяжелых и высоковязких нефтей с вязкостью 30 мПа\*с или 35 мм<sup>2</sup>/с и выше [1–3] (в России – Волго-Уральский нефтеносный регион – доманиковая свита, баженовская свита в Западной Сибири, кадумская свита Закавказья; за рубежом – Баккен, Игл-Форд, Барнет и др.). Объем трудноизвлекаемых запасов углеводородов в России составляет около 55 % в общем объеме запасов российской нефти.

Из рис. 1 видно, что более 86 % от общих запасов высоковязких нефтей (ВВН) промышленных категорий, объем которых составляет 5,4 млрд т, приурочены к месторождениям, в первую очередь, Тюменской области, республик Татарстан, Коми и Архангельской области.

Несмотря на то, что геологические запасы высоковязкой нефти и битумов в России составляют от 6 до 75 млрд т, их добыча не активна. Это, в первую очередь, связано с тем, что она требует использования специальных дорогостоящих технологий; ВВН сложны в переработке, из-за высокой вязкости их сложно перекачивать,

они плохо притекают к скважине и даже при больших запасах трудно отбирать большие дебиты.

В настоящее время направлениями выбора эффективных решений строительства скважин для промышленной добычи ВВН, в том числе и сланцевой нефти, являются разработка комплексных решений по увеличению и обеспечению их эффективного извлечения за счет применения технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием, гидроразрыва продуктивного пласта и теплового воздействия на пластовые флюиды.

Промышленная добыча ВВН с использованием метода парогравитационного дренажа является актуальной, но при этом возникает научно-техническая проблема сохранения крепи скважины, а соответственно и ее долговечности, так как при нагнетании пара происходит нарушение герметичности крепи скважины и проч.

Предполагается, что одним из перспективных направлений повышения эффективности скважин при добыче высоковязких нефтей с высокой температурой воздействия является применение термостойких тампонажных растворов для цементирования скважины.





Они должны сохранять реологический профиль при различных внешних условиях, иметь предсказуемые сроки схватывания и обеспечивать короткое время структурообразования, загустевания и твердения. Сформированный камень должен быть с высокой стойкостью к воздействию агрессивных сред и тепловых методов воздействия на него. Традиционные портландцементы не соответствуют указанным требованиям уже при температурах свыше 90 °С, они подвержены усадке, растрескиванию, ранней коррозии и проч. [4].

Среди большого ассортимента вяжущих термостойких материалов пристального внимания заслуживает направление применения доменных и металлургических шлаков. Поэтому шлаки являются потенциальным сырьем при замещении части вяжущего материала-композиции для крепления скважин с высоковязкими нефтями.

Проанализированы следующие материалы, используемые в стране для крепления скважин: никелевые кислые шлаки Побужского никелевого завода, кислый доменный отвальный шлак Алчевского металлургического комбината; доменный гранулированный шлак ООО «Мечел-Материалы» Челябинского металлургического комбината и близлежащие к Тюменской области, шлаки Алапаевского металлургического завода и Нижнетагильского металлургического комбината, производящие ванадиевые шлаки, которые являются не отходами производства, а товарной продукцией.

Тампонажный материал на основе кислого никелевого шлака-отхода Побужского никелевого завода Кировоградской области выпускался Днепродзержинским цементным заводом УССР. Шлаков, аналогичных никелевому, в России нет, тампонажный цемент с добавлением данного вида шлака в настоящее время (из-за внешнеэкономических отношений с Украиной) не производится.

Доменный гранулированный отвальный шлак Алчевского металлургического комбината до 2009 года активно использовался при разработке тампонажного цемента и, соответственно, цементирования нефтегазовых скважин, в настоящее время комбинат поставляет шлак для реконструкции и ремонта дорог ЛНР.

Ванадиевый шлак Алапаевского металлургического завода и Нижнетагильского металлургического комбината представляет собой полупродукт, который используют для производства ванадийсодержащих продуктов, включающий оксиды ванадия, железа, кальция и др., по этой причине при цементировании скважин его не применяют.

Использование доменных шлаков обусловлено составом, схожим с составом портландцементного клинкера, при меньшем содержании оксида кальция в химическом отношении и большем содержании двухкальциевого силиката β-модификации в минералогическом отношении. Гидравлическая активность шлака значительно возрастает в результате его грануляции – при быстром охлаждении и с увеличением значений обоих модулей. Чем выше модуль активности, тем быстрее твердеет шлак в измельченном состоянии. Надо иметь в виду, что шлаки одного и того же химического состава могут быть активными или почти совсем не обладать способностью образовывать гидравлическое вяжущее вещество. Это зависит от структуры шлака, получаемой охлаждением [5].

Для обоснования применения доменного гранулированного шлака, как части цементного клинкера, были проведены лабораторные и научные теоретические

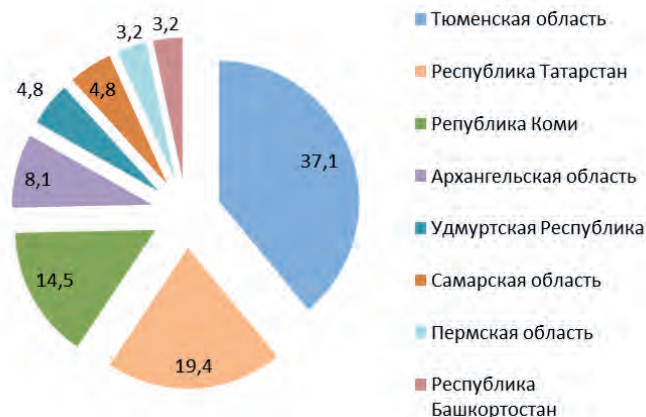


Рис. 1. Запасы высоковязких нефтей на территории РФ

изыскания – сравнительный анализ сроков твердения шлакоцементных составов, исследования по изучению процессов структурообразования в цементных пастах и растворах, а также их эксплуатационных свойств как стандартными, так и специальными лабораторными и аналитическими методами. На основе полученных данных сделан выбор добавок в тампонажные цементы для регулирования необходимых свойств при цементировании. Поскольку они в основном обуславливают выбор тех или иных рецептур тампонажных цементов, которым в целом не соответствует ни один из цементов, выпускаемых отечественной промышленностью.

Проведенные еще в прошлом веке исследования показали, что на кислых шлаках можно получить вяжущее вещество, на основе которого цементный камень имеет необходимую прочность. Оптимальные составы изученных вяжущих приведены в табл. 1.

Табл. 1. Составы исследуемых вяжущих

Свойства шлаков	Производитель шлака			
	Побужский никелевый завод	Алчевский металлургический комбинат	Челябинский металлургический комбинат	Алапаевский металлургический завод
Тип шлака	никелевый	свинцовый	чугунный	ванадиевый
Основность	1,6-3,4	1,8-2,2	0,7-0,8	0,5
Удельная поверхность, м²/кг	300±20	400	450	200
Активность*, МПа	11,24	13	35,53	20,6
Добавки, %	гидроксид натрия, 6-8	ССБ, 0,2	нет	магнетитовый песок, 0,1
В/Т	0,4	0,36	0,5	0,33
Плотность, кг/м³	1850	2200	1790	2300
Водоотделение	5,81	4,2	1,5	3,2

\*Активность – прочность цементного камня на сжатие

По представленным в табл. 1 данным был выбран наиболее доступный для Западной Сибири доменный гранулированный шлак ООО «Мечел-Материалы» Челябинского металлургического комбината. Дополнительно учтено наличие у предприятия вертикальных валковых мельниц LM53.3, обеспечивающих возможность помола до 450÷600 м²/кг (в шаровых мельницах помол возможен до удельной поверхности 250÷350 м²/кг) [6, 7].

Доменный шлак данного комбината – это продукт, состоящий в основном из силикатов и алюминатов кальция. Он получается при производстве чугуна в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. Химико-минералогический состав шлака и способ его охлаждения определяют физико-механические свойства шлаковых цементов, сроки схватывания, плотность, растекаемость, прочность образующегося камня и т.д. При быстром охлаждении водой, паром или воздухом образуется гранулированный шлак, при медленном – комовый. Высокую гидравлическую активность доменный шлак приобретает при очень быстром охлаждении или грануляции водой.

Известно, что шлаковые цементы твердеют при повышенных температурах, обычно свыше 120 °С, что значительно ограничивает возможность их применения [8]. С ростом температуры окружающей среды увеличивается растворимость компонентов тампонажной смеси, меняется состав жидкой фазы, в более ранних стадиях появляются стабильные гидратные «образования».

Для подтверждения предположения о возможности использования челябинского доменного гранулированного шлака проанализированы сведения об изменении сроков схватывания шлаковых растворов с различным содержанием портландцемента (табл. 2).

количества в растворе способствует незначительному последовательному ускорению процессов схватывания.

Наиболее активный катализатор твердения шлаков – температура. При температурах выше 120 °С даже малоактивные минералы способны к гидратации и твердению, поэтому основное применение шлаковые цементы находят при цементировании высокотемпературных скважин [10].

Прочностные свойства были оценены на балочках-образцах пяти разных составов, полученных из цементного теста нормальной плотности (1750–1850 кг/м<sup>3</sup>). Полученные балочки были испытаны на прочность на сжатие. Твердение осуществлялось в среде, представленной технической водой по режиму: подъем температуры до максимального предела (20–120 °С) в течение двух часов, выдержка при данной температуре в течение 24, 48, 72 часов, 10 и 28 суток. Молотый доменный шлак вводился в количестве: 10–90 % от массы клинкера ПЦТ–I–G–CC–1, композиция смеси тщательно перемешивалась.

Средние значения проведенного испытания приведены на рис. 2.

Все исследуемые образцы показали низкую прочность на сжатие после первых суток твердения, в последующие сутки твердения у образцов цементов с добавкой шлака наблюдается ускорение набора прочности. Цементный камень с добавлением 20 % доменного шлака набирает оптимальную прочность на сжатие уже при 100 °С. Стабильный рост прочности во времени свидетельствует о преобладании конструктивных процессов формирования структуры над деструктивными при проведенном испытании.

Полученные результаты являются подтверждением выдвинутых ранее теоретических предпосылок о необходимости формирования структуры камня, преимущественно представленной низкоосновными продуктами гидратации по малостадийному процессу и явились основанием дальнейшей разработки теоретических и практических рекомендаций повышения эффективности использования тонкодисперсного доменного гранулированного шлака. В отличие от металлических шлаков челябинские шлаки обладают достаточно стабильным составом, который не варьируется от места и условий расположения шлаковых отвалов [11].

Известно, что шлак имеет высокие значения плотности и поэтому склонен к явлениям седиментации, в особенности на ранних стадиях твердения, когда количество «свободной» воды в растворе достаточно велико. Данный негативный фактор вполне реально понизить за счет увеличения тонкости помола исходных компонентов, например, в имеющихся вертикальных валовых мельницах. В них максимум удельной поверхности можно обеспечить порядка 500–600 м<sup>2</sup>/кг по Блэйну. Продукт твердения шлакопортландцемента, содержащего, кроме клинкера, доменный гранулированный шлак в количестве 20–40 % отличается повышенной коррозионной стойкостью к солям и сульфатам, замедленным схватыванием и твердением при незначительных температурах; при высоких температурах интенсивность структурообразования значительно возрастает [12].

Таким образом, установлено:

– тампонажные растворы на основе разработанного вяжущего вещества характеризуются более низкой водопотребностью и имеют меньшую величину водоотдачи по сравнению с известными;

Табл. 2. Изменение сроков схватывания шлакопортландцемента при температурах 22 °С и 120 °С

Состав раствора, %			Сроки схватывания, мин			
			22 °С		120 °С	
Шлак	Цемент	Вода	начало	конец	начало	конец
100	0	29	10 ч	14 ч	4 ч 25 мин.	5 ч 30 мин.
90	10	29	7 ч 10 мин.	8 ч	3 ч 50 мин.	6 ч 10 мин.
80	20	29	6 ч 50 мин.	7 ч 20 мин.	2 ч 55 мин.	5 ч 40 мин.
70	30	30	6 ч 40 мин.	7 ч 20 мин.	2 ч 25 мин.	4 ч 55 мин.
50	50	30	6 ч	7 ч 10 мин.	2 ч 20 мин.	4 ч 40 мин.
30	70	46	5 ч 25 мин.	6 ч 50 мин.	2 ч 15 мин.	4 ч 25 мин.
10	90	40	5 ч	6 ч 35 мин.	1 ч 15 мин.	1 ч 55 мин.
0	100	40	5 ч	6 ч 35 мин.	55 мин.	1 ч 25 мин.

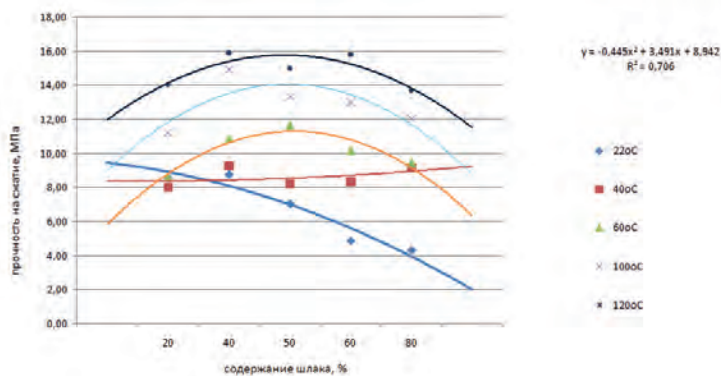


Рис. 2. Предел прочности образцов цементного камня на сжатие

Установлено, что шлаковый раствор при температуре 22 °С весьма медленно схватывается. Добавление 10 % портландцемента приводит к резкому сокращению сроков схватывания раствора, причем, основную роль при этом играет портландцемент [9]. Дальнейшее увеличение его



– сформированный цементный камень на основе доменных гранулированных шлаков, замешанных водой, в течение испытаний (до 180 суток) непрерывно набирает прочность, в то время как в образцах на основе портландцемента для горячих скважин (ПЦТ) после 28 суток твердения наблюдался спад прочности;

– изложенное позволяет считать, что в процессе цементирования, доставки тампонажного раствора в интервалы цементирования в условиях повышенных температур возможны осложнения, связанные с коррозией цементного камня для добычи высоковязких нефтей и, соответственно, термическим воздействием на крепь скважины; при этом маловероятно формирование каналов, трещин и т.д., в формирующемся камне и его контактных зонах с обсадной колонной и горной породой это сведено к минимуму.

### Литература

1. Волкова Г.И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г.И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Е.М. Березина. – Томск: Издательский Дом ТГУ, – 2015. – 136 с. – Текст: непосредственный.
2. Щепалов А.А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: учебно-методическое пособие. – Нижний Новгород: Нижегородский госуниверситет, – 2012. – 93 с. – Текст: непосредственный.
3. Зарипов А.Т. Создание и исследование комплекса технологий для эффективной разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти с применением термического воздействия на продуктивный пласт: автореф. дис. ... док. техн. наук: 25.00.17 / А.Т. Зарипов; ТатНИПИнефть; науч. конс. док. техн. наук, проф. Р.Р. Ибатуллин. – Бугульма, – 2015, – 50 с. – Текст: непосредственный.
4. Овчинников В.П. Физико-химические процессы твердения, работа в скважине и коррозия цементного камня: уч. пос. для вузов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, П.В. Овчинников. – Тюмень: Изд-во «Экспресс», – 2008, – 368 с. – Текст: непосредственный.
5. Овчинников В.П. К вопросу использования шлакоцементных композиций при строительстве скважин / В.П. Овчинников, О.В. Рожкова, Н.А. Аксенова, П.В. Овчинников. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 80–85. – Текст: непосредственный.
6. Мельницы LOESCHE для помола цемента и гранулированного доменного шлака. Текст: электронный. – [http://www.rucem.ru/yabbfiles/Attachments/Loesche\\_.pdf](http://www.rucem.ru/yabbfiles/Attachments/Loesche_.pdf).
7. Презентация на тему: «Шлак доменный гранулированный молотый ТУ 0799-001-99126491-2013 Новое слово в строительстве и производстве материалов ООО «Мечел-Материалы». – Текст: электронный. – <http://www.myshared.ru/slide/906071/>.
8. Овчинников В.П. Утяжеленный тампонажный раствор, способствующий формированию термостабильного цементного камня / В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, А.В. Мелехов. // Научно-технический журнал Инженер-нефтяник, 2018. – № 4. – С. 22–27. – Текст: непосредственный.
9. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению в 2-х томах. Москва: Недра, 1985, – 190 с. – Текст: непосредственный.
10. Овчинников В.П., Овчинников П.В., Мелехов А.В., Рожкова О.В. Проблемы и их решения при цементировании эксплуатационных колонн высокотемпературных скважин. // Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 39–46. – Текст: непосредственный
11. Ципурский И.Л., Коконова А.А., Данилова Е.Д. [и др.]. Доменные гранулированные шлаки при производстве многокомпонентных цементных систем: технология производства и особенности применения. – DOI 10.15862/18SATS118. // Сетевое издание «Транспортные сооружения». – 2018. – Т 5, № 1. – URL: <https://doi.org/10.15862/18SATS118>. – Текст: электронный.
12. Овчинников В.П., Рожкова О.В., Рожкова Д.С., Листак М.В. Прочностные свойства и микроструктура шлакопортландцемента для крепления скважин с повышенными температурами. – Текст: непосредственный // Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 60–72.

### References

1. Volkova G.I. Preparation and transport of problem oils (scientific and practical aspects) / G.I. Volkova, Yu.V. Loskutova, I.V. Prozorova, E.M. Berezina. – Tomsk: TSU Publishing House, – 2015. – P. 136.
2. Shchepalov A.A. Heavy oils, gas hydrates and other promising sources of hydrocarbons: a teaching aid. – Nizhny Novgorod: Nizhny Novgorod State University Publ., – 2012. – P. 93.
3. Zaripov A.T. Creation and study of a set of technologies for the effective development of shallow deposits of heavy oil using thermal treatment of a productive formation: Ph.D. dis. ... doc. tech. Sciences: 25.00.17 / A.T. Zaripov; TatNIPIneft; scientific consultant doctor technical sciences, prof. R.R. Ibatullin. – Bugulma, – 2015. – P. 50.
4. Ovchinnikov V.P. Physical and chemical processes of hardening, work in a well and corrosion of cement stone: Uch. settlement for universities / V.P. Ovchinnikov, N.A. Aksenova, P.V. Ovchinnikov. – Tyumen: Publishing house Express, – 2008, – 368 p.
5. Ovchinnikov V.P. On the issue of using slag-cement compositions in the construction of wells / V.P. Ovchinnikov, O.V. Rozhkova, N.A. Aksenova, P.V. Ovchinnikov. // *News of higher educational institutions. Oil and gas*. 2017. – No. 3. – Pp. 80–85.
6. LOESCHE mills for grinding cement and granulated blast-furnace slag. Available at – [http://www.rucem.ru/yabbfiles/Attachments/Loesche\\_.pdf](http://www.rucem.ru/yabbfiles/Attachments/Loesche_.pdf).
7. Presentation on the topic: Granular ground blast-furnace slag TU 0799-001-99126491-2013 A new word in the construction and production of materials by Mechel Materials LLC. – Available at – <http://www.myshared.ru/slide/906071/>.
8. Ovchinnikov V.P. Weighted cement slurry, contributing to the formation of a thermostable cement stone / V.P. Ovchinnikov, P.V. Ovchinnikov, A.V. Melekhov. // *Scientific and technical journal Petroleum Engineer*. 2018. – No. 4. – Pp. 22–27.
9. Bulatov A.I., Avetisov A.G. Drilling Engineer's Handbook in 2 volumes. – Moscow: Nedra Publ., – 1985. – P. 190.
10. Ovchinnikov V.P., Ovchinnikov P.V., Melekhov A.V., Rozhkova O.V. Problems and their solutions in cementing production strings of high-temperature wells. // *Oil and gas*. – 2019. – No. 1. – Pp. 39–46.
11. Tshipursky I.L., Kokonova A.A., Danilova E.D. etc. Blast furnace granulated slags in the production of multicomponent cement systems: Production technology and application features / – DOI 10.15862/18SATS118. // *Network publication Transport facilities*. – 2018. – Vol. 5. No. 1. – Available at: <https://doi.org/10.15862/18SATS118>.
12. Ovchinnikov V.P., Rozhkova O.V., Rozhkova D.S., Listak M.V. Strength properties and microstructure of Portland slag cement for casing wells with elevated temperatures. // *Oil and gas*. – 2023. – No. 1. – Pp. 60–72. ■



# ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ, МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЛАТЕКСНОГО ГАЗОБЛОКАТОРА



**В.Д. НУРСКАНОВ<sup>1</sup>**,  
начальник отдела  
продвижения химических  
реагентов для  
цементирования скважин  
v.nurskanov@himprom-group.ru



**С.Г. КОЛЕСНИКОВ<sup>1</sup>**,  
директор по продажам  
s.kolesnikov@himprom-group.ru



**О.А. КУЗНЕЦОВ<sup>1</sup>**,  
исполнительный  
директор  
o.kuznetsov@himprom-group.ru



**А.О. ЕГОРОВ<sup>2</sup>**,  
главный технолог  
a.egorov@tekhnozem.ru

<sup>1</sup>ООО «Химпром», г. Пермь, 614042, РФ

<sup>2</sup>ООО «Интеко ТС», г. Тюмень, 625023, РФ

**V.D. NURSKANOV<sup>1</sup>, S.G. KOLESNIKOV<sup>1</sup>, O.A. KUZNETSOV<sup>1</sup>, A.O. EGOROV<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Himprom, LLC, Perm

<sup>2</sup>Inteco TC, LLC, Tumen

**Обводненность добываемой продукции на месторождениях РФ увеличивается с каждым годом. В данной работе рассматриваются методы предупреждения образования заколонных перетоков как одной из основных причин резкого увеличения обводненности продукции добывающих скважин.**

**Ключевые слова:** заколонные перетоки, снижение обводненности продукции, качество цементной крепи, латексный газоблокатор, снижение флюидопроницаемости цементного камня, тампонажные растворы, первичное цементирование

## WELLSBORE LEAKAGE, METHODS OF PREVENTION. EXPERIENCE OF LATEX GAS MIGRATION CONTROL ADDITIVE USAGE

This paper discusses methods for preventing the formation of behind-the-casing crossflows as one of the main reasons for a sharp increase in water cut in production wells.

**Keywords:** behind-the-casing flows, water cut reduction, cement lining quality, latex gas blocker, cement stone fluid permeability reduction, grouting slurries, primary cementing

**На** многих месторождениях показатель обводненности достигает 98 %, то есть на каждые 2 тонны нефти добывается 98 тонн воды, при этом снижаются дебиты скважин. В конечном итоге, это приводит к нецелесообразности дальнейшей эксплуатации скважин и выводу их в бездействующий фонд, который в настоящее время по некоторым оценкам составляет более 35 %.

Существуют три основные причины, вызывающие раннее обводнение продукции добывающих скважин:

- опережающее обводнение по высокопроницаемым каналам и пропласткам;
- нарушение герметичности цементного камня скважин;
- образование конусов подошвенных вод в монолитных залежах.

Рассмотрим методы предупреждения образования заколонных перетоков как одной из основных причин резкого увеличения обводненности продукции.

УДК 622.24



Как известно, заколонный переток представляет собой систему трещин, пустот, образовавшихся в цементной крепи или горной породе, а также на контактах породы с цементом и цемента с обсадной колонной.

Основные причины образования заколонных перетоков:

- снижение гидростатического давления на пласт в процессе загустевания цементного камня;
- низкая степень вытеснения бурового раствора;
- низкая прочность цементного камня и образование трещин при гидравлических испытаниях с избыточным давлением при проведении технологических операций;
- негерметичность резьбовых соединений и элементов устьевого оборудования;
- недостаточное или неправильное расположение центраторов;
- перфорация обсадной колонны;
- воздействие тектонических напряжений.

Причины, обусловленные параметрами цементного теста/камня:

- низкая степень вытеснения бурового раствора;
- усадочные процессы на ранних стадиях твердения цементного камня;
- термодеструкционные процессы;
- несоответствие параметров цементного камня горно-геологическим условиям;
- плохое сродство цементного камня к породе и металлу.

Можно выделить следующие методы предупреждения заколонных перетоков, связанные с характеристиками цементного раствора:

- поддержание давления на схватывающийся тампонажный раствор;
- поддержание параметров тампонажных растворов (плотность, низкая фильтрация, оптимальные структурно-реологические свойства, схватывание снизу вверх);
- качественное вытеснение остатков бурового раствора, удаление фильтрационной корки;
- использование специальных адгезионных и газоблокирующих добавок.

**Целесообразность применения латексной газоблокирующей добавки.** Применение раствора латексного полимера относится к превентивному способу борьбы с флюидопроявлениями и образованием заколонных перетоков. Эффективность применения мало зависит от поступающего скважинного флюида и барометрического профиля скважины.

Растворы обработанные латексным газоблокатором отличаются:

- низкой фильтратоотдачей – ниже 50 мл/см<sup>3</sup>;
- коротким временем переходных периодов;
- высокой седиментационной устойчивостью тампонажных растворов;
- высокими адгезионными свойствами цементного камня;
- низкой пористостью и проницаемостью фильтрационной корки;
- низкой проницаемостью цементного камня, за счет уплотнения цементного камня;
- замедлением нарастания предельного СНС – условия для создания гидростатического давления.

Механизм действия предположительно связан с образованием особой уплотненной, упругой упаковки гидратированных частиц цемента. Цементный раствор имеет

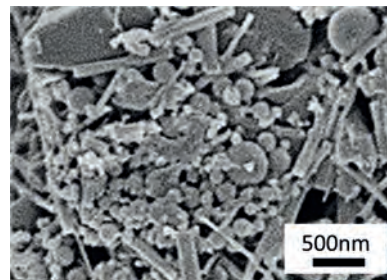


Рис. 1. Фильтрационная корка цементного раствора с латексным полимером

решетчатую структуру, которая состоит из цементного геля и микроволокон полимера (рис. 1).

Модифицированные латексом растворы имеют лучшие реологические характеристики по сравнению с обычными растворами. Это объясняется улучшенной консистенцией (вследствие эффекта шарикоподшипника) полимерных частиц. Также цементный раствор имеет структуру, в которой поры могут быть заполнены полимером или закрыты сплошными полимерными пленками. Эффект заполнения полимером и закрытия пор возрастает с увеличением содержания полимера.

При затворении цементного раствора водной дисперсией латекса на первой стадии твердения цемент сорбирует воду и в процессе гидратации связывает ее. Связывание воды цементом из водной дисперсии латекса приводит к выделению полимера в отвержденном состоянии в виде сплошных пленок. В результате в цементирующем веществе образуются две структурные фазы: первая в виде поликристаллических сростков продуктов гидратации цемента; вторая – в виде пленок полимера между этими поликристаллическими сростками. Благодаря этим процессам затвердевшие цементно-латексные растворы приобретают повышенную стойкость в щелочных, некоторых кислых средах и высокую стойкость – в минерализованных водных растворах и рассолах.

Модифицированные латексом растворы имеют лучшие реологические характеристики по сравнению с обычными растворами. Это объясняется улучшенной консистенцией (вследствие эффекта шарикоподшипника) полимерных частиц. Также цементный раствор имеет структуру, в которой поры могут быть заполнены полимером или закрыты сплошными полимерными пленками. Эффект заполнения полимером и закрытия пор возрастает с увеличением содержания полимера.



### Опыт применения латексного газоблокатора WellFix L 100 (ТУ 2458-071-14023401-2013).

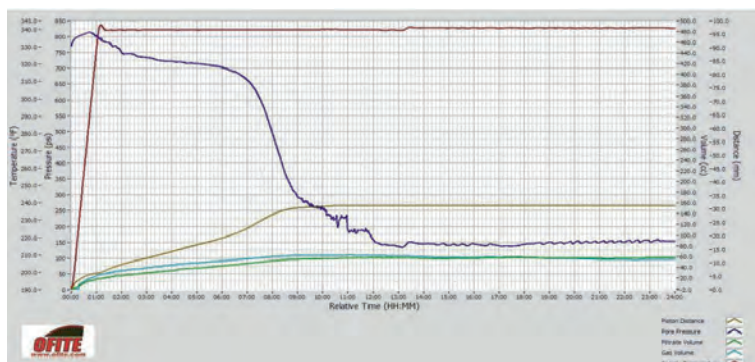


Рис. 2. Результаты испытаний проницаемости цементного раствора после обработки латексным полимером WellFix L 100

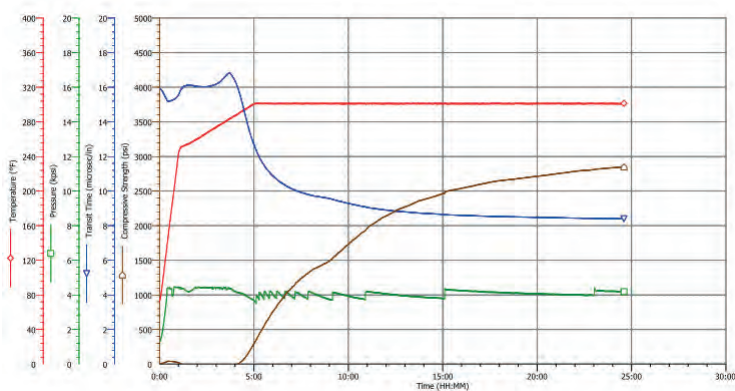


Рис. 3. График набора прочности цементного камня, обработанного реагентом WellFix L 100

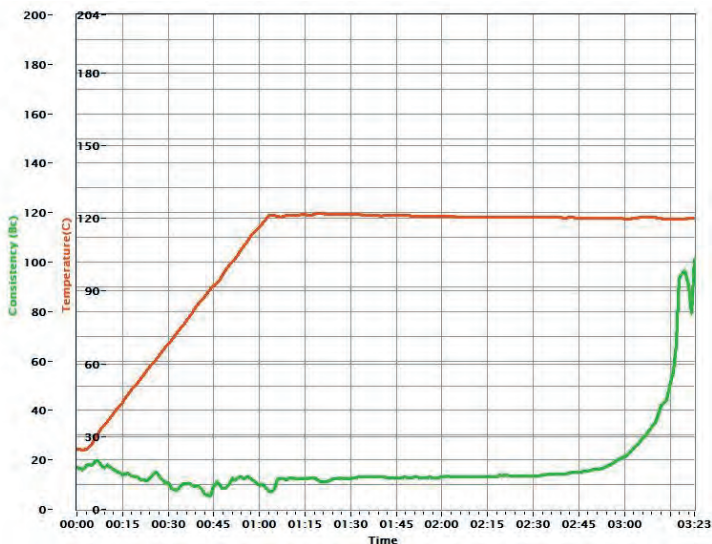


Рис. 4. Время застывания цементного раствора обработанного реагентом WellFix L 100

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Каждый случай проявления заколонных перетоков требует широкого изучения коренных причин их возникновения. Опираясь на свод данных, выбирается наиболее эффективная технология борьбы с перетоками. В данной статье нами была представлена технология для борьбы с флюидопроявлениями МКД при креплении эксплуатационных колонн с применением специальных реагентов,

Табл. 1. Цементный раствор с применением латексного газоблокатора для высоких температур

Добавки	Содержание %, пвс	
Понижитель фильтрации на основе сополимера АМПС WellFix FL 2	0,60	
Газоблокатор WellFix L 100	2,0	
Пластификатор WellFix P 100	0,27	
Наполнитель WellFix Air	0,30	
Реологические характеристики		
Пласт. вязкость сП	114	
ДНС, Па	9,0	
СНС	10 сек, Па	3,0
	10 мин, Па	10,2
Растекаемость 240 мм		
Водоотделение 0,0 мл		
Водоотдача 44 мл/30 мин		
Время загустевания		
Консистенция	Время	
30 Вс	3:07 час:мин	
70 Вс	3:16 час:мин	
Прочность при сжатии		
24 часа	19,6 МПа	

а именно латексного газоблокатора WellFix L 100 (рис. 2, рис. 3, рис. 4), в результате чего удалось достигнуть:

- снижения проницаемости цементного камня;
- улучшения адгезии;
- сокращения переходных периодов в цементном камне;
- сохранения противодавления столба твердеющего цементного раствора в переходный период.

Латексный газоблокатор WellFix L 100 отличается широким диапазоном температур применения, до 170 градусов Цельсия включительно. Выдерживает до четырех циклов заморозки без потери физико-химических и функциональных свойств.

### Литература

- Ишбаев Г.Г., Бикияев Р.А. Технология РИР – отсечение межпластовых перетоков по стволу скважин // Бурение и нефть. – 2010. – № 12. – С. 22–25.
- Федоров К.М., Печёрин Т.Н. Математическая модель формирования и развития заколонных перетоков // Вестник государственного университета. – 2008. – № 6. – С. 73–80.
- Анализ причин и мероприятия по предотвращению заколонных перетоков (в условиях Восточно-Сургутского месторождения) НГДУ «Сургутнефть» НГДУ «СУРГУТНЕФТЬ». [Электронный ресурс]. URL: <http://www.myshared.ru/slide/1350589/?ysclid=ii48hev4gz842843788>.
- Николаев Н.И., Лю Хаоя. Результаты исследования зоны контакта «Цементный камень – горная порода // Электронный журнал Нефтегазовое дело. – 2016.

### References

- Ishbaev G.G., Bikinyayev R.A. RIR technology - cutting off interlayer cross-flows along the wellbore // *Drilling and oil*. – 2010. – No. 12. – Pp. 22–25.
- Fedorov K.M., Pecherin T.N. Mathematical model of formation and development of behind-the-casing flows // *Vestnik gosudarstvennogo universiteta*. – 2008. – No. 6. – Pp. 73–80.
- Analysis of the causes and measures to prevent behind-the-casing flows (in the conditions of the Vostochno-Surgutskoye field) Surgutneft OGP, SURGUTNEFT OGP. Available at: <http://www.myshared.ru/slide/1350589/?ysclid=ii48hev4gz842843788>.
- Nikolaev N.I., Liu Haoya. The results of the study of the contact zone Cement stone - rock // *Electronic journal Oil and gas business*. – 2016.



**ХИМПРОМ**

ХИМИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

Газоблокатор

**WellFix L**

ТУ 2458-071-14023401-2013

**WellFix L** - химическая добавка к цементным растворам для контроля миграции газов.

Газоблокатор **WellFix L**

- вызывает замедление нарастания предельного статического напряжения сдвига;
- создает идеальные условия для передачи практически максимального гидростатического давления цементного стакана на возможные газоносные пласты;
- повышает адгезионные свойства цементного камня;
- снижает проницаемость цементного камня.



+7 (342) 225 02 06  
info@himprom-group.ru  
www.himprom-group.ru



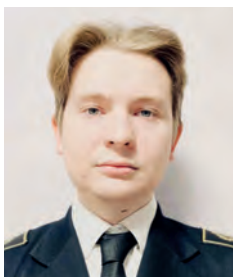
# НОРМАЛИЗАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ ПО МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫМ ПОРОДАМ С ОЧИСТКОЙ ЗАБОЯ ВОЗДУХОМ



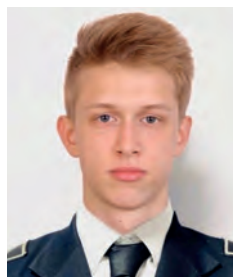
**А.Н. ДМИТРИЕВ,**  
к.т.н., доцент, доцент  
кафедры «Бурение  
скважин»  
dmitriev\_an@pers.spmi.ru



**М.Е. БУДОВСКАЯ,**  
к.т.н., ассистент кафедры  
«Бурение скважин»  
budovskaya\_me@pers.spmi.ru



**И.В. МИЛЬВИТ,**  
студент кафедры  
«Бурение скважин»



**Н.И. ЛЕОШКО,**  
студент кафедры  
«Бурение скважин»

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»  
г. Санкт-Петербург, 199106, РФ

**A.N. DMITRIEV, M.E. BUDOVSKAYA, I.V. MILVIT, N.I. LEOSHKO**  
Federal state budgetary educational institution of higher education Saint Petersburg mining university  
St. Petersburg, 199106, Russian Federation

*В настоящее время в связи с освоением районов многолетней мерзлоты и интенсификацией процессов бурения в них, возникает необходимость учета температурного фактора.*

*Работа посвящена изучению теплообменных процессов, сопровождающих бурение скважины в условиях, когда температурный фактор приобретает особо важное значение – при глубоком бурении, проходке мерзлых пород с применением продувки воздухом.*

*На основе расчетного анализа определены пути нормализации температурного режима бурящейся скважины в осложненных условиях, позволяющие исключить осложнения, происходящие при растеплении мерзлых пород.*

**Ключевые слова:** бурение с продувкой, мерзлые породы, теплообмен, теплоотдача, очистка забоя воздухом

## NORMALIZATION OF THE TEMPERATURE REGIME OF WELLS WHEN DRILLING ON FROZEN ROCKS WITH CLEANING OF THE BOTTOM WITH AIR

At present, in connection with the development of permafrost areas and the intensification of drilling processes, it becomes necessary to take into account the temperature factor.

The work is devoted to the study of heat exchange processes that accompany well drilling in conditions where the temperature factor becomes especially important – in deep drilling, penetration of frozen rocks using air blowing.

Based on the computational analysis, the ways of normalizing the temperature regime of a drilling well under complicated conditions are determined, which make it possible to exclude complications that occur during the thawing of frozen rocks.

**Keywords:** drilling with air, frozen rock, heat change, heat exchange, air circulation

**О**сновная опасность при бурении многолетне-мерзлой породы заключается в растеплении активной ее части и образование несоизмеримых каверн и кратера на устье скважины, которые в последствии могут стать причиной смятия колонн. Нормализация температурного режима скважин в мерзлых породах заключается в том, чтобы ни на одном участке ее ствола в процессе бурения не

происходило протаивание. Растепление мерзлой породы с потерей связности наступает тогда, когда породе передано количество тепла, достаточное не только для ее нагрева от естественной отрицательной температуры до 0 °С, но и для перехода содержащегося в породе льда в жидкое состояние (скрытая теплота плавления). Предельно допустимым можно считать такое растепление, в процессе





которого передано количество тепла, достаточное лишь для нагрева стенки скважины до 0 °С (без скрытой теплоты плавления).

Для количества тепла, переданного от воздуха с температурой  $t$  к стенкам скважины с температурой  $t^*$  на единицу длины ствола в час, справедливо:

$$Q = \alpha_2 \pi D (t - t^*), \quad (1)$$

где:  $\alpha_2$  – коэффициент теплоотдачи при движении воздуха в кольцевом пространстве скважины, Вт/(м<sup>2</sup>·°С);

$D$  – диаметр скважины, мм.

Для того же количества тепла, переданного в час от воздуха к мерзлым породам, не затронутым растеплением, с естественной температурой  $t_n$  через толщу пород, окружающих ствол скважины, на единицу его длины в любой момент от начала процесса теплообмена, справедливо также:

$$Q = k_\tau \pi D (t - t_n). \quad (2)$$

Приравняв выражения (1) и (2), принимаем  $t^* = 0$ °С и решив относительно температуры воздуха, предварительно обозначая  $t = t_{max}$ , получим:

$$t_{max} = \frac{k_\tau t_n}{k_\tau - \alpha_2}, \quad (3)$$

где:  $k_\tau$  – коэффициент нестационарного теплообмена, Вт/м<sup>2</sup>

Весьма ответственным является определение зависящего от продолжительности циркуляции коэффициента нестационарного теплообмена между воздухом и окружающими породами.

Весьма ответственным является определение зависящего от продолжительности циркуляции коэффициента нестационарного теплообмена между воздухом и окружающими породами.

Получена и рекомендуется для практического применения следующая расчетная формула, с погрешностью в определении  $k_\tau$  не более ± 5 %:

$$k_\tau = \frac{\alpha_2}{1 + \alpha_2 \beta}, \quad (4)$$

где

$$\beta = \frac{1,35 D \sqrt{\tau}}{\lambda_{II} \sqrt{\tau} + D \sqrt{\lambda_{II} C_{II} \gamma_{II}}},$$

где  $\lambda_{II}$  – коэффициент теплопроводности породы, Вт/(м·°С);

$C_{II}$  – удельная массовая теплоемкость породы, Дж/(кг·°С);

$\gamma_{II}$  – объемный вес породы, кг/м<sup>3</sup>;

$\tau$  – продолжительность циркуляции, час.

Формула (3) позволяет определить ту максимально допустимую температуру воздуха, при которой не наступят потери связности слагающих стенки скважины мерзлых пород при данных условиях и продолжительности

циркуляции. Как следует из данной формулы,  $t_{max}$  составляет обычно небольшую положительную величину. Справедливость этого вывода подтверждается опытными данными Всесоюзного научно-исследовательского института методики и техники разведки (ВИТР) [1], а применение продувки воздухом с температурой до +5 °С–10 °С не приводило к обвалам стенок скважин из-за потери связности протаявших мерзлых пород. Однако, при этом вполне возможно поверхностное растепление, слипание шлама, образование сальников и пр.

Полной гарантией от осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород, следует считать соблюдение условия  $t_2 \leq 0$  °С, то есть, чтобы ни в одной точке ствола температура циркулирующего воздуха не превышала 0 °С, поскольку осуществление этого возможно лишь на основе применения охлажденного воздуха. При этом наиболее опасным участком является призабойная зона. Подставив  $t_3 = 0$  в выражение температуры воздуха в кольцевом пространстве у забоя [2–4], и раскрыв содержащиеся обозначения, после некоторых преобразований и упрощений получим расчетную формулу для определения

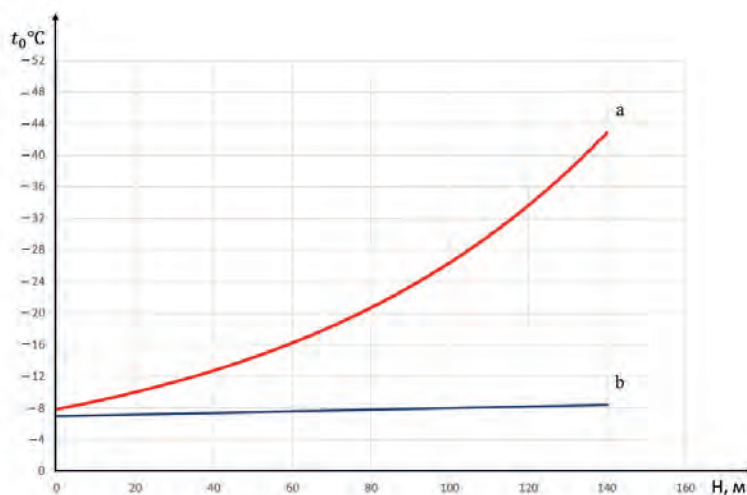


Рис. 1. Зависимость температуры охлажденного на поверхности сжатого воздуха, потребной для обеспечения нулевой температуры в призабойной зоне скважины от ее глубины в процессе бурения: а – при обычных трубах, б – при теплоизолированных буровых трубах

потребной температуры нагнетаемого в буровые трубы охлажденного воздуха, при которой температура воздуха у забоя не превышает 0 °С.

Полной гарантией от осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород, следует считать соблюдение условия  $t_2 \leq 0$  °С, то есть, чтобы ни в одной точке ствола температура циркулирующего воздуха не превышала 0 °С, поскольку осуществление этого возможно лишь на основе применения охлажденного воздуха.

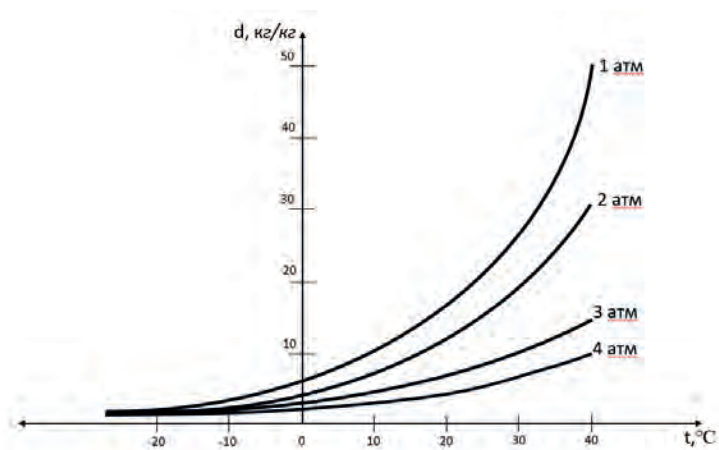


Рис. 2. Зависимость влагосодержания воздуха (в 1 кг влаги на 1 кг сухого воздуха) от температуры при различных давлениях

$$t_{III} = t_n + \left( t_n - \frac{k\pi \Delta t_3}{GC_p r_2} \right) \frac{r_1}{r_2 - r_1} e^{-r_2 h}, \quad (5)$$

где:  $G$  – весовой расход;

$C_p$  – удельная весовая теплоемкость;

$r_1$  и  $r_2$  – корни характеристического уравнения.

Формула (5) может служить основой для проектирования режимов охлаждения сжатого воздуха в конкретных условиях и использоваться при выборе рациональных способов охлаждения.

Кривые на рис. 2 и формула (1) показывают, что при малом расходе воздуха или достаточно большой глубине скважины искусственное охлаждение воздуха может оказаться совершенно бесполезным.

Причина в том, что создаваемый на поверхности запас холода в процессе интенсивного теплообмена между нисходящим и восходящим потоком в итоге затрачивается на бесполезное понижение температуры в верхних горизонтах мерзлых пород, не достигая забоя скважин. Это обстоятельство ставит задачу экономичного транспортирования и рационального размещения его производства.

Эффективное использование холода при производстве его на поверхности может быть достигнуто с помощью теплоизолированной бурильной колонны.

На рис. 1 графически представлены расчетные зависимости потребной температуры охлаждения на поверхности воздуха для обеспечения условия  $t_3 = 0$  °C при обычных и теплоизолированных бурильных трубах при расходе мощности на забое  $N = 1,5$  кВт. Теплоизоляция бурильных труб диаметром 63,5 мм достигнута в данном случае за счет воздушной прослойки, создаваемой с помощью приведенных к замкам внешних тонкостенных труб диаметром 89 мм. Из рис. 1 следует, что уже при глубине скважины 100–150 м потребная глубина охлаждения сжатого воздуха на поверхности в несколько раз меньше, чем в обычных трубах. С глубиной эффект ускоренно возрастает.

Специальные пластмассовые бурильные трубы или современные синтетические теплоизоляционные материалы позволят обеспечить надежную изоляцию, при которой созданный на поверхности запас холода будет достигать забоя практически без потерь.

Проблема рационального размещения производства холода может быть решена на основе использования

встраиваемого в нижнюю часть бурового снаряда погружного вихревого холодильника, отличающегося весьма малыми размерами, отсутствием движущихся частей и создающего в холодной среде при перепаде давления 5 атм температуру воздуха до  $-40$ – $-50$  °C. При этом обычная бурильная колонна будет играть роль холодильника предварительного охлаждения, что потребует включения в ее состав скважинных влагоотделителей [2].

Применение охлажденного воздуха наряду с другими преимуществами позволяет простейшим образом устранить осложнения, связанные с выпадением конденсата. Любой способ принудительного охлаждения сжатого воздуха на поверхности сопровождается компенсацией и отводом влаги, ввиду чего воздух осушается. Содержание влаги в воздухе зависит от его давления, температуры и относительной влажности. Связь между этими параметрами сложна, но в интервале температур и давлений, с которыми мы имеем дело при бурении с продувкой, она с достаточной, для практических расчетов, точностью может быть выражена формулой:

$$\Psi = 3,85 * 10^{-3} \frac{\varphi}{p} e^{0,0671 t}, \quad (6)$$

где:

$\Psi$  – влагосодержание, кг/кг;

$\varphi$  – относительная влажность (в долях единицы);

$p$  – абсолютное давление воздуха, атм;

$t$  – температура воздуха, °C.

Применение охлажденного воздуха наряду с другими преимуществами позволяет простейшим образом устранить осложнения, связанные с выпадением конденсата. Любой способ принудительного охлаждения сжатого воздуха на поверхности сопровождается компенсацией и отводом влаги, ввиду чего воздух осушается. Содержание влаги в воздухе зависит от его давления, температуры и относительной влажности.

На рис. 2 представлена, вычисленная с помощью формулы (6), зависимость влагосодержания воздуха от его температуры и давления при  $\varphi = 1$ , что практически всегда справедливо для воздуха, нагнетаемого в бурильные трубы, поскольку даже при незначительном охлаждении в ресивере компрессора сжатый воздух достигает точки росы ( $\varphi = 1$ ). Рис. 2 может быть использован в качестве номограммы для определения количества выпадающей или поглощаемой влаги и, в частности, для ориентировочного определения входящего в формулу прироста влагосодержания  $\Delta \Psi$  при конкретных условиях растепления и нагрева воздуха в призабойной зоне скважины.



Нагнетаемый в бурильные трубы непосредственно от компрессора теплый сжатый воздух при давлении в скважине охлаждается, что может сопровождаться выпадением конденсата в бурильных трубах и кольцевом пространстве [5, 6]. Предварительно охлажденный сжатый воздух при нагреве в скважине может лишь поглощать влагу в кольцевом пространстве, где имеет место его контакт с породами, содержащими влагу в жидкой или твердой фазе. При этом выпадение конденсата и связанные с ним осложнения исключены [7–10]. Нагревающийся при движении по скважине охлажденный воздух действует на нее осушающим образом.

Рассмотренные закономерности температурного режима скважин, бурящихся с продувкой по мерзлым породам охлажденным воздухом, выявлены на производственных объектах Магаданской области и Республики Саха (Якутия).

Есть все основания считать, что нормализация температурного режима скважины на основе применения охлажденного воздуха является надежным средством резкого повышения производительности и качества разведочного бурения по многолетнемерзлым породам.

Нормализация температурного режима скважины на основе применения охлажденного воздуха является надежным средством резкого повышения производительности и качества разведочного бурения по многолетнемерзлым породам.

#### Литература

1. Маразмин А.В. К вопросу о температурном режиме ствола скважины при бурении с продувкой в условиях многолетней мерзлоты / А.В. Маразмин, А.И. Кирсанов, Т.М. Илларионова, З.Н. Ефимова. – М.: Госгеолтехиздат, – 1961, – Труды ВИТР, сб. № 3.
2. Кудряшов Б.Б. Бурение разведочных скважин с применением воздуха / Б.Б. Кудряшов, А.И. Кирсанов. – М.: Недра, – 1990, – 263 с.
3. Кудряшов Б.Б. Тепловой режим скважины при бурении с очисткой забоя воздухом по многолетнемерзлым породам. Теория и практика бурения с очисткой забоя воздухом / Б.Б. Кудряшов, А.И. Кирсанов, Г.К. Степанов. – М.: ВНИИОЭНГ, – 1967.
4. Шамшев Ф.А. Технология и техника разведочного бурения. Учебник для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. / Ф.А. Шамшев, С.Н. Тараканов, Б.Б. Кудряшов и др. – М.: Недра, – 1983, – 565 с.
5. Шибайев Ю.А., Чихачев К.Б., Липенков В.Я., Екайкин А.А., Лёфевр Э., Арно Л., Пети Ж. Сезонные вариации температуры снежной толщи и теплопроводность снега в районе станции Восток, Антарктида // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2019. – № 65 (2). – С. 169–185. doi: 10.30758/0555-2648-2019-65-2-169-185.
6. Большунов А.В., Васильев Д.А., Игнатьев С.А., Дмитриев А.Н., Васильев Н.И. Механическое бурение ледников с очисткой забоя сжатым воздухом // Лед и Снег. – 2022. – № 1, Т. 62. – С. 35–46.
7. Большунов А.В., Васильев Н.И., Тимофеев И.П., Игнатьев С.А., Васильев Д.А., Лейченко Г.Л. Перспективное техно-

логическое решение по отбору проб донных отложений подледникового озера Восток: актуальность и постановка задач исследований // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 779–787. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.1.

8. Шишкин Е.В., Большунов А.В., Тимофеев И.П., Авдеев А.М., Ракитин И.В. Модель шагающего пробоотборника для исследования донной поверхности подледникового озера Восток // Записки Горного института. – 2022. – Т. 257. – С. 853–864. DOI: 10.31897/PMI.2022.53.

9. Литвиненко В.С., Лейченко Г.Л., Васильев Н.И. Предполагаемая геология дна озера Восток и рассмотренные технологические подходы к отбору проб // Геохимия. – 2019. – № 79. – С. 1–6.

10. Романова Н.А., Гизатуллин Р.Р., Двойников М.В., Буслав Г.В., Никитин В.В. Предупреждение осложнений при бурении и эксплуатации скважин в многолетнемерзлых породах, включающих газовые гидраты // Neftegaz.ru. – 2023. – № 4. – С. 40–46.

#### References

1. Maramzin A.V. On the question of the temperature regime of the wellbore during drilling with purging in permafrost conditions / A.V. Maramzin, A.I. Kirsanov, T.M. Illarionova, Z.N. Efimova. – Moscow: Gosgeoltekhizdat, – 1961, – Proceedings of the VITR, – collection No. 3.
2. Kudryashov B.B. Drilling of exploratory wells using air / B.B. Kudryashov, A.I. Kirsanov. – M.: Nedra, – 1990, – 263 p.
3. Kudryashov B.B. Thermal regime of a well during drilling with bottomhole cleaning with air on permafrost. Theory and practice of drilling with bottomhole cleaning with air / B.B. Kudryashov, A.I. Kirsanov, G.K. Stepanov. – M.: VNIIOENG, 1967.
4. Shamshev F.A. Technology and technique of exploratory drilling. Textbook for high schools. 3rd ed., revised. and additional / F.A. Shamshev, S.N. Tarakanov, B.B. Kudryashov and others. – M.: Nedra, – 1983, – 565 p.
5. Shibayev Yu.A., Tchikhatchev K.B., Lipenkov V.Ya., Ekaykin A.A., Lefebvre E., Arnaud L., Petit J. Seasonal variations of snowpack temperature and thermal conductivity of snow in the vicinity of Vostok station // *Antarctica. Arctic and Antarctic Research*. 2019, 65(2):169–185. <https://doi.org/10.30758/0555-2648-2019-65-2-169-185>.
6. Bolshunov A.V., Vasilev D.A., Ignatiev S.A., Dmitriev A.N., Vasilev N.I. Mechanical drilling of glaciers with bottom-hole scavenging with compressed air // *Led i Sneg. Ice and Snow*. 2022, 62 (1): 35–46. [In Russian]. doi: 10.31857/S2076673422010114.
7. Bolshunov A.V., Vasiliev N.I., Timofeev I.P., Ignatiev S.A., Vasiliev D.A., Leichenkov G.L. Potential technological solution for sampling the bottom sediments of the subglacial lake Vostok: relevance and formulation of investigation goals // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – Vol. 252. P. 779–787. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.1.
8. Shishkin E.V., Bolshunov A.V., Timofeev I.P., Avdeev A.M., Rakitin I.V. Model of a walking sampler for research of the bottom surface in the subglacial lake Vostok // *Journal of Mining Institute*. – 2022. – Vol. 257. P. 853–864. DOI: 10.31897/PMI.2022.53.
9. Litvinenko V.S., Leichenkov G.L., Vasiliev N.I. Anticipated sub-bottom geology of Lake Vostok and technological approaches considered for sampling / *Geochemistry*. – 2019. – № 79. – С. 1–6, doi: 10.1016/j.chemer.2019.125556.
10. Romanova N.A., Gizatullin R.R., Dvoynikov M.V., Buslaev G.V., Nikitin V.V. Prevention of complications during drilling and operation of wells in permafrost rocks including gas hydrates // *Neftegaz.ru*. – 2023. – No. 4. P. 40–46. ■

# ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАМЕРЗАНИЯ ВОДЫ В ЛЕДНИКОВОЙ ТРЕЩИНЕ



**М.М. АНДРЕЕВ,**  
аспирант  
makcandreev2001@mail.ru



**М.М. СТЕПАНОВА,**  
к.ф.-м.н., доцент  
m.stepanova@spbu.ru

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет»  
г. Санкт-Петербург, 198504, РФ

**M.M. ANDREEV,  
M.M. STEPANOVA**

Federal state budgetary educational institution of higher education  
Saint Petersburg state university  
St. Petersburg, 198504, Russian Federation

*Представлена численная модель заморзания воды в ледниковой трещине, реализованная с использованием метода выпрямления фронта и метода переменных направлений на неравномерной сетке. Модель позволяет смоделировать процесс заморзания в основании трещины, учесть распределение температуры льда по глубине и температурные колебания у поверхности льда, связанные с суточными или годовыми изменениями температуры воздуха. Проведена проверка корректности модели, а также приведен пример моделирования заморзания воды для трещины глубиной 5 метров и шириной около 10 см.*

**Ключевые слова:** ледниковая трещина, численное моделирование, задача Стефана, метод выпрямления фронта

## NUMERICAL SIMULATION OF WATER FREEZING IN A GLACIER CRAWL

This article presents a numerical model of water freezing in an ice crevasse. The model was implemented using the front-fixing method coupled with the alternating direction implicit method on a non-uniform grid. It is capable of simulating the freezing process in the base of a crevasse, considering the temperature distribution of ice over depth and temperature fluctuations near the surface caused by daily or annual changes in air temperature. The model's reliability was validated through several numerical tests. To illustrate its simulation capabilities, example calculations were performed to simulate the freezing of water in an ice crevasse with a depth of 5 meters and a width of approximately 10 cm.

**Keywords:** ice crevasse, numerical modelling, Stefan problem, alternating direction implicit method, front-fixing method

**З**адачи теплопроводности, включающие в себя фазовые превращения, встречаются в различных областях прикладной науки. Одним из важных и актуальных направлений, связанных с решением таких задач, является моделирование гляциальных процессов. Так, изучение и мониторинг состояния ледникового покрова в районах полярных станций Антарктиды является одним из ключевых факторов для поддержания безопасности инфраструктуры и авиационного сообщения, что имеет важнейшее значение для обеспечения деятельности Российской антарктической экспедиции (РАЭ). В представленной работе рассматривается процесс заморзания талой воды в ледниковых трещинах (т.н. «залечивание» трещин). Залеченные трещины наблюдались в районе взлетно-посадочной полосы антарктических станций Новолазаревская [1], Прогресс, полевой базы Оазис Бангера и других. Исследование эволюции трещин востребовано и для района сопки Ветров на станции Мирный, где возможно создание новой авиационной площадки.

Математическое описание процесса сводится к краевой задаче Стефана с подвижными фазовыми границами. Для численного решения такой задачи обычно рассматривают два типа методов [2]: с выделением границы фазового перехода (ловля фронта в узел пространственной

сетки, метод выпрямления фронта) и методы сквозного счета (схема со сглаженными коэффициентами, эн-тальпийная формулировка). Для модели, представленной в данной работе, был выбран метод выпрямления фронта, так как он позволяет сформулировать задачу в статической области. Этот метод использовался для моделирования заморзания трещины в работе С.В. Попова [3] для одномерного случая, когда стенки трещины параллельны и пространство между ними заполнено водой. В настоящей работе рассматривается более общий двумерный случай, что позволяет смоделировать процесс заморзания в основании трещины, учесть распределение температуры льда по глубине и температурные колебания у поверхности льда, связанные с суточными или годовыми изменениями температуры воздуха. Двухфазная модель строится для заполненной водой трещины под тонким поверхностным слоем талой воды на леднике. Такое явление наблюдается на плоских низменных участках в весенне-летний период.

**Постановка задачи.** Рассматривается двухфазная двумерная задача Стефана. Нижняя область  $\Omega_1 : \{0 \leq x \leq W, 0 \leq y < f(x,t)\}$  занята льдом, верхняя  $\Omega_2 : \{0 \leq x \leq W, f(x,t) < y \leq H\}$  – водой. Граница фазового перехода описывается



функцией  $f(x,t)$ :  $0 \leq x \leq W, t > 0$ , которая при каждом фиксированном  $t$  является однозначной, без самопересечений. В начальный момент времени значение  $f$  задано для всех  $x \in [0, W]$ . Предполагается, что среда является однородной и теплоемкость  $c$ , плотность  $\rho$  и коэффициент теплопроводности  $k$  не зависят от температуры. Также в рассматриваемой модели не учитывается конвективный перенос тепла. В таком случае, изменение функции температуры  $u(x, y, t)$  описывается уравнением теплопроводности следующего вида:

$$c_m \rho_m \frac{\partial u_m}{\partial t} = k_m \left( \frac{\partial^2 u_m}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u_m}{\partial y^2} \right), \quad t > 0, \quad x, y \in \Omega_m, \quad m = 1, 2, \quad (1)$$

где  $m = 1$  соответствует области со льдом  $\Omega_1$ ,  $m = 2$  – области с водой  $\Omega_2$ . Кроме того, заданы граничные и начальные условия:

$$\begin{aligned} u_m|_{t=0} &= u_{m,0}(x, y), & \frac{\partial u_m}{\partial x} \Big|_{x=0} &= \frac{\partial u_m}{\partial x} \Big|_{x=W} = 0, \\ u_2|_{y=H} &= g(t), & u_1|_{y=0} &= u_{ice}, & u_m|_{y=f} &= u_{p,t}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $u_{m,0}$  – начальные распределения температуры для льда и воды,  $g(t)$  – функция, задающая зависимость температуры на поверхности воды от времени,  $u_{ice}$  – некоторая фиксированная температура,  $u_{p,t}$  – температура фазового перехода вода-лёд.

Постановку краевой задачи замыкает дополнительное условие на неразрывность теплового потока на границе раздела фаз (условие Стефана) [4], [5]:

$$L\rho \frac{\partial f}{\partial t} = \left[ 1 + \left( \frac{\partial f}{\partial x} \right)^2 \right] \left( k_1 \frac{\partial u_1}{\partial y} \Big|_{y=f} - k_2 \frac{\partial u_2}{\partial y} \Big|_{y=f} \right). \quad (3)$$

**Численная модель.** Выпрямление фронта было проведено по координате  $y$ , с помощью преобразования:

$$y' = \begin{cases} \frac{y}{f(x,t)}, & 0 \leq y \leq f(x,t), \\ \frac{y-f(x,t)}{H-f(x,t)} + 1, & f(x,t) \leq y \leq H. \end{cases} \quad (4)$$

Теперь переменная  $y'$  изменяется в пределах от 0 до 2, причем твердой фазе соответствует область  $0 \leq y' < 1$ , жидкой фазе:  $1 < y' \leq 2$ , а  $y'=1$  – координата границы фазового перехода. Также проведем масштабирование координаты  $x$ , чтобы ее значения изменялись от 0 до 1:  $x = x'/W$ . Пусть  $u(x,y,t) = v(x',y',t)$ , тогда после преобразования координат и обезразмеривания ( $t' = t/t_0$ ,  $v' = v/v_0$  где  $t_0, v_0$  – характерные масштабы времени и температуры соответственно), краевая задача (1)-(3) может быть переписана следующим образом (штрихи у новых переменных опущены):

$$\frac{\partial v_1}{\partial t} = \frac{\partial^2 v_1}{\partial x^2} - \left( \frac{2y}{f} \frac{\partial f}{\partial x} \right) \frac{\partial^2 v_1}{\partial x \partial y} + \frac{y}{f} \left( 2 \frac{\partial f}{\partial x} \right) \frac{\partial^2 v_1}{\partial x^2} + \frac{\partial f}{\partial t} - \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \frac{\partial v_1}{\partial y} + \left( \frac{W}{f} \right)^2 + \left( \frac{y}{f} \frac{\partial f}{\partial x} \right)^2 \frac{\partial^2 v_1}{\partial y^2} \quad (5)$$

$$0 \leq x \leq 1, \quad 0 \leq y < 1, \quad t > 0.$$

$$\begin{aligned} \frac{c_2 \rho_2 k_1}{c_1 \rho_1 k_2} \left( \frac{\partial v_2}{\partial t} - \frac{y-2}{H-f} \frac{\partial f}{\partial t} \frac{\partial v_2}{\partial y} \right) &= \frac{\partial^2 v_2}{\partial x^2} - \left( \frac{2(y-2)}{H-f} \frac{\partial f}{\partial x} \right) \frac{\partial^2 v_2}{\partial x \partial y} + \\ + \frac{y-2}{H-f} \left( \frac{2}{H-f} \left( \frac{\partial f}{\partial x} \right)^2 - \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \right) \frac{\partial v_2}{\partial y} &+ \left( \frac{W^2}{(H-f)^2} + \frac{(y-2)}{H-f} \left( \frac{\partial f}{\partial x} \right)^2 \right) \frac{\partial^2 v_2}{\partial y^2}, \end{aligned} \quad (6)$$

$$v_m|_{t=0} = \frac{u_{m,0}(x,y)}{u_{\phi,n}}, \quad \frac{\partial v_m}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{\partial v_m}{\partial x} \Big|_{x=1} = 0,$$

$$v_2|_{y=2} = \frac{g(t)}{u_{p,t}}, \quad v_1|_{y=0} = \frac{u_{ice}}{u_{p,t}}, \quad v_m|_{y=1} = 1, \quad m = 1, 2,$$

$$\frac{L\rho}{c_0 v_0} \frac{\partial f}{\partial t} = \left[ 1 + \left( \frac{\partial f}{\partial x} \right)^2 \right] \left( k_1 \frac{\partial v_1}{\partial y} \Big|_{y=1} - \frac{k_2}{H-f} \frac{\partial v_2}{\partial y} \Big|_{y=1} \right). \quad (7)$$

**Разностная схема.** Параболическое уравнение в частных производных вида (5), содержит смешанную частную производную, а также частную производную первого порядка, причем, коэффициенты при частных производных могут зависеть как от координат, так и от времени. Важно подобрать такую разностную схему, которая учитывала бы все эти факторы и при этом была устойчива, не ресурсоемка и имела достаточную точность. В работе реализована неявная схема перемненных направлений [6], удовлетворяющая этим критериям. Она состоит из двух шагов, на каждом из них решается система с трехдиагональной матрицей. В случае равномерной сетки порядок точности схемы  $O(\Delta x^2, \Delta y^2, \Delta t)$ .

**Неоднородная сетка.** Для данной задачи целесообразно задать неоднородную сетку по координате  $y$  так, чтобы она сгущалась у границы фазового перехода. Это сделано отображением равномерной сетки на отрезке  $[0, 1]$  с помощью функции:

$$z(y_j) = 1 - e^{-s y_j} + e^{-s}, \quad (8)$$

где  $s$  – фиксированный параметр, отвечающий за степень сгущения сетки. Полученные координаты симметрично относительно  $y = 1$  отображаются на отрезок  $[1, 2]$ .

На неравномерной сетке (рис. 1) реализованная схема имеет порядок точности  $O(\Delta x^2, \Delta y, \Delta t)$ .

**Программная реализация.** Описанная выше модель была реализована на языке программирования Python с библиотекой NumPy. Следует отметить, что использование JIT-компилятора Numba [7] позволило на порядок повысить производительность расчетов.

**Проверка корректности численной модели.** Первый тест численной модели заключается в проверке согласованности результатов с полуэмпирической формулой для толщины намерзшего льда, приведенной в работе [8] в простейшем случае плоской границы фазового перехода, когда задача сводится к одномерной и однофазной. Параметры моделирования: начальная температура льда  $-10^\circ\text{C}$ , толщина льда в начальный момент времени – 10 м, время моделирования – 35 суток. Численное решение со временем начинает отставать от вычисленного по формуле, но относительная погрешность остается практически неизменной и не превышает 2%.

Второй тест представляет собой качественную проверку модели в двумерном двухфазном случае. Параметры моделирования:  $H = 1$  м,  $W = 1$  м,  $s = 8$ , число узлов –  $200 \times 200$ , шаг по времени – 0,5 часа, время моделирования – 200 дней. Лед в начальный момент времени полностью находился при температуре  $-5^\circ\text{C}$ , вода – при  $+5^\circ\text{C}$ . Температура воды на верхней границе и льда на нижней поддерживается постоянной. Как видно из временных срезов, для разной начальной формы фазовой границы, фронт асимптотически приходит к некоторому постоянному равновесному значению, рис. 2. Таким образом, было продемонстрировано, что при заданных стационарных условиях система приходит к равновесному состоянию, а конечное положение и форма границы не зависят от начальной конфигурации.

**Моделирование замерзания воды в трещине.** На рис. 3 представлен результат численного эксперимента, который проводился со следующими параметрами.

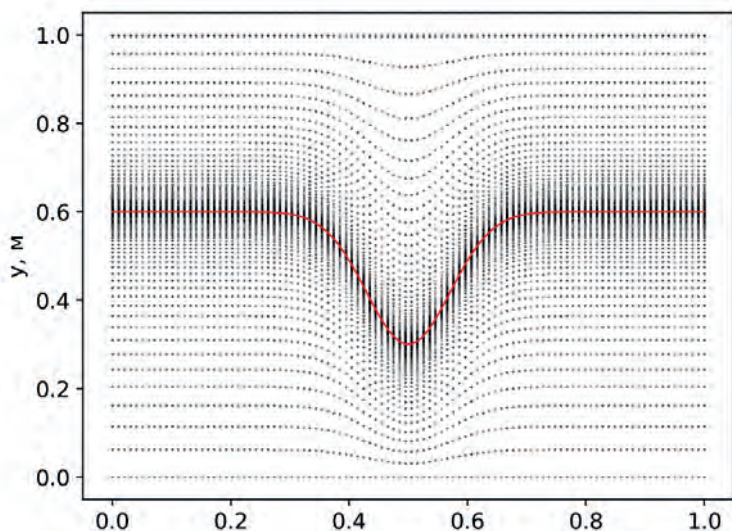


Рис. 1. Пример неравномерной сетки, преобразованной в исходные координаты. Красной линией обозначена граница фазового перехода. Число узлов  $100 \times 100$ ,  $s = 5$

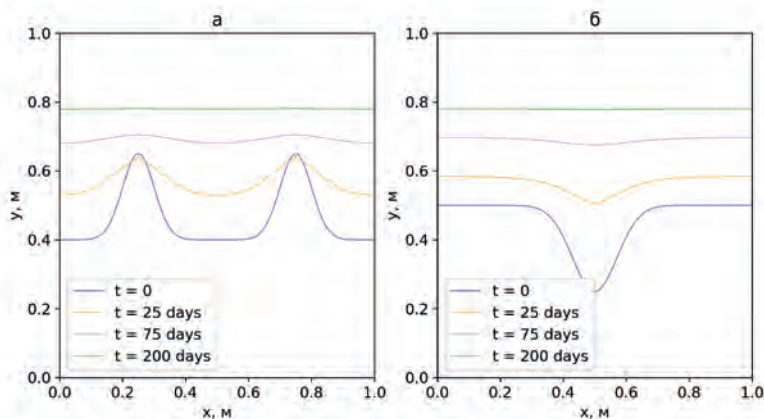


Рис. 2. Изменение положения границы фазового перехода с течением времени для двух случаев начальной конфигурации границы (а, б)

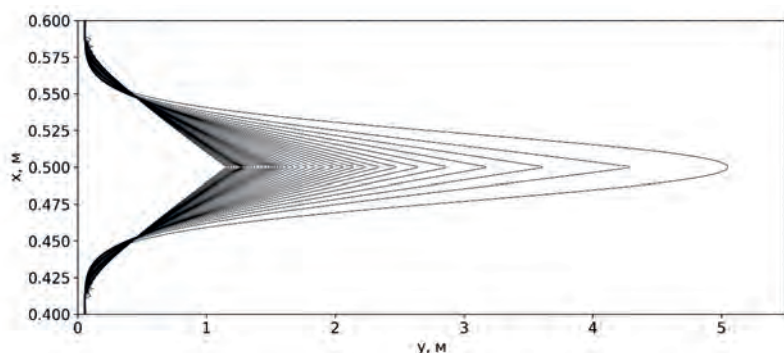


Рис. 3. Изменение границы фазового перехода с течением времени при замерзании воды в трещине. Положение границы изображено с шагом в 2 часа. График повернут на  $90^\circ$

Глубина щели – 5 м, ширина у поверхности  $\sim 10$  см. Толщина поверхностного слоя воды – 5 см. Начальная температура воды равна  $0^\circ\text{C}$ . Начальная температура льда линейно уменьшается от  $0^\circ\text{C}$  на поверхности до  $-20^\circ\text{C}$  на глубине 10 м. На поверхности воды температура изменяется по синусоиде от  $0^\circ\text{C}$  до  $4^\circ\text{C}$  с периодом в 1 сутки. Начальное положение границы фазового перехода задано функцией  $f(x) = 10.0 - 5.0 \cdot e^{-\frac{(x-0.5)^2}{0.0001}}$ . Число узлов: 1000 по координате  $x$  и 200 по координате  $y$ . Параметр сгущения сетки:  $s = 8$ . Шаг по времени – 1 сек. Время моделирования – 82 часа.

За время моделирования глубина трещины уменьшилась на 4 метра. На рис. 3 также можно наблюдать области, где скорость замерзания изменялась из-за температурных колебаний воздуха.

**Выводы.** Представленная в настоящей работе простая двумерная модель позволяет получить адекватное описание процесса замерзания воды в ледниковой трещине. Дальнейшее развитие модели предполагает учет ряда дополнительных факторов, имеющих место в реальном физическом процессе, в частности, конвективный теплоперенос, солнечная активность и текучесть льда.

### Литература

1. Попов С.В., Кашкевич М.П., Боронина А.С. Состояние взлетно-посадочной полосы станции Новолазаревская (Восточная Антарктида) и оценка безопасности ее эксплуатации по данным исследований 2021 г. // *Лёд и Снег*. – 2022. – Т. 62. № 4. – С. 621–636.
2. Самарский А.А., Вабищевич П.Н. Вычислительная теплопередача. – Либроком, – 2009.
3. Попов С.В. Решение одномерной задачи Стефана с двумя фазовыми границами на примере моделирования замерзания воды в ледниковой трещине // *Лёд и Снег*. – 2023. – Т. 63. № 1. – С. 130–140.
4. Quan-Sheng X., You-Lan Z. Solution of the two-dimensional Stefan problem by the singularity-separating method // *Journal of Computational Mathematics*. – 1985. – С. 8–18.
5. Saitoh T. Numerical method for multi-dimensional freezing problems in arbitrary domains. – 1978.
6. Craig I.J.D., Sneyd A.D. An alternating-direction implicit scheme for parabolic equations with mixed derivatives // *Computers & Mathematics with Applications*. – 1988. – Т. 16. № 4. – С. 341–350.
7. Lam S.K., Pitrou A., Seibert S. Numba: A llvm-based python jit compiler // *Proceedings of the Second Workshop on the LLVM Compiler Infrastructure in HPC*. – 2015. – С. 1–6.
8. Van der Veen C.J. Fracture propagation as means of rapidly transferring surface meltwater to the base of glaciers // *Geophysical Research Letters*. – 2007. – Т. 34. – № 1.

### References

1. Popov S.V., Kashkevich M.P., Boronina A.S. The state of the runway at Novolazarevskaya station (East Antarctica) and the safety assessment of its operation based on research data in 2021 // *Ice and Snow*. – 2022. – Vol. 62. No. 4. – Pp. 621–636.
2. Samarsky A.A., Vabishchevich P.N. Computational heat transfer. – Librokom Publ., – 2009.
3. Popov S.V. Solution of the one-dimensional Stefan problem with two phase boundaries on the example of modeling water freezing in a glacial crack // *Ice and Snow*. – 2023. – Vol. 63. No. 1. – Pp. 130–140.
4. Quan-Sheng X., You-Lan Z. Solution of the two-dimensional Stefan problem by the singularity-separating method // *Journal of Computational Mathematics*. – 1985. – Pp. 8–18.
5. Saitoh T. Numerical method for multi-dimensional freezing problems in arbitrary domains. – 1978.
6. Craig I.J.D., Sneyd A.D. An alternating-direction implicit scheme for parabolic equations with mixed derivatives // *Computers & Mathematics with Applications*. – 1988. – Vol. 16. No. 4. – Pp. 341–350.
7. Lam S.K., Pitrou A., Seibert S. Numba: A llvm-based python jit compiler // *Proceedings of the Second Workshop on the LLVM Compiler Infrastructure in HPC*. – 2015. – Pp. 1–6.
8. Van der Veen C.J. Fracture propagation as means of rapidly transferring surface meltwater to the base of glaciers // *Geophysical Research Letters*. – 2007. – Vol. 34. – No. 1.

# ЛАЗЕРНАЯ ОЧИСТКА ПОВЕРХНОСТЕЙ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДОВ



**Д. В. ЖУРБА<sup>1,2</sup>**,  
младший научный  
сотрудник, аспирант  
zhurba.danila306@ya.ru



**В. М. ЖУРБА<sup>1</sup>**,  
генеральный директор  
vizhurba@yandex.ru



**А. Э. ПУЙША<sup>1</sup>**,  
к.т.н., начальник научно-  
исследовательского  
отдела  
pujsha@mail.ru

<sup>1</sup>ООО «Научно-производственное предприятие волоконно-оптического и лазерного оборудования»

г. Санкт-Петербург, 199034, РФ

<sup>2</sup>Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет ИТМО»

г. Санкт-Петербург, 197101, РФ

**D.V. ZHURBA<sup>1,2</sup>, V.M. ZHURBA<sup>1</sup>, A.E. PUISHA<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Scientific and production enterprise of fiber-optic and laser equipment LLC  
St. Petersburg, 199034, Russian Federation

<sup>2</sup>Federal state autonomous educational institution of higher education national research university ITMO  
St. Petersburg, 197101, Russian Federation

УДК 535.211

*Рассмотрены направления применения лазерной очистки в топливно-энергетическом комплексе на примере трубопроводного транспорта углеводородов. Представлены предварительные результаты исследования лазерной очистки коррозионных и эксплуатационных отложений с внутренних поверхностей насосно-компрессорных труб и лазерной очистки металлопроката от окалины методом ее термомеханического разрушения с использованием непрерывного волоконного лазера мощностью 2 кВт. На примере исследования лазерного газодинамического напыления показано увеличение эффективности напыления металлических покрытий за счет предварительной лазерной очистки импульсным волоконным лазером средней мощностью 100 Вт. Проведенные исследования показывают эффективность применения лазерной очистки в топливно-энергетическом комплексе.*

**Ключевые слова:** лазерная очистка, трубопроводный транспорт углеводородов, очистка продуктов коррозии, удаление окалины

## LASER CLEANING OF SURFACES OF STRUCTURES OF PIPELINE TRANSPORT OF HYDROCARBONS

The directions of application of laser cleaning in the fuel and energy complex on the example of pipeline transportation of hydrocarbons are considered. Preliminary results of the study of laser cleaning of corrosion and operational deposits from the internal surfaces of pump-compressor pipes and laser cleaning of rolled metal from mill scale by its thermomechanical destruction using a continuous fiber laser with a power of 2 kW are presented. Using the example of a study of laser-assisted cold spray, an increase in the efficiency of spraying metal coatings due to preliminary laser cleaning with a pulsed fiber laser with an average power of 100 watts is shown. The conducted studies show the effectiveness of laser cleaning in the fuel and energy complex.

**Keywords:** laser cleaning, pipeline transportation of hydrocarbons, cleaning of corrosion products, mill scale removal

### ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовое оборудование работает с агрессивными средами. Наиболее актуальной проблемой являются процессы коррозионной эрозии поверхности. Элементы трубопроводного транспорта углеводородов подвергаются химической, электрохимической, подземной, биологической и атмосферной коррозии [1–2]. Именно поэтому к данному оборудованию предъявляются высокие требования по надежности и долговечности.

Защита металлоконструкций от коррозии – это комплекс мероприятий по антикоррозионной обработке,

включающий в себя рациональное проектирование изделий и механизмов, качественную очистку поверхности от производственных загрязнений, структурирование поверхности, модификацию свойств поверхности (легирование, упрочнение и т.п.) и нанесение антикоррозионных покрытий.

Защитные антикоррозионные покрытия можно разделить на две основные группы: металлические (цинковые, алюминиевые и т.п.) и неметаллические (лакокрасочные покрытия, полимерные термопластичные покрытия и т.п.). Наилучшего результата добиваются при нанесении

на поверхность металлоконструкций металлического покрытия, которое также защищается от окружающей среды неметаллическим покрытием [1–3]. Первым и важным этапом обработки поверхностей является их очистка от оксидных пленок, окалины и органических и неорганических покрытий и загрязнений. От качества очистки поверхности металла зависит результат антикоррозионной обработки.

Традиционные технологии очистки стальных поверхностей (химические и механические) являются энергозатратными, недостаточно эффективными, требуют применения расходных материалов, а также обладают множеством других недостатков, из которых наиболее существенным является вредность для окружающей среды, особенно при химических способах [4]. При использовании традиционных технологий полное удаление загрязнения, как правило, невозможно без повреждения основного материала.

В данной работе рассматривается инновационный подход для очистки поверхностей стальных конструкций трубопроводного транспорта углеводородов, основанный на применении источников лазерного излучения. Так, компанией ООО «НПП ВОЛО» за последние 5 лет были выполнены инициативные исследования по возможности лазерной очистки внутренних поверхностей насосно-компрессорных труб (НКТ) от эксплуатационных загрязнений: слоя солевых отложений, ржавчины, а также от старого защитного покрытия.

Кроме того, НПП ВОЛО совместно с Университетом ИТМО проводит исследования по разработке технологии лазерной очистки металлопроката от окалины способом термомеханического разрушения.

Также приведены результаты исследований по улучшению эффективности холодного газодинамического напыления металлических покрытий при использовании лазерной очистки поверхности подложки с одновременным лазерным подогревом области напыления.

Известно [5–14], что лазерная очистка уже зарекомендовала себя в реставрационной деятельности и в некоторых сферах промышленного применения как безопасный для окружающей среды и удобный в использовании способ удаления различных загрязнений, отличающийся бесконтактностью, отсутствием расходных материалов и инструментов, низкими эксплуатационными затратами, принципиальной возможностью удалять любые типы загрязнений и рядом других преимуществ, связанных с применением лазерного излучения с высокой плотностью мощности.

В последнее десятилетие наибольшее распространение получила технология лазерной очистки, основанная на испарении материала загрязнения наносекундными (100–200 нс) импульсами с высокой плотностью мощности ( $>10^7$  Вт/см<sup>2</sup>). Применение иттербиевых импульсных наносекундных волоконных лазерных источников оправдывается универсальностью воздействия: остросфокусированный лазерный пучок позволяет удалить практически любое загрязнение с поверхности большинства материалов. Короткая длительность импульса также позволяет минимизировать воздействие на основной материал, в металлах зона термического воздействия и оплавления ограничивается единицами микрон [5–10].

Однако использование коротких импульсов для испарения загрязнения оправдывается в случае малой толщины удаляемого слоя (1–10 мкм). При толщине

загрязнения порядка 0,1 мм и более, например, слоя эпоксидной краски, солевых отложений или слоя ржавчины процесс очистки с использованием лазерных источников с короткой длительностью импульсов оказывается низкопроизводительным.

В настоящее время также развивается направление лазерной очистки с использованием непрерывного волоконного лазера высокой средней мощности [11–14]. Непрерывные волоконные лазеры позволяют выполнять очистку с высокой производительностью. Однако при нерациональном выборе параметров воздействия непрерывное лазерное излучение может в значительной степени повреждать поверхность металла и приводить к нежелательным термическим преобразованиям в структуре металла [14]. Поэтому для внедрения лазерной очистки на предприятия топливно-энергетического комплекса необходимо решить две основные задачи: увеличить производительность и энергоэффективность лазерных комплексов очистки, а также минимизировать повреждение очищаемой поверхности.

## 1. ЛАЗЕРНАЯ ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ НКТ

### 1.1. Задачи лазерной очистки НКТ

Очистка внутренней поверхности НКТ от асфальтосмолистых веществ, парафинов и всевозможных других отложений, присутствующих в сырой нефти является актуальной задачей для нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний. В процессе эксплуатации НКТ и труб местных нефтепроводов постепенно происходит уменьшение их пропускного сечения и их пропускной способности. Поэтому трубы подлежат периодической замене. Восстановить эксплуатационные свойства бывших в употреблении труб возможно за счет их очистки. Существующие традиционные технологии позволяют эффективно удалить основной слой асфальтосмолистых веществ, парафинов и солевых отложений, однако оставшийся относительно тонкий слой обладает высокой адгезией к металлу и механической прочностью. Окончательная чистовая очистка внутренней поверхности НКТ и труб нефтепроводов может быть эффективно осуществлена с помощью лазеров.

### 1.2. Оборудование и образцы

В рамках исследований лазерной очистки внутренней поверхности НКТ от эксплуатационных загрязнений и покрытий был создан лабораторно-экспериментальный стенд лазерной очистки. Основные технические характеристики стенда приведены в табл. 1.

Табл. 1. Характеристики установки лазерной очистки НКТ

Параметр	Значение
Скорость линейного перемещения сканирующей головки	0,1 – 60 мм/с
Частота вращения сканирующей головки	60 – 3000 мин. <sup>-1</sup>
Средняя выходная мощность лазерного излучателя	2000 Вт
Максимальная длина очищаемой трубы	1000 мм
Минимальный внутренний диаметр очищаемой трубы	61 мм





В качестве образцов для демонстрации возможностей технологии лазерной очистки были выбраны три отрезка НКТ с наружным диаметром 73 мм и толщиной стенки 6 мм.

**Образец № 1.** Труба с солевыми отложениями толщиной около 6 мм. Данные солевые отложения были удалены механическим способом. После очистки от солевых отложений на внутренней поверхности трубы остались отложения светло-серого цвета с высокой адгезией к поверхности. Толщина слоя отложений примерно 0,1–0,2 мм, отложения имели высокую механическую прочность.

**Образец № 2.** Труба, внутренняя поверхность которой покрыта асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), толщиной более 20 мм. АСПО были удалены высокоскоростной струей горячего воздуха. После этого обнаружилась поверхность трубы, покрытая слоем ржавчины толщиной более 0,3 мм. В таком виде труба подавалась на окончательную лазерную очистку.

**Образец № 3.** Труба, на внутреннюю поверхность которой нанесено полиуретановое покрытие. Толщина покрытия примерно 0,1 мм.

### 1.3. Результаты экспериментов

В результате экспериментальных исследований были определены основные параметры технологии (скорость и качество очистки) в зависимости от мощности лазерного излучения для различных типов загрязнений и покрытий.

Очистка выполнялась в испарительном режиме разрушения загрязнений. Для размера пятна лазерного излучения в зоне обработки 0,5×0,6 мм<sup>2</sup> плотность мощности составляет 730 кВт/см<sup>2</sup>. Результаты очистки образцов приведены на рис. 1. При получении равномерного металлического блеска очищаемой поверхности, могут быть достигнуты следующие скорости обработки:

- удаление солевых отложений толщиной до 0,2 мм с производительностью до 3,5 м<sup>2</sup>/ч;
- удаление глубокой ржавчины с производительностью до 1,7 м<sup>2</sup>/ч;
- удаление полиуретанового покрытия с производительностью до 6,9 м<sup>2</sup>/ч.

Показана возможность лазерного удаления остаточных слоев эксплуатационных загрязнений, слоя ржавчины и старых защитных покрытий. Применение лазерной очистки оправдано на заключительном этапе очистки внутренней поверхности НКТ непосредственно перед нанесением новых защитных покрытий.

## 2. ЛАЗЕРНАЯ ОЧИСТКА МЕТАЛЛОПРОКАТА ОТ ОКАЛИНЫ

### 2.1. Задачи очистки окалины

Окалина, оставшаяся на поверхности стали приводит к ускоренной коррозии и разрушению стальных изделий. Очистка горячекатаного металлопроката и изготовленных из него изделий является актуальной задачей при производстве труб и различных конструкций для трубопроводного транспорта углеводородов. Трудоемкость удаления окалины связана с ее высокой твердостью, износостойкостью и адгезией к стали. В отличие от солевых отложений, ржавчины и полимерного покрытия, которые удалялись способом испарения, окалина обладает высокой теплопроводностью и хорошим тепловым контактом со сталью. Температура кипения окалины практически равна температуре кипения стали. В результате, на испарение окалины требуется много энергии, причем

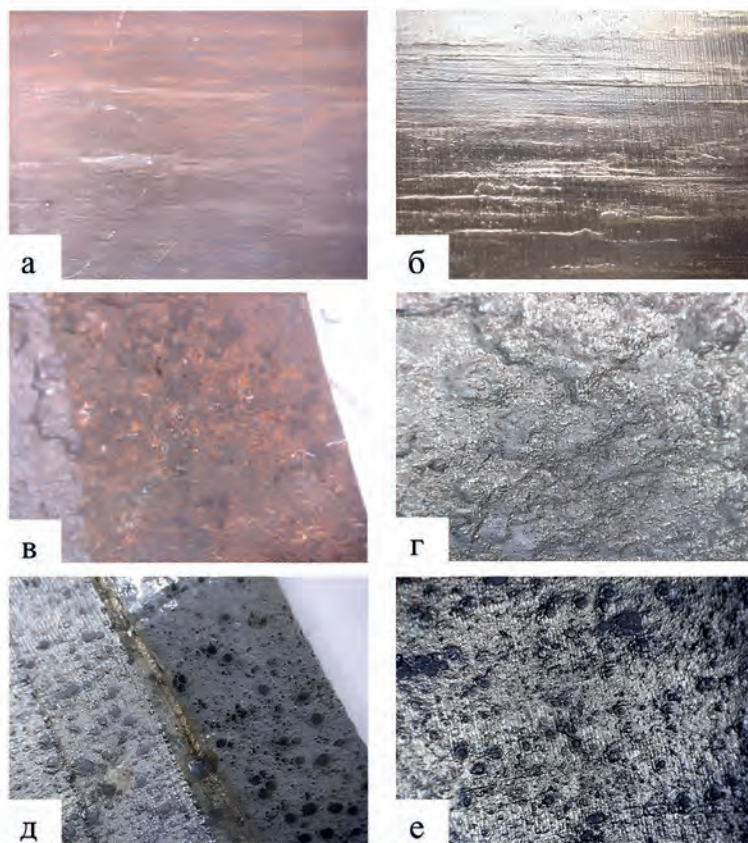


Рис. 1. Результат очистки НКТ. Образец № 1, до очистки (а), после очистки (б); образец № 2, до очистки (в), после очистки (г); образец № 3, до очистки (д - область справа), после очистки (е)

существенная ее часть затрачивается на бесполезный нагрев стали и приводит к повреждению поверхности изделий. Высокотемпературный нагрев стали в атмосферных условиях вызывает формирование новой окалины, что перекрывает эффект очистки. Представлены результаты разработки подхода к лазерной очистке окалины способом термомеханического разупрочнения и разрушения. Целью разработки данного подхода является увеличение производительности процесса очистки и минимизация повреждения поверхности стали.

### 2.2. Оборудование и образцы

Для реализации лазерного нагрева в экспериментах был использован непрерывный волоконный лазер максимальной мощностью 2 кВт совместно с круговой сканирующей системой, включающей вращающийся клин и фокусирующую систему. Технические характеристики экспериментальной установки приведены в табл. 2.

Табл. 2. Характеристики установки лазерной очистки металлопроката

Параметр	Значение
Скорость линейного перемещения сканирующей головки	10 – 6000 мм/мин.
Частота сканирования лазерного пучка по окружности	600 – 12000 мин. <sup>-1</sup>
Средняя выходная мощность лазерного излучателя	2000 Вт
Максимальная длина очищаемой трубы	6000 мм
Диаметр окружности сканирования	30-80 мм

Основными составляющими прокатной окалины являются магнетит и продукт эвтектической реакции распада вюстита: смесь магнетита и железа. Также в прокатной окалине может сохраняться некоторое количество вюстита [15–18]. Учитывая структуру окалины и процесс ее формирования, был сделан вывод о возможности разрушения и удаления окалины за счет интенсивного лазерного нагрева ее на всю глубину и интенсивного охлаждения при отведении тепла вглубь металла. В процессе нагрева окалины свыше 570 °С из механической смеси магнетита и металлического железа формируется вюстит. Во время охлаждения при температуре ниже 570 °С вюстит вновь распадается на магнетит и металлическое железо. Высокие градиенты температур при циклах нагрева и охлаждения и различные коэффициенты линейного расширения фаз окалины и стали формируют напряжения в слое окалины [19]. В результате совокупность физико-химических и термомеханических механизмов при лазерном воздействии позволяет разупрочнить и разрушить исходный слой окалины. Так как температура нагрева поверхности стали существенно ниже температуры ее плавления, то повреждение поверхности и формирование новой окалины не происходит [20].

### 2.3. Результаты экспериментов

Эксперименты выполнялись на листах горячекатаного металлопроката толщиной 2,5, 6 и 10 мм. Поверхность данных листов была покрыта тонкой, гладкой, сплошной и твердой прокатной окалиной, толщина которой варьировалась для различных листов от 10 до 30 мкм. Экспериментально установлено, что данная окалина не может быть удалена методом испарения при обработке пучком излучения непрерывного лазера с плотностью мощности до 1000 кВт/см<sup>2</sup>.

Выполним оценку параметров для прогрева окалины толщиной 15 мкм. Длительность нагрева оценим по глубине термического влияния по формуле (1) [21], которая должна составлять 15 мкм.

$$t = \frac{h^2}{a} = \frac{2,25 * 10^{-10}}{1,75 * 10^{-6}} \approx 130 \text{ мкс}, \quad (1)$$

где  $h$  – глубина термического влияния;

$a$  – температуропроводность магнетита, которая определяется по формуле (2).

$$a = \frac{k}{\rho * c}, \quad (2)$$

где  $k$  – теплопроводность магнетита;

$\rho$  – плотность магнетита;

$c$  – теплоемкость магнетита (табл. 3).

Табл. 3. Теплофизические свойства магнетита [22]

$k$ , Вт/м*К	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$c$ , Дж/кг*К
5,3	5170	586,1

По формуле (3) [21] оценим минимальное значение плотности мощности для выполнения термомеханического разупрочнения окалины. Критерием выберем локальное оплавление поверхности окалины, т.е. нагрев поверхности окалины до температуры плавления  $T_{пл} = 1597$  °С [22]. При этом принимается приближение равномерного распределения плотности мощности по пятну. Начальная

температура образца принимается равной 20 °С. Чтобы получить на поверхности окалины плотность мощности, рассчитанную по формуле (3) для лазера мощностью 2 кВт необходимо выбрать пятно диаметра 2,1 мм.

$$q = \frac{(T_{пл} - T_{нач}) * k * \sqrt{\pi}}{2 * (1 - R) * \sqrt{at}} = \frac{(1597 - 20) * 5,3 * \sqrt{3,14}}{2 * 0,86 * 15 * 10^{-6}} \approx 57,4 \text{ кВт/см}^2 \quad (3)$$

При исследовании термомеханического разрушения были экспериментально найдены параметры лазерного воздействия, приводящие к разупрочнению и разрушению прокатной окалины в твердом фазовом состоянии, без заметного вклада испарения. Переменными параметрами режимов являлись: плотность мощности, длительность воздействия и число циклов воздействий (нагрева и охлаждения). Линейная скорость перемещения центра окружности сканирования устанавливалась так, чтобы за один оборот пятна происходило смещение окружности на диаметр пятна.

Если в исследуемом режиме достигался эффект удаления окалины, то для него определялось число циклов воздействий и пороговая плотность энергии очистки (плотность энергии от одного воздействия, умноженная на число воздействий), необходимые для удаления окалины. Пороговая плотность энергии очистки является критерием эффективности исследуемого режима, чем она ниже, тем эффективнее данный режим и, соответственно, выше его производительность.

Критерием разупрочнения и разрушения окалины считалось появление трещин на ее поверхности, фрагментация и отслоение фрагментов окалины. При этом внешний вид поверхности менялся с глянцевого (у исходной окалины) на матовый (у разрушенной).

В результате проведенных экспериментов была получена область режимов обработки, при которых реализовывался механизм разрушения окалины. Получен следующий диапазон основных параметров лазерного воздействия при очистке листов проката толщиной 5 мм: длительности воздействия 400–80 мкс при выборе плотности мощности из диапазона 50–250 кВт/см<sup>2</sup>. На рис. 2 приведен график зависимости плотности энергии очистки (от всех воздействий) от длительности однократного воздействия.

Окончательная очистка выполнялась лазерным (рис. 3), механическим и химическим воздействием. В первом случае очистка от остаточного слоя окалины выполнялась с помощью импульсного волоконного лазера с длительностью импульсов 100 нс в режиме испарения и сублимации окалины. Для лазерного испарения импульсами длительностью 100 нс пороговая плотность энергии чистовой очистки составляет всего ~ 20 Дж/см<sup>2</sup>.

При механической очистке использовалась обработка металлической щеткой и абразивным лепестковым кругом. В качестве химического метода окончательной очистки выполнялось травление в лимонной кислоте. Во всех описанных случаях окончательная очистка выполнялась в несколько раз быстрее, чем очистка данными способами исходной окалины, что подтверждает правильность выбранной стратегии предварительного лазерного разупрочнения и разрушения исходной окалины перед дополнительным воздействием с целью полной очистки металлопроката от окалины.

Низкотемпературное воздействие на первом этапе обработки и минимальное, либо полное отсутствие теплового воздействия на этапе окончательной очистки



позволили сохранить исходную структуру стали, а также избежать термической деформации и коробления очищаемых листов металлопроката. Производительность процесса очистки, полученная в экспериментах, зависела от свойств окалины на очищаемом образце. Очистка листов толщиной 5 мм выполнялась с производительностью 4,5 м<sup>2</sup>/ч.

Полученные результаты имеют высокую практическую значимость. Была обоснована возможность удаления прокатной окалины толщиной около 10–30 мкм, состоящей в основном из магнетита, с помощью излучения непрерывного волоконного лазера. Вместо испарения было предложено удалять окалину в твердом фазовом состоянии за счет термомеханического разрушения. Выполненные экспериментальные исследования подтвердили возможность практической реализации данного подхода к очистке металлопроката от окалины.

### 3. ЛАЗЕРНАЯ ОЧИСТКА ПОВЕРХНОСТИ ПРИ ЛАЗЕРНОМ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОМ НАПЫЛЕНИИ

#### 3.1. Задачи лазерной очистки при лазерном газодинамическом напылении

Один из основных способов защиты рабочих поверхностей элементов трубопроводного транспорта углеводородов – нанесение металлических покрытий. При создании защитных металлических покрытий необходимо обеспечить качественную очистку поверхности стальной подложки. Сразу после удаления основных слоев загрязнений, окалины, слоя солевых отложений, ржавчины, старых покрытий, нефтепродуктов и т.п. очищенная поверхность начинает адсорбировать газообразные загрязнения, влагу, на нее оседает пыль, при повышенной влажности происходит атмосферная коррозия стали. Поэтому необходимо минимизировать временную задержку между процессом очистки и нанесением защитного покрытия. Лазерная очистка с помощью импульсного волоконного лазера может быть использована непосредственно перед нанесением покрытия.

Для исследования лазерного газодинамического напыления металлических покрытий на поверхность сталей был разработан экспериментальный стенд. Сущность лазерного газодинамического напыления состоит в использовании лазерного нагрева области напыления для увеличения эффективности напыления металлического порошка и улучшения качества получаемого покрытия [24, 25]. Напыление происходит при соударении металлических частиц со стальной подложкой. Частицы разгоняются в сверхзвуковом воздушном потоке. При ударе о поверхность подложки часть кинетической энергии частицы переходит в нагрев и деформацию частицы и подложки. За время контакта частиц с подложкой успевают сформироваться адгезионные связи, которые приводят к закреплению частиц и наращиванию покрытия [26]. Лазерный подогрев области напыления снижает пороговую скорость частиц, необходимую для закрепления, в результате этого увеличивается число закрепляющихся частиц и сила адгезионных связей. Лазерная очистка области напыления непосредственно перед напылением также повышает эффективность напыления и устраняет дефекты покрытия на границе с подложкой.

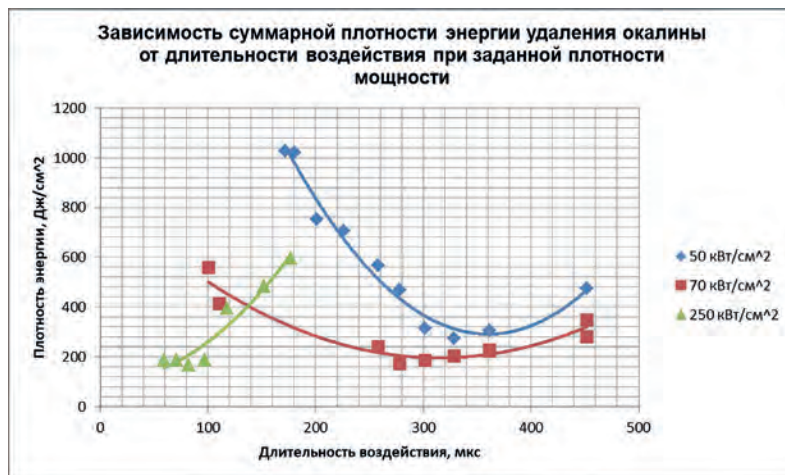


Рис. 2. Зависимость пороговой плотности энергии разрушения окалины от длительности воздействия при заданной плотности мощности

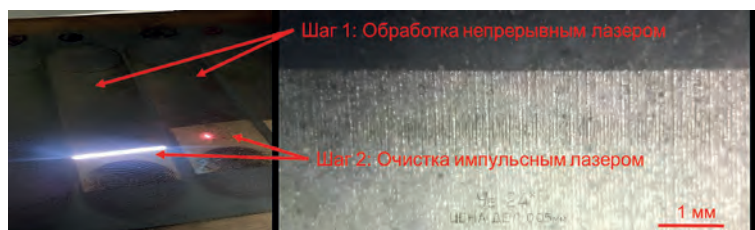


Рис. 3. Результат комбинированной обработки непрерывным (шаг 1) и импульсным лазерами (шаг 2)

Полученные результаты имеют высокую практическую значимость. Была обоснована возможность удаления прокатной окалины толщиной около 10–30 мкм, состоящей в основном из магнетита, с помощью излучения непрерывного волоконного лазера. Вместо испарения было предложено удалять окалину в твердом фазовом состоянии за счет термомеханического разрушения. Выполненные экспериментальные исследования подтвердили возможность практической реализации данного подхода к очистке металлопроката от окалины.

#### 3.2. Результаты экспериментов

Очистка поверхности стального образца выполнялась иттербиевым импульсным волоконным лазером с максимальной средней мощностью 100 Вт при сканировании поверхности по быстрой координате гальваносканером и при сканировании по медленной координате за счет линейного перемещения образца. Был подобран следующий режим обработки:

- энергия в импульсе – 0,25 мДж;
- диаметр пятна в фокусе – 90 мкм;
- частота следования импульсов – 200 кГц;
- частота развертки лазерного пучка – 200 Гц.

В данном режиме обработка может выполняться с производительностью более 3 м<sup>2</sup>/ч. Реализуется чистовая очистка поверхности образцов, поверхность

получалась свободной от различных загрязнений с упорядоченной микроструктурой.

В экспериментах по напылению цинковых покрытий установлено, что лазерная очистка поверхности подложки позволяет увеличить коэффициент использования порошка. Для неочищенной поверхности коэффициент использования порошка составил 11,5 %, а для очищенной – 18,9 %, т.е. увеличился в 1,6 раз. Лазерный нагрев очищенной поверхности при напылении привел к дополнительному увеличению коэффициента использования порошка до 20,4 %. Коэффициент использования медного порошка при напылении на очищенную поверхность без лазерного нагрева составил 14,2 % и при напылении с лазерным нагревом – 21,8 %, т.е. увеличился в 1,5 раза.

В экспериментах по напылению цинковых покрытий установлено, что лазерная очистка поверхности подложки позволяет увеличить коэффициент использования порошка. Для неочищенной поверхности коэффициент использования порошка составил 11,5 %, а для очищенной – 18,9 %, т.е. увеличился в 1,6 раз. Лазерный нагрев очищенной поверхности при напылении привел к дополнительному увеличению коэффициента использования порошка до 20,4 %.

Толщина напыляемых покрытий составляла 50–300 мкм. Цинковые покрытия такой толщины эффективно защищают сталь от коррозии. Проведенные эксперименты показали, что применение лазерного излучения совместно с холодным газодинамическим напылением позволяет улучшить качество покрытий и увеличить коэффициент использования напыляемого порошка.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен ряд перспективных исследований по лазерной очистке и разработаны образцы новой лазерной техники. Полученные результаты являются значимым научно-техническим заделом в области лазерной очистки металлических поверхностей и актуальны для использования в топливно-энергетическом комплексе России. Внедрение предложенных направлений лазерной очистки на производственные и сервисные предприятия позволит выпускать высококачественное и надежное оборудование и элементы конструкций трубопроводного транспорта углеводородов.

Лазерная очистка внутренних поверхностей НКТ от коррозионных слоев, слоев солевых отложений и старых защитных покрытий с последующим лазерным газодинамическим нанесением металлических защитных покрытий позволяет восстановить эксплуатационные свойства бывших в использовании труб.

Внедрение технологии лазерной очистки поверхности металлопроката совместно с лазерным

газодинамическим напылением защитных покрытий позволит выпускать трубы и металлоконструкции высокого качества с увеличенным сроком службы и сократит расходы на их эксплуатацию.

Продолжая исследования в области лазерной очистки металлических поверхностей, ООО «НПП ВОЛО» приглашает к сотрудничеству заинтересованные предприятия и научные коллективы.

## Литература

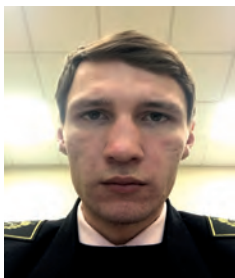
1. Коррозия. Справочник. / Под ред. Л.Л. Шраера, перевод В.С. Синявского. – М.: Металлургия, – 1981. – 632 с.
2. Коррозия и окисление металлов [Текст]: (Теорет. основы и их практ. приложение): Пер. с англ. / Под ред. д-ра хим. Наук, проф. И.Л. Розенфельда. – Москва: Машгиз, – 1962, – 856 с.: ил.; 27 см.
3. Розенфельд И.Л. Защита металлов от коррозии лакокрасочными покрытиями / И.Л. Розенфельд, Ф.И. Рубинштейн, К.А. Жигалова. – М.: Химия, – 1987, – 222 с.
4. Wang, Xiaochen & Ai, Rui & Yang, Quan & Wang, Shang & Zhang, Yanjie & Meng, Yingying & Ma, Xianghong. (2020). Effect of oxide scale structure on shot-blasting of hot-rolled strip steel. *PeerJ Materials Science*. 2. e9. 10.7717/peerj-matsci.9.
5. Журба В.М., Волков М.В., Орлов Н.Л., Пуйша А.Э. Инновационные технологии лазерной обработки металлов, направленные на улучшение свойств поверхности // *Главный механик*. – 2020. № 2.
6. Вейко В.П., Мутин Т.Ю., Смирнов В.Н., Шахно Е.А., Бащице С.А. Лазерная очистка поверхностей металлов: физические процессы и применение // *Изв. вузов. Приборостроение*. – 2008. – Т. 51, – № 4. – С. 30–36.
7. Li, X. & Huang, T. & Chong, A.W. & Zhou, R. & Choo, Y.s & Hong, M. Laser cleaning of steel structure surface for paint removal and repaint adhesion // *Guangdian Gongcheng/Opto-Electronic Engineering*. – 2017, 44 (3), 340–344.
8. Kayahan, Ersin & Candan, Levent & Aras, M. & Gundogdu, Ozcan. Surface Cleaning of Metals Using Low Power Fiber Lasers // *Acta Physica Polonica A*. 2018, 134, 371–373.
9. Lu, Y.; Yang, L.; Wang, Y.; Chen, H.; Guo, B.; Tian, Z. Paint Removal on the 5A06 Aluminum Alloy Using a Continuous Wave Fiber Laser. *Coatings*. 2019, 9, 488.
10. Kravchenko, Ya & Klimentov, Sergey & Derzhavin, S. & Mamonov, D. & Karpov, N. & Mayorov, A. (2020). Optimization of laser cleaning conditions using multimode short-pulse radiation. *Optical and Quantum Electronics*. 52. 10.1007/s11082-020-02399-1.
11. Sun, X.; Yu, Q.; Bai, X.; Jin, G.; Cai, J.; Yuan, B. Substrate Cleaning Threshold for Various Coated Al Alloys Using a Continuous-Wave Laser. *Photonics* 2021, 8, 395, doi:10.3390/photonics8090395.
12. G. X. Chen, T. J. Kwee, K. P. Tan, Y. S. Choo, M. H. Hong. High-Power Fibre Laser Cleaning for Green Shipbuilding // *Journal of Laser Micro / Nanoengineering*. 2012. 7. 249–253.
13. Deschênes JM., Fraser A. (2020) Empirical Study of Laser Cleaning of Rust, Paint, and Mill Scale from Steel Surface. In: Lee J., Wagstaff S., Lambotte G., Allanore A., Tesfaye F. (eds) *Materials Processing Fundamentals 2020. The Minerals, Metals & Materials Series*. Springer, Cham.
14. Zhuang, Shusen & Kainuma, Shigenobu & Yang, Muye & Haraguchi, Manabu & Asano, Takahiro. (2021). Characterizing corrosion properties of carbon steel affected by high-power laser cleaning. *Construction and Building Materials*. 274. 122085. 10.1016/j.conbuildmat.2020.122085.
15. Chen, Rex & Yuen, W. (2002). Oxidation of Low-Carbon, Low-Silicon Mild Steel at 450–900°C Under Conditions Relevant to Hot-Strip Processing. *Oxidation of Metals*. 57. 53–79. 10.1023/A:1013390628475.
16. Chen, Rex & Yeun, W.Y.D. (2003). Review of the High-Temperature Oxidation of Iron and Carbon Steels in Air or Oxygen. *Oxidation of Metals*. 59. 433–468. 10.1023/A:1023685905159.



17. Тепляков Ю.Н. Распад вюститита, входящего в состав окалины // Вестник ЮУрГУ. Серия: Химия. – 2009. – № 23 (156).
18. Naipinij, Sun & Sukieum, Sasapan & Namprai, Ravinupha & Nilsonthi, Thanasak. (2022). Formation of thermal oxide scale and its adhesion to hot-rolled low carbon steels with different final strip thicknesses. E3S Web of Conferences. 355. 02008. 10.1051/e3sconf/202235502008.
19. А. с. 1819908 СССР, МПК C21D 1/82, B21B 45/04. Способ очистки металлопроката от окалины / Вакула Л.А. – № 4942792, заявл. 1991.04.23; опубл. 1993.06.07.– 5 с.
20. Журба Д.В. Исследование физических механизмов лазерной очистки поверхности горячекатаного металлопроката от окалины при воздействии непрерывного лазерного излучения с длиной волны 1,06 мкм // Сборник трудов XI Конгресса молодых ученых (Санкт-Петербург, 4-8 апреля 2022 г.) – 2022. – Т. 2. – С. 231–233.
21. Вейко В.П., Шахно Е.А. Лазерные технологии в задачах и примерах: уч. пос. – СПб: Университет ИТМО, – 2014, – 88 с.
22. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / под ред. Н.Б. Дортман, – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, – 1984, – 455 с.
23. Optical constants of Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> (Iron(II,III) oxide, Magnetite) Query 1985: n,k 0.21-55.6 μm [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://refractiveindex.info/?shelf=main&book=Fe3O4&page=Query> (дата обращения: 29.03.2023).
24. E.O. Olakanmi. Laser-Assisted Cold-Sprayed Corrosion-and Wear-Resistant Coatings: A Review / E.O. Olakanmi and M. Doyoyo // J. Therm. Spray Technol. – 2014. – 23(5), – p. 765–785.
25. Heli Koivuluoto. Structures and Properties of Laser-Assisted Cold-Sprayed Aluminum Coatings / Heli Koivuluoto, Andrea Milanti, Giovanni Bolelli, Jyrki Latokartano, Francesco Marra, Giovanni Pulci, Jorma Vihinen, Luca Lusvarghi, Petri Vuoristo // Materials Science Forum. – 2016, – 879, p. 984–989.
26. Управление эрозионно-адгезионным переходом при ХГН: автореферат дис. ... доктора физико-математических наук: 01.02.05 / Клинов С.В. [Место защиты: Ин-т теорет. и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН]. - Новосибирск, 2013, – 30 с.
10. Kravchenko, Ya & Klimentov, Sergey & Derzhavin, S. & Mamonov, D. & Karpov, N. & Mayorov, A. (2020). Optimization of laser cleaning conditions using multimode short-pulse radiation. Optical and Quantum Electronics. 52.10.1007/s11082-020-02399-1.
11. Sun, X.; Yu, Q.; Bai, X.; Jin, G.; Cai, J.; Yuan, B. Substrate Cleaning Threshold for Various Coated Al Alloys Using a Continuous-Wave Laser. Photonics 2021, 8, 395, doi:10.3390/photonics8090395.
12. G. X. Chen, T. J. Kwee, K. P. Tan, Y. S. Choo, M. H. Hong. High-Power Fibre Laser Cleaning for Green Shipbuilding // Journal of Laser Micro / Nanoengineering. – 2012. 7. 249–253.
13. Deschênes JM., Fraser A. (2020) Empirical Study of Laser Cleaning of Rust, Paint, and Mill Scale from Steel Surface. In: Lee J., Wagstaff S., Lambotte G., Allanore A., Tesfaye F. (eds) Materials Processing Fundamentals 2020. The Minerals, Metals & Materials Series. Springer, Cham.
14. Zhuang, Shusen & Kainuma, Shigenobu & Yang, Muye & Haraguchi, Manabu & Asano, Takahiro. (2021). Characterizing corrosion properties of carbon steel affected by high-power laser cleaning. Construction and Building Materials. 274. 122085. 10.1016/j.conbuildmat.2020.122085.
15. Chen, Rex & Yuen, W. (2002). Oxidation of Low-Carbon, Low-Silicon Mild Steel at 450–900°C Under Conditions Relevant to Hot-Strip Processing. Oxidation of Metals. 57. 53–79. 10.1023/A:1013390628475.
16. Chen, Rex & Yeun, W.Y.D.. (2003). Review of the High-Temperature Oxidation of Iron and Carbon Steels in Air or Oxygen. Oxidation of Metals. 59. 433–468. 10.1023/A:1023685905159.
17. Teplyakov Yu.N. Decay of wüstite, which is part of the scale // Bulletin of the South Ural State University. Series: Chemistry. – 2009. – No. 23 (156).
18. Naipinij, Sun & Sukieum, Sasapan & Namprai, Ravinupha & Nilsonthi, Thanasak. (2022). Formation of thermal oxide scale and its adhesion to hot-rolled low carbon steels with different final strip thicknesses. E3S Web of Conferences. 355.02008.10.1051/e3sconf/202235502008.
19. А. с. 1819908 USSR, IPC C21D 1/82, B21B 45/04. Method for cleaning metal-roll from scale / Vakula L.A. – No. 4942792, claim. 1991.04.23; publ. 1993.06.07.– P. 5.
20. Zhurba D.V. Study of the physical mechanisms of laser cleaning of the surface of hot-rolled metal from scale under the influence of continuous laser radiation with a wavelength of 1.06 μm // Proceedings of the XI Congress of Young Scientists (St. Petersburg, April 4–8, 2022). – 2022. - Vol. 2. – Pp. 231-233.
21. Veiko V.P., Shakhno E.A. Laser technologies in tasks and examples: Tutorial – St. Petersburg: ITMO University, – 2014, – p. 88.
22. Physical properties of rocks and minerals (petrophysics). Handbook of geophysics / edditor N.B. Dortman, 2nd edition, revised. and additional. – Moscow: Nedra Publ., – 1984, – p. 455.
23. Optical constants of Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> (Iron(II,III) oxide, Magnetite) Query 1985: n,k 0.21-55.6 μm Available at: <https://refractiveindex.info/?shelf=main&book=Fe3O4&page=Query> (accessed 03/29/2023).
24. E.O. Olakanmi. Laser-Assisted Cold-Sprayed Corrosion-and Wear-Resistant Coatings: A Review / E.O. Olakanmi and M. Doyoyo // J. Therm. Spray Technol. – 2014. – 23(5). – Pp. 765–785.
25. Heli Koivuluoto. Structures and Properties of Laser-Assisted Cold-Sprayed Aluminum Coatings / Heli Koivuluoto, Andrea Milanti, Giovanni Bolelli, Jyrki Latokartano, Francesco Marra, Giovanni Pulci, Jorma Vihinen, Luca Lusvarghi, Petri Vuoristo // Materials Science Forum. – 2016, – 879. Pp. 984–989.
26. Management of the erosion-adhesion transition in CGN: Abstract of the thesis. ... Doctor of Physical and Mathematical Sciences: 01.02.05 / Klinkov S.V. [Place of protection: Institute of theory. and Applied Mechanics named after S.A. Khristianovich SB RAS]. – Novosibirsk, – 2013, – p. 30. ■



# ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ КОЛЬЦЕВОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОГИДРАВЛИЧЕСКОГО БУРОВОГО СНАРЯДА-РАСШИРИТЕЛЯ



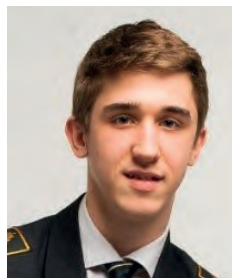
**Д.В. СЕРБИН**,  
ведущий инженер НЦ  
«Арктика» проблемной  
лаборатории «Технологии  
и техники бурения  
скважин в условиях  
станции Восток»  
serbin\_dv@pers.spmi.ru



**А.Н. ДМИТРИЕВ**,  
к.т.н., доцент кафедры  
«Бурение скважин»  
a2807970@mail.ru



**В.Г. КАДОЧНИКОВ**,  
ведущий инженер НЦ  
«Арктика» проблемной  
лаборатории «Технологии  
и техники бурения  
скважин в условиях  
станции Восток»  
kadochnikov\_vg@pers.spmi.ru



**В.С. ШАДРИН**,  
аспирант кафедры  
«Бурение скважин»  
shadrin\_vs@pers.spmi.ru

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»  
г. Санкт-Петербург, 199106, РФ

**D.V. SERBIN, A.N. DMITRIEV, V.G. KADOCHNIKOV, V.S. SHADRIN**

Federal state budgetary educational institution of higher education Saint Petersburg mining university  
Saint-Petersburg, 199106, Russian Federation

**В Санкт-Петербургском горном университете разработана технология экологически безопасного вскрытия подледникового озера Восток (Антарктида) тепловым способом, которая реализуется за счет применения термогидравлического бурового снаряда-расширителя. В настоящее время проводятся комплексные теоретико-экспериментальные исследования процесса бурения плавлением с одновременным расширением скважин во льду для завершения этапа разработки технического проекта конструкторской документации на термогидравлический буровой снаряд-расширитель. В данной статье впервые в мировой практике бурения представлены исследования процесса образования призабойной кольцевой циркуляции теплоносителя для интенсификации тепломассообменных процессов. За счет эффективного конвективного расширения методом плавления скважины во льду возможно достигнуть увеличения ее диаметра в 3–5 раз больше номинального диаметра бурения. В заключении дано определение термину «призабойная кольцевая циркуляция».**

**Ключевые слова:** бурение плавлением льда, тепловое бурение, бурение с одновременным расширением, кольцевая призабойная циркуляция, бурение в Антарктиде, вскрытие подледникового озера Восток, термогидравлический буровой снаряд-расширитель

## STUDY OF THE BOTTOM-HOLE ANNULAR COOLANT CIRCULATION FORMATION PROCESS USING THE THERMOHYDRAULIC DRILL-REAMER

The technology has been developed in St. Petersburg Mining University for environmentally friendly opening of the subglacial Lake Vostok (Antarctica) by thermal method, which is realized through the use of thermohydraulic drill-reamer. Currently, complex theoretical and experimental studies of ice wells drilling by melting with simultaneous expansion are being carried out for complete the stage of development of a technical project of design documentation for a thermo-hydraulic reaming tool. For the first time in the world drilling practice, the study of the bottom-hole annular coolant circulation for intensification of heat and mass transfer processes is presented. Due to the effective convective expansion by the ice melting method, it is possible to achieve an well diameter increase in 3-5 times of the nominal drilling diameter. In conclusion, the definition of the term "bottom-hole annular circulation" is given.

**Keywords:** thermal drilling, ice melting, drilling and reaming, annular bottom-hole circulation, drilling in Antarctica, opening of the subglacial Lake Vostok, thermo-hydraulic drill-reamer



## ВВЕДЕНИЕ

Исследование арктических и антарктических территорий является стратегически важным аспектом Российской Федерации на международной геополитической арене [1, 2].

К настоящему времени в Антарктиде обнаружено более 400 подледниковых озер (рис. 1) [3], а успешно реализованных попыток проникновения в них всего четыре – озера Восток [4], Уиланс [5], Мерсер [6] и Фильхнер [7].

Первое и второе вскрытия подледникового озера Восток в 2012 и 2015 гг. [4] вызвали большой интерес научной общественности, о чем свидетельствуют многочисленные публикации в СМИ различных стран. При общей положительной оценке результатов работ по вскрытию озера Восток был выявлен ряд недостатков в применяемой технологии бурения глубокой скважины 5Г с применением колонкового электромеханического бурового снаряда. Поэтому для экологически безопасного вскрытия и комплексного исследования подледникового озера Восток, является актуальной разработка технологии бурения с одновременным расширением скважины во льду тепловым способом [8].

## ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Бурение с одновременным расширением скважины во льду для вскрытия подледникового озера Восток планируется реализовать за счет использования термогидравлического бурового снаряда-расширителя (ТБСР) на грузонесущем кабеле (рис. 2), на конструкцию которого в 2019 г. был получен патент на изобретение № 2700143 С1 РФ. На сегодняшний день ТБСР находится на стадии разработки проектной конструкторской документации (КД), выполнены этапы технического предложения и эскизного проектирования с изготовлением физической модели и разработкой математического описания процесса бурения с одновременным расширением скважин во льду методом плавления. В сезонные работы 64-ой РАЭ были проведены первые стендовые испытания модели ТБСР, которые позволили подтвердить работоспособность устройства и выявить его недостатки [9]. Для завершения этапа разработки технического проекта КД и перехода к стадии рабочей КД, предназначенной для изготовления и испытания опытного образца устройства, необходимо проведение комплексных теоретико-экспериментальных исследований процесса бурения плавлением с одновременным расширением скважин во льду, которые включают:

- 1) исследования процесса образования кольцевой призабойной циркуляции теплоносителя;
- 2) разработку и совершенствование отдельных узлов ТБСР: пенетратор с индукционным нагревом и функцией закручивания потока жидкости вокруг оси устройства, циркуляционную систему с индукционным нагревом, насосный отсек;
- 3) изготовление и стендовые испытания натурной модели ТБСР для определения эксплуатационных характеристик устройства, а также нахождения зависимости скорости бурения плавлением и интенсивности расширения от основных параметров бурения;
- 4) изготовление и скважинные испытания опытного образца ТБСР.

На сегодняшний день исследования процесса образования кольцевой призабойной циркуляции теплоносителя являются весьма актуальными, которые не описываются

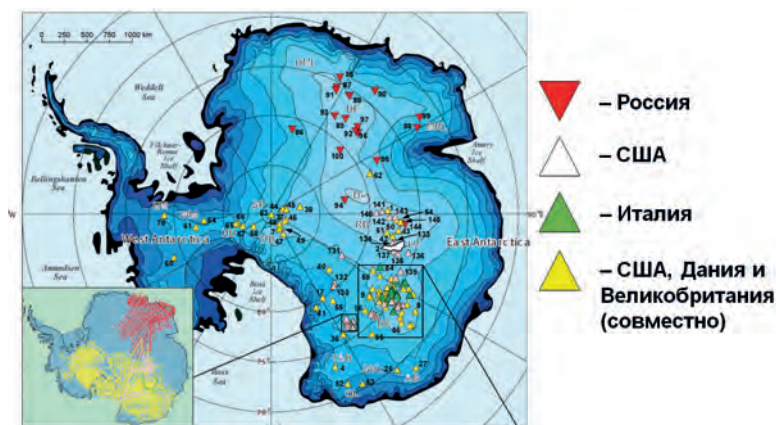


Рис. 1. Подледниковые водоемы Антарктиды [3]

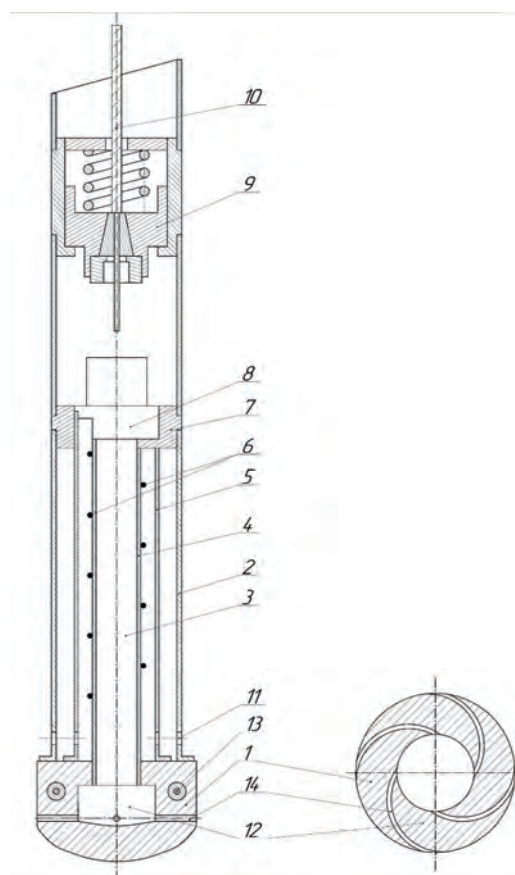
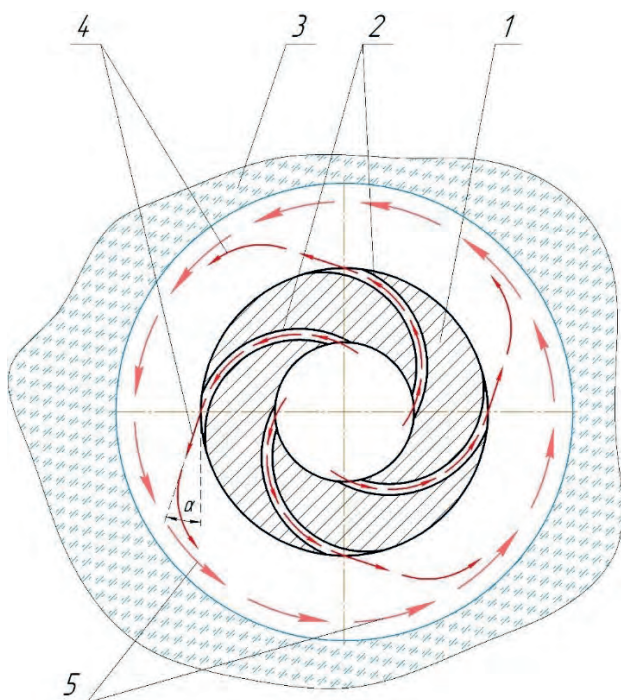


Рис. 2. Схема термогидравлического бурового снаряда – расширителя ТБСР

- 1 – пенетратор; 2 – корпус; 3 – центральная двойная труба;
- 4 – внутренняя водонагнетательная труба; 5 – наружная труба;
- 6 – нагревательный элемент (КНМС НХ); 7 – корпус насоса;
- 8 – насос; 9 – кабельный замок; 10 – грузонесущий кабель;
- 11 – заборные окна; 12 – коллектор; 13 – кольцевые электрические нагреватели; 14 – гидравлические каналы

классическими теориями, а близкие по физическому смыслу экспериментально-теоретические исследования процесса кавернообразования, проведенные специалистами Горного института в 1980-х годах [10], не раскрывают в полной мере возможности применения данного метода.

Призабойную кольцевую циркуляцию теплоносителя, создаваемую в процессе бурения скважины во льду с одновременным ее расширением с использованием ТБСР (рис. 3), можно отнести к закрученному инертному течению [11]. Теплоносителем является жидкость (таяя вода). В процессе движения температура жидкости изменяется как во времени, так и в поле скоростей течения. Неизотермический характер тепломассопереноса



**Рис. 3. Призабойная кольцевая циркуляция**  
 1 - корпус пенетратора, 2 - гидравлические каналы, 3 - стенки ледовой скважины, 4 - струи теплоносителя, 5 - кольцевое движение жидкости на забое скважины



**Рис. 4. Экспериментальный стенд для определения расхода и гидравлических сопротивлений теплоносителя в термогидравлическом буровом снаряде-расширителе**  
 1 - пульт управления, 2 - мультиметр, 3 - верхняя труба, 4 - нижняя труба, 5 - ЛАПР, 6 - шланг, 7 - расходомер

сопровождается интенсивным теплообменом со стенками ледовой скважины и, вследствие этого, фазовым переходом льда в воду. В теории и практике закрученных потоков течение с фазовым переходом относят к промежуточному виду между гомогенным и гетерогенным. Но из-за возможного наличия в структуре льда пузырьков газов, газовых гидратов и твердых включений, например, вулканической пыли, такое течение, отнести к какому-либо виду однозначно нельзя. Тогда следует считать, что в зависимости от природы образования и физико-механических свойств льда рассматриваемый инертный поток может быть гомогенным, гетерогенным или промежуточным.

Из литературных источников известны четыре способа создания закрученных потоков [12, 13]:

1. тангенциальный ввод жидкости в канал;
2. использование неподвижных направляющих элементов (лопаток, шнеков, скрученных лент, внутренней нарезке каналов и т.п.);
3. использование вращающихся механических устройств;
4. непосредственное вращение канала.

В нашем случае комбинированы первый и второй способы. В пенетраторе ТБСР гидравлические каналы выполнены дугообразной формы, выходящие под углом  $\alpha = 27 \div 45$  к касательной его наружной поверхности, и позволяют подвести жидкость тангенциально к стенке скважины, от которой струя отражается и движется вдоль нее. В совокупности термогидравлический пенетратор и стенки скважины являются завихрителем. Закручивание потока происходит в два этапа: направленное истечение струи из гидравлических каналов пенетратора под углом  $\alpha$  к его касательной и последующее тангенциальное движение струи по касательной вдоль стенки скважины. Завихритель преобразует движение потока жидкости, истекающей из гидравлических каналов во вращательное, вокруг оси устройства. Циркуляция рабочей жидкости в ограниченном кольцевом пространстве между буровым снарядом и стенками скважины способствует движению жидкости по винтовой линии вдоль оси скважины на высоту от гидравлических каналов пенетратора до заборных окон бурового снаряда.

Для математического и физического описания процесса призабойной кольцевой циркуляции необходимо определить ее физические характеристики [12, 14, 15]:

- скорость истечения затопленной струи в подвижную однородную среду в кольцевом пространстве между снарядом и стенкой скважины;
- осевое перемещение струи за один оборот;
- радиальное распределение тангенциальной скорости;
- степень завихренности (ротор вектора скорости);
- циркуляция вдоль concentрических траекторий вращательного движения;
- угловая скорость жидкости относительно оси симметрии потока.

## МЕТОДОЛОГИЯ

Описание процесса образования призабойной кольцевой циркуляции теплоносителя на первоначальном этапе требует изучения механизма истечения затопленных круглых струй жидкости из гидравлических каналов в подвижную однородную жидкую среду, а также ее гидродинамическое воздействие на массив и способность





переноса тепловой энергии в струе. С этой целью был собран экспериментальный стенд (рис. 4) для определения производительности используемого в модели ТБСР насоса ЭЦН-91Б и гидравлических сопротивлений теплоносителя в устройстве, чтобы уточнить скорости потока жидкости в гидравлических каналах. Стенд состоял из физической модели ТБСР, металлических труб, имитирующих скважину, разделительной пластины, гидравлического сообщающего канала (шланга), в линии которого врезался расходомер (классический счетчик воды). Физическая модель ТБСР подробно описана в публикации авторов статьи [9].

Конструкция собранного стенда позволяла гидравлически изолировать в отдельные емкости всасывающую и нагнетающую линии циркуляционного отсека ТБСР. Между двух труб с фланцевым соединением устанавливалась металлическая пластина, которая являлась герметичным разделителем пенетратора (термогидро-расширителя) от верхней части модели. Обе емкости (трубы) гидравлически имели связь через шланг, причем, модель перекачивала теплоноситель из верхней емкости в нижнюю, а по шлангу теплоноситель возвращался в верхнюю емкость, таким образом, в стенде была реализована замкнутая циркуляция теплоносителя, что значительно упростило проведение отдельных опытов. В разрыве шланга был установлен расходомер, показания которого фиксировались во время проведения опытов. А для сравнения с полученными результатами отдельно проводились измерения производительности насоса без гидравлических сопротивлений.

### РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты экспериментальных исследований по определению производительности насоса ЭЦН-91Б в модели ТБСР представлены на рис. 5.

На основе апостериорных данных выведена формула для определения производительности насоса ЭЦН-91Б, включенного в конструкцию физической модели ТБСР, для воды температурой 10 ÷ 15 °С:

$$y = -0,0128U^2 + 0,9565U + 1,7837$$

где U – напряжение, В.

Простейшим математическим преобразованием были определены скорости истечения затопленных струй [12], которые представлены в табл. Установлено, что при использовании физической модели ТБСР с установленным насосом ЭЦН-91Б зависимость подаваемой электрической мощности и скорости истечения струи прямая линейная, а максимальная начальная зафиксированная скорость истечения струи составляет 16 м/с. Впоследствии также будут определены начальный и основной участки струи, причем, очевидно, что на основном участке происходит турбулентное перемешивание струи с однородной движущейся средой.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные первоначальные теоретико-экспериментальные исследования процесса образования призабойной кольцевой циркуляции позволили установить зависимость производительности насоса ЭЦН-91Б в физической модели ТБСР от электрических характеристик, а также найти скорости истечения затопленной струи в подвижную однородную среду. Дальнейшие исследования процесса образования призабойной кольцевой циркуляции требуют разработки принципиально нового

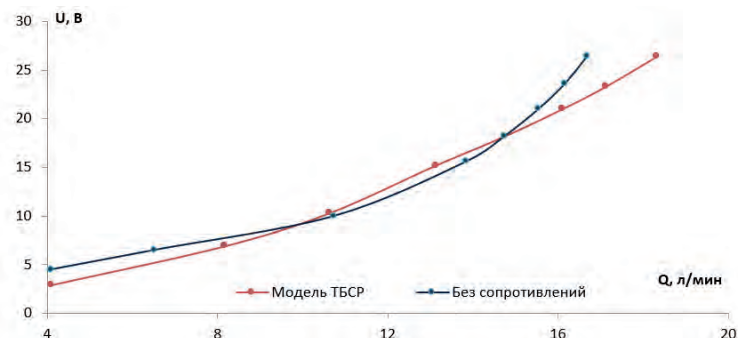


Рис. 5. Зависимость производительности насоса ЭЦН-91Б, установленного в термогидравлический буровой снаряд-расширитель, и без гидравлических сопротивлений от подаваемого напряжения

Табл. Скорости истечения затопленных струй при испытании ТБСР

U, В	Iм, А	Q, л/мин	встр, м/с
3,5	2,74	4,70	3,99
5,5	3,23	7,85	6,66
9,9	4,09	10,40	8,83
15,5	4,95	13,30	11,29
18,2	5,36	14,75	12,52
21,0	5,78	16,10	13,67
23,6	6,25	17,23	14,63
27,8	7,02	18,87	16,02
3,6	2,72	4,80	4,07
5,4	3,18	7,73	6,56
9,9	4,14	10,40	8,83
15,4	4,95	13,23	11,23
18,0	5,35	14,64	12,43
20,7	5,80	15,96	13,55
23,7	6,32	17,28	14,67
27,3	6,99	18,68	15,86
3,4	2,70	4,60	3,90
5,3	3,20	7,62	6,47
9,9	4,11	10,40	8,83
15,3	4,88	13,18	11,19
18,0	5,25	14,64	12,43
20,8	5,64	16,00	13,58
23,6	6,12	17,23	14,63
27,3	6,58	18,68	15,86

подхода к созданию научно-испытательного стенда и проведению экспериментов для определения основных характеристик исследуемого процесса. В первую очередь, необходимо определить поле скоростей закрученного потока теплоносителя вокруг оси устройства в скважине. Комплексный подход к решаемой задаче позволит эффективно использовать конвективный способ расширения скважин в ледовом массиве, за счет чего возможно достигнуть увеличения диаметра скважины в 3–5 раз от номинального диаметра бурения.



В заключении можно дать определение термину «призабойная кольцевая циркуляция» – это разновидность призабойной (местной) схемы циркуляции теплоносителя или очистного агента, при которой реализуется вращательное (закрученное) движение жидкости вокруг оси на забое в кольцевом зазоре между буровым снарядом и стенкой скважины с минимальным осевым перемещением.

Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.

## Литература

1. Lavrik A., Buslaev G., Dvoynikov M. Thermal Stabilization of Permafrost Using Thermal Coils Inside Foundation Piles // *Civil Engineering Journal*, – 2023, 9(4), 927-938. DOI: 10.28991/CEJ-2023-09-04-013.
2. Ignatiev S.A., Vasilev D.A., Bolshunov A.V., Vasileva M.A., Ozhigin A.Y. Experimental research of ice cuttings transport by air while drilling of the snow-firn layer. *Ice and Snow*. 2023;63(1):141–152. doi.org/10.31857/S2076673423010076.
3. Siegert M.J., Ros, S N, Le Brocq A.M. Recent advances in understanding Antarctic subglacial lakes and hydrology // *Phil. Trans. R. Soc.*, – 2016, A374, 20140306 DOI 10.1098/rsta.2014.0306.
4. Litvinenko, V.S. Foreword: Sixty-year Russian history of Antarctic sub-glacial lake exploration and Arctic natural resource development / *Geochemistry*, – № 1, 2020. – Pp. 1–4.
5. Mikucki J.A. et al. Subglacial Lake Whillans microbialbiogeochemistry: a synthesis of current knowledge // *Phil. Trans. R. Soc.*, – 2016, A374: 20140290. doi.org/10.1098/rsta.2014.0290.
6. SALSA: An Integrated Program Focusing on Carbon Transformations in Mercer Subglacial Lake located ~1100 m beneath the West Antarctic Ice Sheet. John C Priscu, Joel D Barker, Timothy Campbell, Brent Craig Christner, Christina Davis, John E Dore, Helen Amanda Fricker, Chris Gardner, David M Harwood, Amy Leventer, Wei Li, William B Lyons, Alexander B Michaud Molly Patterson, Brad E Rosenheim, Matthew R Siegfried, Mark L Skidmore, Martyn Tranter, Ryan Venturelli, Trista Vick-Majors, Bob Zook and the SALSA Science Team.
7. Griffiths HJ, Anker P, Linse K, Maxwell J, Post AL, Stevens C, Tulaczyk S Smith, JA Breaking All the Rules: The First Recorded Hard Substrate Sessile Benthic Community Far Beneath an Antarctic Ice Shelf. *Front // Mar. Sci.* 8:642040. doi:10.3389/fmars.2021.642040.
8. Большунов А.В. Перспективное технологическое решение по отбору проб донных отложений подледникового озера Восток: актуальность и постановка задач исследований / Большунов А.В., Васильев Н.И., Тимофеев И.П., Игнатьев С.А., Васильев Д.А., Лейченко Г.Л. // *Записки Горного института*. – 2021. – № 252. – С. 779–787. doi.org/10.31897/PMI.2021.6.1.
9. Сербин Д.В. Экспериментальные исследования теплового способа бурения плавлением скважины в ледовом массиве с одновременным контролируемым расширением ее диаметра / Сербин Д.В., Дмитриев А.Н. // *Записки Горного института*. – 2022. – Т. 257. – С. 833–842. doi.org/10.31897/PMI.2022.82.
10. Земцов А.А. Комплекс технических средств для отбора проб на углеродный анализ из ледовых толщ / Земцов А.А., Меньшиков Н.Г. // *Записки Горного Института*. – 1988, (116). – С. 78–81.
11. Маковей Н. Гидравлика бурения, пер. с рум. – М.: Недра, – 1986, – 536 с.
12. Архипов В.А. Курс лекций по теории и практике закрученных потоков. Часть 1 (лекции 1-5). – Томск: Томский государственный университет, – 1999, – 60 с.

13. Осипов П.Ф. Гидравлические и гидродинамические расчеты при бурении скважин: уч. пос. – Ухта: УГТУ, – 2004, – 71 с.

14. Бирюк В.В. Вихревой эффект. Технические приложения / В.В. Бирюк, С.В. Веретенников, А.И. Гурьянов, Ш.А. Пираллишвили. – М.: ООО «Научтехлитиздат». – 2014. – Т. 2. – Ч. 1. – 287 с. Ч.2. – 213 с.

15. Пираллишвили Ш.А. Вихревой эффект. – М.: ООО «Научтехлитиздат». – 2013. – Т. 1. – 342 с.

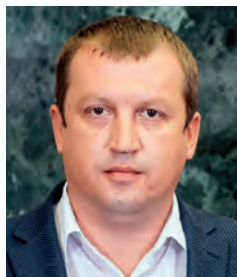
## References

1. Lavrik A., Buslaev G., Dvoynikov M. Thermal Stabilization of Permafrost Using Thermal Coils Inside Foundation Piles // *Civil Engineering Journal*, – 2023, 9(4), 927-938. DOI: 10.28991/CEJ-2023-09-04-013.
2. Ignatiev S.A., Vasilev D.A., Bolshunov A.V., Vasileva M.A., Ozhigin A.Y. Experimental research of ice cuttings transport by air while drilling of the snow-firn layer. *Ice and Snow*. 2023;63(1):141–152. doi.org/10.31857/S2076673423010076.
3. Siegert M.J., Ros, S N, Le Brocq A.M. Recent advances in understanding Antarctic subglacial lakes and hydrology // *Phil. Trans. R. Soc.*, – 2016, A374, 20140306 DOI 10.1098/rsta.2014.0306.
4. Litvinenko, V.S. Foreword: Sixty-year Russian history of Antarctic sub-glacial lake exploration and Arctic natural resource development / *Geochemistry*, – no. 1, 2020. – pp. 1–4.
5. Mikucki J.A. etc. Subglacial Lake Whillans microbialbiogeochemistry: a synthesis of current knowledge // *Phil. Trans. R. Soc.*, – 2016, A374: 20140290. doi.org/10.1098/rsta.2014.0290.
6. SALSA: An Integrated Program Focusing on Carbon Transformations in Mercer Subglacial Lake located ~1100 m beneath the West Antarctic Ice Sheet. John C Priscu, Joel D Barker, Timothy Campbell, Brent Craig Christner, Christina Davis, John E Dore, Helen Amanda Fricker, Chris Gardner, David M Harwood, Amy Leventer, Wei Li, William B Lyons, Alexander B Michaud Molly Patterson, Brad E Rosenheim, Matthew R Siegfried, Mark L Skidmore, Martyn Tranter, Ryan Venturelli, Trista Vick-Majors, Bob Zook and the SALSA Science Team.
7. Griffiths HJ, Anker P, Linse K, Maxwell J, Post AL, Stevens C, Tulaczyk S Smith, JA Breaking All the Rules: The First Recorded Hard Substrate Sessile Benthic Community Far Beneath an Antarctic Ice Shelf. *Front // Mar. Sci.* 8:642040. doi:10.3389/fmars.2021.642040.
8. Bolshunov A.V. A promising technological solution for sampling bottom sediments of the subglacial Lake Vostok: relevance and formulation of research problems / Bolshunov A.V., Vasilev N.I., Timofeev I.P., Ignatiev S.A., Vasilev D.A., Leichenkov G. L // *Notes of the Mining Institute*. – 2021. – no. 252. – pp. 779–787. doi.org/10.31897/PMI.2021.6.1.
9. Serbin D.V. Experimental studies of the thermal method of drilling by melting a well in an ice massif with simultaneous controlled expansion of its diameter / Serbin D.V., Dmitriev A.N. // *Notes of the Mining Institute*. – 2022. – Vol. 257. – pp. 833–842. doi.org/10.31897/PMI.2022.82.
10. Zemtsov A.A. A complex of technical means for sampling for carbon analysis from ice strata / Zemtsov A.A., Menshikov N.G. // *Notes of the Mining Institute*. – 1988, (116). – pp. 78–81.
11. Makovey N. Drilling hydraulics, trans. with rum. – M.: Nedra, – 1986, – 536 p.
12. Arkhipov V.A. A course of lectures on the theory and practice of swirling flows. Part 1 (lectures 1-5). – Tomsk: Tomsk State University Publ., 1999, – P. 60.
13. Osipov P.F. Hydraulic and hydrodynamic calculations when drilling wells: account. settlement – Ukhhta: USTU Publ., – 2004, – P. 71.
14. Biryuk V.V. Swirl effect. Technical applications / V.V. Biryuk, S.V. Veretennikov, A.I. Guryanov, Sh.A. Piralishvili. – Moscow: Nauchtehlitizdat LLC Publ., – 2014. – Vol. 2. – Part 1. – P.287. Part 2. – P.213.
15. Piralishvili Sh.A. Swirl effect. – Moscow: Nauchtehlitizdat LLC Publ., – 2013. – Vol. 1. – P.342.

# ПРОБЛЕМА ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ НА СКВАЖИНАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА



**С.В. АЛЕШКИН<sup>1</sup>**,  
главный специалист  
группы инженерно-  
технологического  
сопровождения  
строительства скважин  
svaleshkin@udn.rosneft.ru



**С.А. ХАНЬЖИН<sup>1</sup>**,  
главный специалист  
группы инженерно-  
технологического  
сопровождения  
строительства скважин  
sahanzhin@udn.rosneft.ru



**А.В. БЕЛОСЛУДЦЕВ<sup>1</sup>**,  
руководитель  
группы инженерно-  
технологического  
сопровождения  
строительства скважин  
avbelosludtsev1@udn.rosneft.ru



**Р.Р. ЗАРИПОВ<sup>1</sup>**,  
начальник отдела  
сопровождения бурения  
rrzaripov1@udn.rosneft.ru



**Д.А. ПЕТРОВА<sup>2</sup>**,  
инженер отдела технологий  
и инжиниринга бурения  
da\_petrova@udn.rosneft.ru

<sup>1</sup> ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

<sup>2</sup> ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова

S.V. ALESHKIN<sup>1</sup>, S.A. KHANZHIN<sup>1</sup>, A.V. BELOSLUDTSEV<sup>1</sup>, R.R. ZARIPOV<sup>1</sup>, D.A. PETROVA<sup>2</sup>

<sup>1</sup> CJSC Izhevsk Oil Research Center

<sup>2</sup> PJSC Udmurtneft n.a. V.I. Kudinov

УДК 622.245.4; 622.245.69

*В работе рассмотрена проблема заколонной циркуляции (ЗКЦ) на месторождениях нефти в Волго-Уральском регионе. Приведены основные причины возникновения, анализ причин, методы выявления заколонной циркуляции, мероприятия и рекомендации по снижению рисков заколонной циркуляции, примененные на нефтяных месторождениях Удмуртской Республики.*

**Ключевые слова:** заколонная циркуляция (ЗКЦ), причины ЗКЦ, специальные цементные составы, стабильность ствола скважины, заколонные пакера, отмывающие буферные жидкости

## THE PROBLEM OF OUTSIDE CIRCULATION AT THE WELLS OF THE VOLGA-URAL REGION

The paper considers the problem of behind-the-casing circulation (ECC) at oil fields in the Volga-Ural region. The main causes of occurrence, analysis of the causes, methods for detecting behind-the-casing circulation, measures and recommendations to reduce the risks of behind-the-casing circulation applied at the oil fields of the Udmurt Republic are given.

Keywords: annular circulation, causes of ECC, special cement compositions, wellbore stability, annular packers, flushing buffer fluids

### ПРОБЛЕМАТИКА

Месторождения нефти Волго-Уральского региона объединяет множество регионов России: Удмуртская Республика, Самарская область, Пермский край, Республика Татарстан, Оренбургская область и др. При этом одной из общих проблем при строительстве и реконструкции нефтяных скважин является заколонная циркуляция (ЗКЦ). Появление ЗКЦ при освоении

и эксплуатации скважин напрямую оказывает влияние на снижение дебита и приводит к увеличению эксплуатационных затрат.

По схожести горно-геологических условий нефтяные месторождения Удмуртской Республики можно условно разделить на две группы: Северные и Южные.

На Северных месторождениях запасы углеводородов распределены в карбонатных отложениях верхнего,



среднего, нижнего карбона, верхнего девона и терригенных отложениях нижнего карбона [1]. Особенностью данных горизонтов является наличие газовых шапок.

На Южных месторождениях запасы углеводородов распределены в карбонатных отложениях среднего, нижнего карбона и терригенных отложениях нижнего карбона [1]. Особенностью данных горизонтов является высокая расчлененность пластов: минимальные перемычки между коллекторами, водонасыщенные пропластки, наличие каверн.

### ПРИЧИНЫ ЗКЦ

При строительстве скважин особое значение занимает качество сцепления цементного камня за обсадной колонной (ОК): эксплуатационной колонной, «хвостовиком». В интервалах плохого или отсутствия сцепления цемента с породой и колонной наиболее высоки риски возникновения ЗКЦ.

При строительстве скважин особое значение занимает качество сцепления цементного камня за обсадной колонной: эксплуатационной колонной, «хвостовиком». В интервалах плохого или отсутствия сцепления цемента с породой и колонной наиболее высоки риски возникновения ЗКЦ.

По результатам проведенного анализа технологических и геологических факторов, влияющих на возникновение ЗКЦ, можно выделить пять основных причин:

**1. Низкое качество сцепления цементного камня** как с породой, так и с обсадной колонной. На снижение качества влияет множество факторов:

1.1. Высокая кавернозность ствола скважины. Для снижения риска образования каверн, обеспечения стабильности стенок ствола скважины при бурении и для более качественного спуска обсадных колонн была разработана рецептура бурового раствора с повышенной концентрацией смазывающих добавок и добавлением дополнительного ингибитора глин.

1.2. Влияние толстой фильтрационной корки. На снижение качества сцепления цементного камня также оказывает влияние толстая фильтрационная корка, оставшаяся на стенках скважины в результате некачественного вытеснения бурового раствора из скважины при цементировании. Для качественного удаления толстой фильтрационной корки со стенок скважины в качестве корректирующих мероприятий было сделано следующее: увеличен объем отмывающих буферных жидкостей с 8 м<sup>3</sup> до 14 м<sup>3</sup> (4 м<sup>3</sup> пресная вода + 10 м<sup>3</sup> 0,5 % моющий буферный раствор); были проведены испытания по подбору отмывающей буферной жидкости для применяемых типов буровых растворов; подбор оптимального расхода продавки цементного раствора исходя из условия, что для качественного разобщения пластов необходимо учитывать условие  $U \leq 0.5 \text{ м/с}$  или  $U \geq 1 \text{ м/с}$ , где  $U$  – скорость восходящего потока цементного раствора в затрубном пространстве [2, 3].

По результатам осуществленных мероприятий, а также за счет уменьшения количества заколонных гидравлических пакеров в оснастке на Южных месторождениях, [3] удалось увеличить общую долю скважин с хорошим качеством цементирования с 81 % в начале 2021 г. до 91 % в конце 2022 г.

1.3. Влияние внутрипластовых и межпластовых перетоков. После окончания цементирования во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) в скважине по причине разницы пластовых давлений в пределах коллекторов одной залежи или одного пласта происходит возможное размытие пластовым флюидом (вода, нефть, газ) цементного раствора нормальной плотности 1900 кг/м<sup>3</sup>, на что также указывает низкая интегральная плотность ЦР.

1.4. Слабосцементированные терригенные отложения. По результатам ГИС АКЦ выявляются участки отсутствия сцепления терригенного слабосцементированного целевого пласта. Для решения проблемы проводятся работы по лабораторному подбору: отверждающих смол в цементные растворы, самовосстанавливающих тампонажных составов; химреагентов для ремонтно-изоляционных работ (селективная изоляция пласта, блокаторы фильтрации воды).

1.5. Риски недоподнятия цемента или открытия поглощения ЦР. Расчет процесса цементирования с помощью программного моделирования с учетом фактического коэффициента кавернозности по ГИС позволяет оценить риски и выбрать один из вариантов цементирования: цементирование в одну ступень или цементирование с использованием МСЦ (муфта ступенчатого цементирования).

**2. Образование газом каналов в цементном камне во время ОЗЦ** происходит в определенный момент «зависания цемента» (т.е. переходное состояние цементного раствора из жидкого в твердое) под действием газа из пласта-коллектора. Определить влияние данной причины и подбор методов превентивной борьбы возможно еще на этапе бурения скважины: выход «облегченных», газированных пачек бурового раствора как при вскрытии газоносного пласта, так и по окончании бурения до финального забоя в результате диффузионного проникновения газового флюида по стволу скважины. На данный момент проблема частично решается установкой заколонного пакера. Ведутся работы по лабораторному подбору газоблокирующих добавок.

Образование газом каналов в цементном камне во время ОЗЦ происходит в определенный момент «зависания цемента» (т.е. переходное состояние цементного раствора из жидкого в твердое) под действием газа из пласта-коллектора. Определить влияние данной причины и подбор методов превентивной борьбы возможно еще на этапе бурения скважины.



### 3. Разрушение цементного камня при освоении.

По результату анализа скважин с ЗКЦ за 2021-2022 гг. и лабораторным исследованиям (рис. 1) разрушение цементного камня при освоении может происходить по следующим причинам:

3.1. Кислотные обработки при освоении скважин. При этом может произойти частичное растворение цементного камня за ОК (рис. 1) или растворение пропластков карбонатов в глинистой межпластовой перемычке.



Рис. 1. Лабораторные испытания по оценке степени растворения цементного камня в кислоте соляной ингибированной 15 %

3.2. Воздействие на обсадную колонну и цементный камень при проведении гидроразрыва пласта (ГРП). При проведении ГРП может произойти как неконтролируемое развитие трещины, так и ослабление или потеря контакта цемент-колонна при воздействии на обсадную колонну избыточным давлением (раздутие ОК и дальнейшее возвращение в исходное состояние).

4. Отклонения от проектных требований при выполнении работ (при бурении, креплении, освоении). Данная причина не так часто влияет на риск ЗКЦ и зависит от общей технологической культуры. При анализе появления ЗКЦ удалось выявить следующие факты: ошибка в мере при подгонке в процессе спуска ОК; нештатный режим при цементировании скважины (недопуск «хвостовика», неудачная попытка активировать пакер и т.д.); превышение давления при кислотных обработках (БОПЗ, СКО); закачивание большего или меньшего объема цементного раствора при ремонтно-изоляционных работах.

5. В процессе бурения скважины на месторождениях 4-й стадии разработки также может оказывать влияние скважины поддержания пластового давления (ППД). Для оценивания влияния фронта нагнетаемых вод (ФНВ) на бурящиеся скважины производится расчет контурного заводнения. Фактический ФНВ не всегда имеет линейное распределение, в связи с чем образуется зона повышенного давления, что хорошо показывает бурение скважин с признаками флюидопроявления (рис. 2). При рассмотрении одного куста с озвученными выше проблемами при бурении удалось выявить следующее: бурящиеся скважины находились на расстоянии 400–600 м по прямой ФНВ влияющей скважины ППД до кровли вскрываемого пласта; на скважинах с ЗКЦ интенсивность излива была более 1,1–1,2 м<sup>3</sup>/ч.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выявленных причин были сформированы мероприятия и рекомендации с целью снижения рисков возникновения ЗКЦ при строительстве скважин:

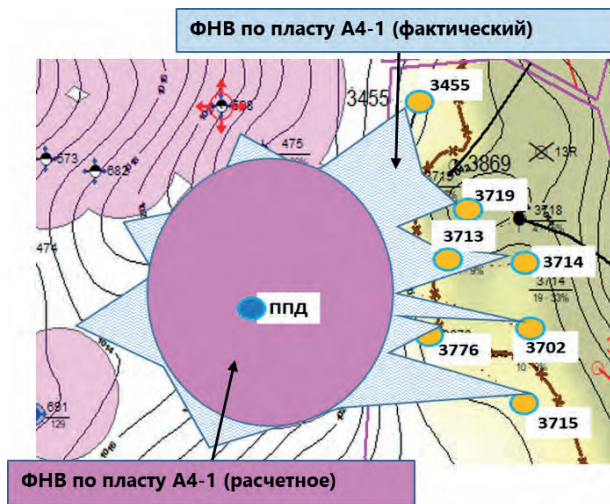


Рис. 2. Фактическое нелинейное распространение ФНВ по результатам бурения скважин

1. Применять специальные цементные составы или добавки к цементам исходя из горно-геологических условий месторождения, увеличить объем и осуществлять подбор состава отмывающих буферных жидкостей с целью улучшения качества крепления скважин.

2. Обеспечивать стабильность стенок ствола скважины для снижения рисков образования каверн, обвалообразований.

3. Применение нефтеводонабухающих пакеров с установкой в плотную часть между продуктивным коллектором и водоносным горизонтом. Установка на 11 скважинах (в визейский пласт) Южных и 11 скважинах (в башкирский пласт) Северных месторождений позволило исключить появление ЗКЦ воды.

4. Соблюдать требования проектных требований при выполнении работ (при бурении, креплении, освоении).

5. Применять щадящие методы вторичного вскрытия продуктивного пласта.

По итогам применения вышеназванных мероприятий при строительстве скважин на месторождениях ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова качество цементирования выросло на 10 % и позволило снизить риски появления ЗКЦ.

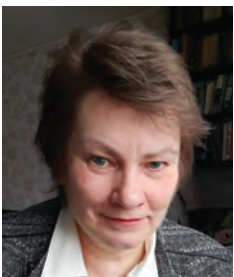
## Литература

1. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. – М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., – 2003, – 287 с.
2. Иогансен К.В. Спутник буровика: справочник, 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, – 1990, – 303 с.
3. Алешкин С.В., Белослудцев А.В. Комплексный подход для повышения качества цементирования на месторождениях Удмуртской Республики // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 11 (252). – С. 26–30.

## References

1. Saveliev V.A. Oil and gas potential and prospects for the development of oil resources of the Udmurt Republic. – M.; Izhevsk: Institute of Computer. Research Publ., – 2003, – P. 287.
2. Johansen K.V. Driller's Companion: Handbook, 3rd ed., revised. and additional - Moscow: Nedra Publ., – 1990, – p. 303.
3. Aleshkin S.V., Belosludtsev A.V. An integrated approach to improve the quality of cementing at the fields of the Udmurt Republic // Oil. Gas. Innovations. – 2021. – No. –11 (252). – Pp. 26–30. ■

# ЧИСЛЕННАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ И ЭВОЛЮЦИИ ПОДЛЕДНИКОВОГО ВОДОЕМА НА ОСНОВЕ ОДНОМЕРНОЙ МУЛЬТИФАЗНОЙ ЗАДАЧИ СТЕФАНА



**М.М. СТЕПАНОВА,**  
к.ф.-м.н, доцент  
m.stepanova@spbu.ru



**А.А. ТАРАСОВ,**  
аспирант  
sternpasserby@gmail.com

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет»  
г. Санкт-Петербург, 199034, РФ

**M.M. STEPANOVA,  
A.A. TARASOV**

Federal state budgetary educational institution of higher education Saint-Petersburg state university  
Saint-Petersburg, 199034, Russian Federation

*Целью данной работы является моделирование донного таяния для всего ледяного щита Антарктиды. Для этого была разработана трехфазная численная модель на основе одномерной однофазной задачи Стефана. Для дискретизации уравнений используется неявная разностная схема на неоднородной сетке первого порядка точности. Реализован параллельный алгоритм и выполнено моделирование донного таяния Антарктиды. Получены распределение скоростей донного таяния. Средняя скорость донного таяния составила 29 Гт/год.*

**Ключевые слова:** задача Стефана, трехфазная задача Стефана, MATLAB, метод конечных разностей, ледяной щит Антарктиды, донное таяние

## NUMERICAL MODEL OF FORMATION AND EVOLUTION OF SUBGLACIAL LAKES BASED ON A ONE-DIMENSIONAL MULTIPHASE STEFAN PROBLEM

The goal of this work is to simulate basal melt for the entire Antarctic ice sheet. For this, a three-phase model was developed based on the one-dimensional one-phase Stefan problem. For discretization, an implicit finite difference scheme is used on a non-uniform grid of first order accuracy. Parallel algorithm is implemented, simulation for Antarctic ice sheet was carried out in parallel. Rates of basal melt were obtained. The average basal melt rate is estimated at 29 Gt/year.

**Keywords:** stefan problem, three-phase Stefan problem, MATLAB, finite difference method, Antarctic ice sheet, basal melting

**В** последние годы возросло количество исследований, направленных на оценку баланса массы ледниковых покровов и подледного таяния. Вода в ледниках и под ними занимает сравнительно небольшой объем относительно льда (1–2 %), но именно она влияет на динамику изменения климата. Согласно современным представлениям, антарктический ледниковый покров скрывает около пятисот подледных водоемов. Изучение жизненного цикла подледниковых водоемов, включающего их формирование и последующее развитие вплоть до прорыва, либо замерзания, становится особенно актуальным в свете наблюдаемых глобальных климатических изменений и повышения уровня моря. Кроме того, исследование субгляциальных гидрологических процессов дает понимание не только состояния и динамики ледника, но и формирования современного подледного рельефа. Наряду с данными полевых исследований все

большее значение приобретают результаты численного моделирования.

Компьютерное моделирование является одним из способов определения вероятных местоположений подледниковых озер. Чаще всего в качестве математической модели используются либо уравнение Навье–Стокса, либо его приближения [1, 2]. Они позволяют описывать движение ледника как текучей непрерывной среды, но при этом не учитывают наличие фазового перехода лед–вода. Для учета последнего можно использовать математическую модель на основе краевой задачи Стефана с подвижной границей – задачи определения температурного распределения в каждой фазе вещества и положения межфазной границы.

В данной работе представлена численная модель донного таяния антарктического ледника на основе одномерной мультифазной задачи Стефана, которая



описывает появление, эволюцию и вырождение под- и надледниковой жидкой фазы. Модель учитывает ряд конкретных условий протекания процесса. В частности, учитывалась аккумуляция, поверхностный температурный режим, вертикальное движение ледника.

Трёхмерное представление ледяного щита Антарктиды было построено на основе топографических данных из базы международного проекта Bedmap2 [3]. Данные содержат три топографические характеристики: рельеф ложа ледника, рельеф поверхности ледника и толщина льда. Характеристики определены на равномерной сетке с шагом 1 км в декартовой системе координат и измеряются в метрах над уровнем моря. В каждом узле данной сетки независимо друг от друга решались одномерные трехфазные задачи Стефана вдоль вертикального направления, где первая и третья фазы вещества – подледниковая и надледниковая вода соответственно, а вторая фаза – ледник.

В данной работе не учитывались горизонтальное распространение тепла, перераспределение талой воды, взаимодействие с океаном, растекание ледника вследствие его аморфности.

**Математическая модель.** Одномерная задача Стефана формулируется следующим образом: для  $j$ -той ( $j = 1, 2, 3; x \in \mathbb{R}^1$ ) фазы вещества с распределением тепла  $u_j$ , занимающей объем пространства  $s_{j-1}(t) \leq x \leq s_j(t)$ , необходимо определить  $u_j$  в каждый момент времени и координаты границ  $s_{j-1}(t)$  и  $s_j(t)$  фазы в каждый момент времени.

Ось  $X$  направлена от ложа ледника вверх. Фазы вещества расположены вдоль оси  $X$  в следующем порядке: подледниковая вода ( $s_0 \leq x \leq s_1(t)$ ,  $s_0 = const$ ), ледник ( $s_1(t) \leq x \leq s_2(t)$ ), надледниковая вода ( $s_2(t) \leq x \leq s_3(t)$ ).

Для каждой фазы вещества записывается краевая задача вида

$$\begin{cases} c_j \rho_j \frac{\partial u_j}{\partial t} = \lambda_j \frac{\partial^2 u_j}{\partial x^2}, & s_{j-1}(t) \leq x \leq s_j(t), \\ \alpha_{00} u_j + \alpha_{01} \frac{\partial u_j}{\partial x} = g_j^b(t), & x = s_{j-1}(t), \\ \alpha_{10} u_j + \alpha_{11} \frac{\partial u_j}{\partial x} = g_j^t(t), & x = s_j(t), \\ u_j = f(x), & t = 0 \end{cases} \quad (1)$$

где  $c_j$  – удельная теплоемкость,  $\rho_j$  – плотность,  $\lambda_j$  – коэффициент теплопроводности воды.

Для подледниковой воды  $\alpha_{00} = \alpha_{11} = 0$ ,  $\alpha_{01} = -\lambda_j$ ,  $\alpha_{10} = 1$ ,  $g_1^b(t) = g_0$  – геотермический поток от ложа горных пород,  $g_1^t(t) = U_F(H)$  – линейная зависимость температуры плавления льда от толщины льда [4].

Для ледника  $\alpha_{00} = \alpha_{10} = 1$ ,  $\alpha_{01} = \alpha_{11} = 0$ ,  $g_2^b = U_F(H)$ ,  $g_2^t = U_F$  – температура плавления льда.

Для надледниковой воды  $\alpha_{00} = \alpha_{10} = 1$ ,  $\alpha_{01} = \alpha_{11} = 0$ ,  $g_3^b = U_F$ ,  $g_3^t = g_3(t)$  – температурный режим на поверхности ледника.

Движение границ фаз определяется условием Стефана [5]:

$$q \rho \frac{ds_1}{dt} = \lambda_i \left. \frac{\partial u_2}{\partial x} \right|_{x=s_1(t)} - \lambda_w \left. \frac{\partial u_1}{\partial x} \right|_{x=s_1(t)}, \quad (2)$$

$$v_2 = \frac{\lambda_i}{q \rho} \left. \frac{\partial u_2}{\partial x} \right|_{x=s_1(t)} - \frac{\lambda_w}{q \rho} \left. \frac{\partial u_1}{\partial x} \right|_{x=s_1(t)}, \quad (3)$$

где  $q$  – удельная теплота плавления льда,  $v_2$  – скорость движения границы  $s_2$  без учета проседания ледника. Одна и та же масса льда занимает больше объема, чем та же самая масса воды, и это влияет на движение

поверхности ледника. Скорректированная скорость дается выражением:

$$\frac{ds_2}{dt} = \frac{ds_1}{dt} \left( 1 - \frac{\rho_w}{\rho_i} \right) + v_2 \frac{\rho_w}{\rho_i} + \zeta, \quad (4)$$

где  $\zeta$  – поправка, связанная с аккумуляцией осадков на поверхности ледника.

Уравнение для границы  $s_3$ :

$$\frac{ds_3}{dt} = \left( \frac{ds_1}{dt} - v_2 \right) \left( 1 - \frac{\rho_w}{\rho_i} \right) + \zeta, \quad (5)$$

Перед дискретизацией задачи была проведена процедура обезразмеривания, заключающаяся в переходе от размерных координат  $x$ , температуре  $u$  и времени  $t$  к безразмерным координатам  $\tilde{x}$ ,  $\tilde{u}$ , и  $\tilde{t}$  следующими преобразованиями:  $x = x_0 \tilde{x}$ ,  $u = u_0 \tilde{u}$ ,  $t = t_0 \tilde{t}$ . В качестве характерного размера  $x_0$  выбрана начальная толщина льда в данной точке континента. В качестве характерной температуры используется температура плавления льда  $u_0 = 273,15$  К. Характерное время выбрано таким, чтобы максимально упростить вид уравнения теплопроводности:  $t_0 = c_w \rho_w x_0^2 / \lambda_w$ .

Существенную сложность для численного решения представляет подвижность границ. Для решения этой проблемы был применен метод выпрямления фронта [6]. Он заключается в переходе от нестационарной области  $s_{j-1}(t) \leq x \leq s_j$  к стационарной  $0 \leq x \leq 1$  путем применения преобразования:

$$\xi(x) = \frac{x - s_{j-1}(t)}{s_j(t) - s_{j-1}(t)}, \quad (6)$$

**Дискретизация задачи.** После перехода к новым координатам задачу можно решать любыми сеточными методами. В данной работе для дискретизации задачи применялась неявная конечно-разностная схема на равномерной и неравномерной сетке. Введение неоднородной сетки, сгущающейся у фазовых границ, позволяет уменьшить количество узлов, что существенно снижает время расчетов. Для неоднородной сетки использовалась неявная разностная схема с первым порядком точности по времени и по координате, сводящая задачу Стефана к системе линейных уравнений с трехдиагональной матрицей.

**Вырождение и появление фаз вещества.** Математическая формулировка задач Стефана никак не учитывает возможность появления/исчезновения фаз. Границы разных фаз вещества не знают друг о друге, и при совпадении их координат в условии Стефана появляется деление на ноль. Поэтому, данная ситуация требует отдельной обработки на уровне численного решения.

В случае трехфазной задачи Стефана реализована возможность исчезновения и появления водных фаз. Вырождение фазы льда не предусмотрено, поскольку характерная толщина ледника значительно больше уровня талой воды под или над ним.

Механизм вырождения фаз следующий: если в ходе эволюции координат оказывается, что  $s_{j-1} \geq s_j$ , то граница  $s_{j-1}$  устанавливается на координату  $s_j$ , и заменяются краевые условия. Если исчезла верхняя фаза, то ее краевое условие с границы  $s_3$  приписывается границе верхней кромки ледника  $s_2$ . Аналогично в случае исчезновения нижней водной фазы.

Механизм появления фазы был реализован на основе закона сохранения энергии. При формальном вычислении

распределения температуры никак не обрабатывается состояние переохлажденной воды или перегретого льда. Поэтому, возможна такая ситуация, когда часть узлов фазы льда, находящихся у границы фазы, имеет температуру выше температуры плавления льда. В этом случае происходит вычисление количества «лишней» энергии путем численного интегрирования методом трапеций, и эта энергия направляется на зарождение новой фазы.

**Условия и результаты моделирования.** На поверхности задан синусоидальный режим изменения температуры:

$$U(t) = \bar{U} + \Delta U \sin(2\pi t), \quad (7)$$

где  $t$  – время,  $\bar{U}$  – среднегодовая температура,  $\Delta U = (\max(U) - \min(U))/2$  – годовая амплитуда температуры. Две последние величины получены из [7].

Данные по аккумуляции осадков в Антарктиде и по геотермическому потоку взяты из [8] и [9] соответственно.

Топографические характеристики ледника (рельеф ложа, рельеф поверхности и толщина льда) получены из базы Vedmap2. Моделирование производилось на разреженной сетке с шагом 10 км. Также были отброшены точки с ненулевым расстоянием между горными породами и нижней кромкой ледника. Под данный критерий попали все шельфовые ледники и подледниковое озеро Восток. В итоге, расчет был проведен для 118 453 точек континента.

Параметры моделирования: шаг по времени  $\tau = 4$  месяца,  $t_{max} = 1000$  лет, на фазу льда 5000 узлов расчетной сетки, на водные фазы по 500 узлов. В качестве начального распределения температуры в толще ледника выбрана функция  $U_F(H)$  [4].

Моделирование было выполнено в пакете MATLAB. Расчет проводился в параллельном асинхронном режиме для всех узлов сетки Антарктиды.

Расчеты проводились на ресурсах РЦ ВЦ СПбГУ, использовался вычислительный узел с процессором Intel Xeon E5-2690 v4 с 14 ядрами (28 потоков) и 250 GB RAM. Расчет занял 12 ч 55 мин. После оптимизации кода удалось сократить это время до 1 ч 42 мин.

Результаты моделирования представлены на рис. 1. Наблюдается скорость донного таяния в пределах от 0 до 15 мм/год (рис. 1а) с наибольшей интенсивностью в районе Западной Антарктиды и Антарктического полуострова. Наблюдается проседание ледника, связанное с ненулевой скоростью донного таяния и различными плотностями воды и льда (рис. 1б).

**Обсуждение результатов.** В двух районах Антарктиды (Антарктический полуостров и Западная Антарктида) наблюдается интенсивное донное таяние (порядка 10–15 мм/год). В обоих случаях это объяснимо крайне высоким тепловым потоком порядка 120–150 мВт/м<sup>2</sup> при норме для остального континента около 50 мВт/м<sup>2</sup>. На полуострове толщина льда не превышает 500 метров, что также могло повлиять на результат.

В реальности, как правило, вода не скапливается под ледником, а движется по системе каналов, которая в свою очередь также меняется со временем. Полноценный учет перераспределения воды представляет из себя отдельную непростую задачу.

В пересчете на массу талой воды в единицу времени для всей Антарктиды скорость таяния составила 29 Гт/год (усредненное значение для континента

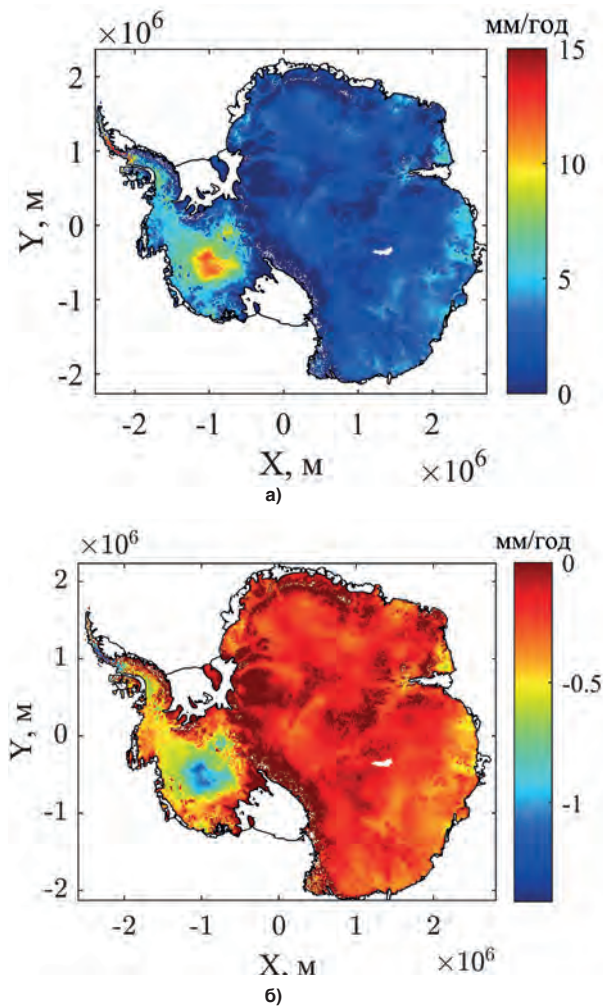


Рис. 1. а) средняя скорость донного таяния; б) изменение высоты поверхности за вычетом вклада аккумуляции

2,5 мм/год) Для сравнения, в [10] приведены скорости донного таяния для различных моделей, где значения достигают 4000 Гт/год. Столь существенное расхождение в первую очередь связано с шельфовыми ледниками, которые не учитываются в данной работе. Например, в [11] приводятся данные по средней скорости таяния на шельфовом леднике Туэйтса, которая составляет 10–30 м/год. Такое большое число обусловлено откалыванием айсбергов от шельфовых ледников и обменом тепла с океаном.

**Выводы.** Получена средняя скорость таяния для ледяного щита Антарктиды в 29 Гт/год. Для сравнения, в работе [2] приводится значение 65 Гт/год, причем авторы не рассматривают обмен тепла с океаном и откалывание шельфов, но в их модель включена динамика льда как аморфного целого. В работе [10] сравниваются результаты приблизительно десятка моделей, где скорости донного таяния варьируются от 100 до 4000 Гт/год. В эти модели включены шельфовые ледники с учетом взаимодействия льда с океаном и откалыванием айсбергов, чем объясняется расхождение с настоящей работой на два порядка.

#### Литература

- Blatter H., Greve R., Ayako A.-O. Present State and Prospects of Ice Sheet and Glacier Modelling // *Surveys in Geophysics*, – 2011, – vol. 32, – p. 555–583.





2. Pattyn F. Antarctic subglacial conditions inferred from a hybrid ice sheet/ice stream model // *Earth and Planetary Science Letters*, – 2010, – p. 451–461.
3. Fretwell P., Pritchard H.D., Vaughan D.G., et al. Bedmap2: improved ice bed, surface and thickness datasets for Antarctica // *Cryosphere*, – 2013, – vol. 7, – p. 375–393.
4. Paterson W.S.B. *Fizika lednikov. The physics of glaciers.* – Moscow: Mir, – 1984, – 472 p. [In Russian].
5. Stefan Condition // *Encyclopedia of Mathematics* URL: [https://encyclopediaofmath.org/index.php?title=Stefan\\_condition](https://encyclopediaofmath.org/index.php?title=Stefan_condition) (дата обращения: 01.05.2022).
6. Furzeland R.M. A Comparative Study of Numerical Methods for Moving Boundary Problems // *IMA Journal of Applied Mathematics*, – 1980, – vol. 26, – p. 411–429.
7. Атлас Океанов. Антарктика. / под ред. В. И. Куроедова. – СПб: Главное Управление навигации и океанографии Министерства обороны РФ, – 2005.
8. Arthern R., Winebrenner D., Vaughan D. Antarctic Snow Accumulation Mapped Using Polarization of 4.3-cm Wavelength Microwave Emission // *Journal of Geophysical Research*, – 2006, – vol. 111, – p. D06108.
9. Martos Y.M., Catal n M., Jordan T.A., Golynsky A., Golynsky D., Eagles G., Vaughan D.G. Heat flux distribution of Antarctica unveiled // *Geophys. Res. Lett.*, – 2017, – vol. 44, – p. 11417–11426.
10. Seroussi H., Nowicki S., Payne A. J., [et al.]. ISMIP6 Antarctica: a multimodel ensemble of the Antarctic ice sheet evolution over the 21st century // *Cryosphere*, – 2020, – vol. 14, – p. 3033–3070.
11. Jourdain N.C., Asay-Davis X., Hattermann T., [et al.]. A protocol for calculating basal melt rates in the ISMIP6 Antarctic ice sheet projections // *Cryosphere*, – 2020, – vol. 14, – p. 3111–3134.

**References**

1. Blatter H., Greve R., Ayako A.-O. Present State and Prospects of Ice Sheet and Glacier Modelling // *Surveys in Geophysics*, – 2011, – Vol. 32, – pp. 555–583.
2. Pattyn F. Antarctic subglacial conditions inferred from a hybrid ice sheet/ice stream model // *Earth and Planetary Science Letters*, – 2010, – pp. 451–461.
3. Fretwell P., Pritchard H.D., Vaughan D.G., et al. Bedmap2: improved ice bed, surface and thickness datasets for Antarctica // *Cryosphere*, – 2013, – Vol. 7, – pp. 375–393.
4. Paterson W.S.B. *Fizika lednikov. The physics of glaciers.* – Moscow: “Mir” Publ., – 1984, – P.472.
5. Stefan Condition // *Encyclopedia of Mathematics* Available at: [https://encyclopediaofmath.org/index.php?title=Stefan\\_condition](https://encyclopediaofmath.org/index.php?title=Stefan_condition) (accessed: 01.05.2022).
6. Furzeland R.M. A Comparative Study of Numerical Methods for Moving Boundary Problems // *IMA Journal of Applied Mathematics*, – 1980, – Vol. 26, – pp. 411–429.
7. Atlas of the Oceans. Antarctic. / ed. V. I. Kuroyedov. - St. Petersburg: Main Directorate of Navigation and Oceanography of the Ministry of Defense of the Russian Federation, - 2005.
8. Arthern R., Winebrenner D., Vaughan D. Antarctic Snow Accumulation Mapped Using Polarization of 4.3-cm Wavelength Microwave Emission // *Journal of Geophysical Research*, – 2006, – Vol. 111, – P. D06108.
9. Martos Y.M., Catal n M., Jordan T.A., Golynsky A., Golynsky D., Eagles G., Vaughan D.G. Heat flux distribution of Antarctica unveiled // *Geophys. Res. Lett.*, – 2017, – Vol. 44, – pp. 11417–11426.
10. Seroussi H., Nowicki S., Payne A. J., [et al.]. ISMIP6 Antarctica: a multimodel ensemble of the Antarctic ice sheet evolution over the 21st century // *Cryosphere*, – 2020, – Vol. 14, – pp. 3033–3070.
11. Jourdain N.C., Asay-Davis X., Hattermann T., [et al.]. A protocol for calculating basal melt rates in the ISMIP6 Antarctic ice sheet projections // *Cryosphere*, – 2020, – Vol. 14, – pp. 3111–3134. ■

**Журнал «Бурение и нефть» –  
электронная версия**

в PDF  
файле

Все как  
на бумаге

Оплатил,  
скачал  
читай



QR код  
перейти  
на сайт





# IPM-ПОДХОД К РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ КАК ИНСТРУМЕНТ НИВЕЛИРОВАНИЯ СУБЪЕКТИВНЫХ РИСКОВ КОМПАНИЙ



**В.А. БОБРОВ,**  
аналитик данных  
[bobrovlik@mail.ru](mailto:bobrovlik@mail.ru)

ООО «РусГазБурение»

г. Санкт-Петербург,  
192076, РФ

**V.A. BOBROV**  
RusGazBurenie LLC  
St. Petersburg, 192076,  
Russian Federation

*В статье дана оценка IPM-подхода к управлению нефтегазовыми инфраструктурными проектами как инструмента снижения влияния субъективных рисков со стороны ряда заинтересованных сторон проектов, а также выявлена перспективность перехода к IPM-системам реализации проектов с точки зрения решения задач повышения риск-устойчивости стратегического развития нефтегазовых компаний. Раскрыта сущность нефтегазовых проектов, понятия неопределенности и риска, процесса управления рисками, определение субъективного риска и понятия стейкхолдер, а также определение системы IPM как инструмента реализации инфраструктурных проектов, ее возможности и преимущества с точки зрения нивелирования субъективных рисков.*

Ключевые слова: АСУП, неопределенность, риск, управление рисками, нефтегазовые компании, стейкхолдеры, факторы риска

## IPM-APPROACH TO THE IMPLEMENTATION OF OIL AND GAS PROJECTS AS A TOOL FOR LEVELING COMPANIES' SUBJECTIVE RISKS

The article assesses the IPM approach to the management of oil and gas infrastructure projects as a tool to reduce the impact of subjective risks on the part of a number of project stakeholders, and also reveals the prospects for the transition to IPM systems for project implementation from the point of view of solving the problems of increasing the risk sustainability of strategic development of oil and gas companies. The essence of oil and gas projects, the concepts of uncertainty and risk, the risk management process, the definition of subjective risk and the concept of stakeholder, as well as the definition of the IPM system as a tool for the implementation of infrastructure projects, its capabilities and advantages in terms of leveling subjective risks were revealed.

Keywords: IPM, uncertainty, risk, risk management, oil and gas companies, stakeholders, risk factors

Одним из важнейших факторов конкурентоспособности любой компании является ее способность обеспечивать устойчивое функционирование и развитие в условиях неопределенности и риска. Высока значимость фактора конкурентоспособности и в отечественной нефтегазовой отрасли, являющейся ключевой для экономики Российской Федерации. По этой причине исследования, посвященные совершенствованию подходов управления стратегическими нефтегазовыми проектами в условиях неопределенности и риска, не только не теряют своей актуальности, но и приобретают особое значение на фоне мировой рыночной нестабильности.

Под проектом понимается целенаправленная, ограниченная во времени деятельность, осуществляемая для удовлетворения конкретных потребностей при наличии внешних и внутренних ограничений и использовании ограниченных ресурсов [1, стр. 2]. В отличие от операционной деятельности компании, проект подразумевает разовый характер последовательно реализуемых мероприятий, направленных на достижение конкретного результата. В качестве результата реализации проекта могут выступать:

1. Новые материальные или нематериальные объекты (здания, сооружения, документация или стандарты, программное обеспечение и т.д.);
  2. Новые услуги или новые средства их оказания.
- Отличие результата реализации проекта от результатов выполнения операционных бизнес-процессов

компании заключается в своей специфичности и уникальности. Результат реализации проекта впоследствии может быть встроен в операционную деятельность компании и служить для достижения других результатов.

По масштабу проекты подразделяются на:

- малые;
- средние;
- крупные (мегапроекты).

С ростом масштаба проекта, как правило, растут затраты на реализацию проекта, сроки, количество вовлеченных участников и персонала, а также риски проекта, а именно увеличение расходов на реализацию проекта, недостижение планируемого результата, увеличение сроков реализации и т.д. Именно качественное планирование проекта и современные инструменты реализации обеспечивают повышение устойчивости проекта к неопределенности и рискам.

Нефтегазовые компании осуществляют свою хозяйственную деятельность в областях разведки, добычи, транспортировки и переработки углеводородных ресурсов. Выделяют три основных сектора по занятости в областях нефтегазовой промышленности:

- разведка и добыча углеводородного сырья (Upstream);
- транспорт углеводородных ресурсов (Midstream);
- переработка углеводородных ресурсов, распределение продуктов переработки и их реализация на рынке (Downstream).



Структурно все три сектора можно представить в виде последовательной цепочки производства энергетического сырья: от добычи сырья до поставки переработанной продукции потребителям. Основную долю всех нефтегазовых компаний составляют сервисные компании, оказывающие свои услуги или реализующие свою продукцию в трех представленных секторах: проектные институты, буровые компании, сервисы, компании IT-сферы, обслуживающие компании, производители нефтегазового оборудования, экспертные организации, компании по обустройству месторождений, научные организации и др. игроки рынка, принимающие непосредственное участие в реализации нефтегазовых проектов и последующем обслуживании.

В соответствии с классификацией Д. Локка [2, стр. 6], к нефтегазовым проектам можно отнести:

1. Проекты в сфере нефтегазодобывающих, нефтегазохимических и строительных работ (бурение газовых скважин, строительство газотранспортной инфраструктуры и т.д.);
2. Промышленные проекты для внедрения разработки новой продукции или услуги (строительство установки мембранного выделения гелиевого концентрата);
3. Управленческие проекты (внедрение системы обработки данных производственных показателей компании и их дашбордизация посредством аналитического инструмента);
4. Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (проведение опытно-промышленных испытаний нового оборудования или цементного состава с меньшим временем затвердевания);
5. Прочие организационные проекты (реализация проекта по повышению эффективности выполнения операций рабочим персоналом).

Нефтегазовая отрасль накладывает свою специфику на реализуемые проекты. К особенностям отечественных нефтегазовых проектов, по мнению А.В. Власова, можно отнести следующие:

1. Реализация преимущественно в сложных климатических условиях (Сибирь, регионы Крайнего Севера, Арктика) или на континентальном шельфе (месторождение «Приразломное», проекты на шельфе полуострова Сахалин);
2. Отсутствие транспортной и энергетической инфраструктуры в местах реализации проектов;
3. Высокие инвестиционные затраты на реализацию проектов и большой период ожидания окупаемости вложений;
4. Сроки реализации проектов часто заданы вероятностно;
5. Высокие риски реализации проекта;
6. Реализация проектов сопровождается использованием наилучших доступных технологий и инновационных решений [3, стр. 4].

Стратегические нефтегазовые проекты реализуются посредством привлечения сравнительно большого числа непосредственных участников проекта, к числу которых относятся: ответственные заказчики, подрядные организации (проектные и научные институты, исполнители работ, сервисные компании и др.), собственный и наемный персонал и т.д. Структура организации параллельно и последовательно выстроенных работ по проекту среди его непосредственных участников часто носит сложный характер, что влечет за собой проявление различного

рода рисков, зачастую угрожающих не только ростом инвестиционных затрат на проект и смещением сроков его сдачи, но достижимости планируемого результата и реализации проекта в целом. Это определяет высокие требования к качеству планирования стратегических нефтегазовых проектов и контролю за их реализацией.

Неопределенность и соответствующие ей риски характеризует ситуацию дефицита информации.

Теория рационального выбора позволяет утверждать, что любой актер (индивид, группа индивидов, компания или иная организация) заинтересован в минимизации влияния неопределенности на свою деятельность и цели. Однако реализация рисков политического, экономического, социального или иного характера в отношении любых акторов неизбежно приводит к отклонению получаемых ими результатов от ожидаемых. Таким образом, успех политической, экономической, общественной или иной деятельности тесно связан со способностью актора планировать собственные действия в условиях неопределенности, применяя современные инструменты управления рисками.

Под риском в настоящей работе понимается «следствие влияния неопределенности на достижение поставленных целей» рыночного субъекта [4, стр. 1]. По своей природе риски подразделяются на множество типов и видов, что обусловлено большим набором их классификационных признаков:

- По масштабу экономической системы (мегаэкономические, макроэкономические, микроэкономические);
- По сфере проявления (производственные, транспортные, коммерческие, финансово-экономические, налоговые, технологические, инновационные, правовые, информационные, политические, экологические);
- По месту возникновения относительно компании (внешние и внутренние);
- По возможности управления факторами риска (системные и несистемные);
- По этапу реализации проекта (предынвестиционные, инвестиционные и постинвестиционные);
- По возможности страхования (страхуемые и нестрахуемые);
- По характеру последствий (простой и условный);
- По возможности предвидения (прогнозируемые и непрогнозируемые);
- По возможности регулирования (управляемые, слабоуправляемые и неуправляемые);
- По длительности воздействия (постоянные и временные);
- По видам потерь (материальные, трудовые, финансовые, потери времени, специальные виды потерь);
- По другим классификационным признакам [5, стр. 3].

Все риски имеют две ключевые характеристики, которые определяют величину их угрозы: вероятность реализации риска и величина возможных потерь в результате его реализации. Величину угрозы можно представить в виде формулы:

$$R = P \times I,$$

где:

$R$  – величина (степень) угрозы риска;

$P$  – вероятность реализации риска;

$I$  – последствия реализации риска.

Оценка величины угрозы является одной из ключевых задач в управлении рисками.



Рис. 1. Блок-схема процесса управления рисками предприятия

Принципы организации процесса управления рисками стратегических проектов рассматриваемого нефтегазодобывающего предприятия основаны на последовательном выполнении отдельных этапов и мероприятий, регламентированных соответствующей корпоративной документацией, включая методические указания. Сам процесс управления рисками проекта на анализируемом предприятии состоит из следующих семи этапов:

1. Целеполагание и формирование рабочей группы.
2. Идентификация рисков.
3. Оценка рисков.
4. Выбор методов реагирования на риски.
5. Разработка и реализация мероприятий по нивелированию рисков.
6. Подготовка отчетности.
7. Контроль состояния рисков и процесса реализации мероприятий по нивелированию рисков.

Схема процесса управления рисками представлена на рис. 1.

Результатом реализации мероприятий по управлению рисками является снижение влияния неопределенности на деятельность компании и повышение ее устойчивости. Таким образом, качественное управление неопределенностью и рисками по праву является одним из ключевых факторов конкурентоспособности компании, в том числе, нефтегазовой.

Проектная деятельность компаний также характеризуется естественной неопределенностью ее внешней среды. Большинство из вышеприведенных подходов к классификации рисков применимо и к этому виду деятельности, эффективность управления которыми определяется, кроме прочего, организацией управления проектом, а именно: ресурсами, ключевыми участниками и отношениями между ними, задачами и процессами, персоналом, информационными потоками и данными, отчетностью и т.д. Для решения данной задачи в проектной деятельности, в том числе, в нефтегазовой сфере, применяются различные системы управления проектами

Под системами управления проектами понимается набор инструментов, методологий, методов и ресурсов, используемых в процессе управления, включают в себя средства для планирования задач, составления расписания, управления бюджетом, распределения ресурсов, документирования, формирования отчетов, совместной работы исполнителей [6, стр. 2]. Системы управления проектами позволяют обеспечить организацию всех элементов проекта, включая создание и корректировку планов работ и мероприятий, распределение человеческих, временных и материальных ресурсов, контроль за достижением ключевых показателей различных этапов проекта и эффективностью производства, установление взаимосвязей между участниками проекта и управление социальным капиталом компании и т.д.



Рис. 2. Шаблон матрицы Менделов

На сегодняшний день свою популярность находят автоматизированные системы управления проектами (АСУП или IPM), реализованные в виде программного обеспечения. Они позволяют проектной команде организовать управление проектом в сети «Интернет», подключая к системе различных участников проекта, осуществлять оперативный мониторинг достижения ключевых показателей проекта, обеспечивать функционирование информационных потоков о проекте среди его участников и единой системы отчетности. Примером является отечественная IPM-система – АСУП, разработанная командой «Электронные офисные системы» (ЭОС) в 2018 году [7, стр. 1].

Таким образом, посредством применения систем управления проектами (в том числе – автоматизированных) удастся снизить общий уровень неопределенности, организационных рисков, что обеспечивает устойчивость проекта, повышает вероятность успешной его реализации в заданные сроки и при ресурсных ограничениях. Вместе с тем, применение IPM-инструментов позволяет снизить влияние типа риска, часто не учитываемым в ходе реализации проекта, а именно риска со стороны заинтересованных сторон проекта – субъективного риска.

Для раскрытия термина «субъективный риск», необходимо привести определение «заинтересованной стороны».

В рамках настоящей работы под заинтересованной стороной (стейкхолдером) понимается индивид или группа индивидов (объединенных в формальную и неформальную организацию), которые как-либо могут повлиять на реализацию проекта или уже оказывают это влияние. И хотя стейкхолдеров относительно проектной команды можно отнести на внешних и внутренних, в рамках настоящей работы в фокусе внимания находятся исключительно внешние заинтересованные стороны. К стейкхолдерам нефтегазового проекта можно отнести всех его ключевых участников (подрядные организации, сервисные компании, конкуренты, надзорные и исполнительные органы государственной власти, экологические и некоммерческие организации, профсоюзные организации и т.д.).

Всех внешних стейкхолдеров можно классифицировать в соответствии с их уровнем влияния на проект

и интересом это влияние оказывать. Это позволяет оценивать особый вид неопределенности проекта, а именно неопределенность интереса и возможностей внешних стейкхолдеров проекта. Набор инструментов классификации стейкхолдеров проекта и компании представляет собой обширный перечень моделей, которые учитывают заинтересованные стороны и по другим признакам, кроме величины влияния на проект и интереса это влияние оказать. Наиболее наглядным инструментом является матрица Менделов, которая позволяет классифицировать стейкхолдеров на 4 основных категории (в матрице размерность 2x2) и предлагает набор стратегий для управления взаимоотношениями с заинтересованными сторонами (рис. 2).

В конечном счете, матрица Менделов позволяет управлять ранее заявленным особым типом рисков проекта, связанным с интересами и возможностями его стейкхолдеров.

Под субъективным риском понимается риск, источником которого являются намерения, а также прямые и не прямые действия заинтересованных сторон по отношению к компании или проекту, которые вступают в конфликт с интересами компании или инициатора проекта [8, стр. 2]. Следовательно, источником заявленного типа риска и неопределенности в целом являются интересы стейкхолдеров и их возможности повлиять на проект, реализовав свой оппортунистический интерес, что требует от проектной команды рассматривать эти факторы как объект для анализа и управления с целью повышения устойчивости проекта и успешного достижения его целей. В русле этой задачи и возникает потребность в использовании IPM-систем организации управления нефтегазовыми проектами.

Большинство непосредственных участников реализации проекта (подрядные организации, сервисные компании, наемный персонал и т.д.) могут быть отнесены к III и IV секторам матрицы Менделов, так как от этих стейкхолдеров напрямую зависит успешность реализации ключевых этапов проекта. Следовательно, неопределенность их намерений и возможностей должна быть рассмотрена в качестве факторов субъективного риска. Например, последствия некачественного выполнения

работ того или иного подрядчика ввиду его реализованного оппортунистического интереса сэкономить на расходах, может привести к повышению затрат на реализацию проекта, смещению сроков сдачи этапа проекта. При этом реактивные мероприятия по возмещению издержек со стороны подрядчика вряд ли можно рассматривать как альтернативу проактивным, направленным на недопущение или снижение вероятности реализации этого субъективного риска как такового.

Применение IPM-систем, позволяющих объединить непосредственных участников в единую информационную, организационную и ресурсную среду, позволяет нивелировать часть факторов субъективного риска. Так, например, система может обеспечить оперативный мониторинг выполнения работ подрядчиков и поставщиков, организовать дополнительную отчетность со стороны участников проекта, задействованных на наиболее чувствительных к неопределенности и рискам этапам реализации проекта, а также обеспечить оперативную замену подрядчика или поставщика с высоким риск-потенциалом, подключив к IPM-платформе нового участника. Следовательно, IPM-подход к организации проекта обеспечивает прозрачность деятельности всех подключенных заинтересованных сторон и снижает общую неопределенность, позволяя проектной команде управлять факторами субъективных рисков и организовывать проактивное управление взаимоотношениями с внешними стейкхолдерами проекта. В конечном счете, повышается риск-устойчивость, что и является одной из ключевых задач масштабных и стратегически важных нефтегазовых проектов.

Ожидается, что внедрение элементов IPM-платформы (системы оперативного мониторинга, отчетности, данных о производственных показателях) в процесс управления рисками, прежде всего, на этапы идентификации, оценки и нивелирования рисков, позволит снизить влияние субъективных рисков на результаты реализации проектов, повышая вероятность его успешного завершения в запланированные сроки и бюджет. Таким образом, IPM-подходы и создаваемые на их основе системы управления проектами могут рассматриваться как инструмент управления неопределенностью со стороны непосредственных участников реализации нефтегазовых проектов и повышать общую риск-устойчивость подобных проектов, что вносит свой непосредственный вклад в конкурентоспособность компаний отечественного нефтегазового комплекса в рамках мировой энергетической системы.

## Литература

1. Пак В.Д., Нужина Н.И. Что такое проект? Определение и признаки // МНИЖ. – 2013. – № 8–3 (15). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/chto-takoe-proekt-opredelenie-i-priznaki> (дата обращения: 23.05.2023).
2. Локк Д. Основы Управления Проектами: [пер. с англ.] / Дэннис Локк. – Москва: HIPPO, – 2004 (ОАО Тип. Новости), – 239 с.
3. Власов А.В. Классификация проектов в нефтегазодобывающей отрасли // Вестник МГИМО. – 2015. – № 5 (44). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/klassifikatsiya-proektov-v-neftegazodobyvayushey-otrasli> (дата обращения: 23.05.2023).
4. ГОСТ Р ИСО 31000-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Менеджмент риска. Принципы и руководство: издание официальное: утверждено и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому

регулированию и метрологии от 10 декабря 2019 г. № 1379-ст: дата введения 2020-03-01 – М.: Стандартинформ, – 2021.

5. Бобров В.А. Об особенностях оценки субъективных рисков проектной деятельности нефтегазовых компаний / В.А. Бобров // Развивая энергетическую повестку будущего: сборник докладов Международной научно-практической конференции для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК, Санкт-Петербург, 10–11 декабря 2021 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет ЛЭТИ им. В.И. Ульянова (Ленина), – 2021. – С. 305–309.

6. Варламов С.В., Скородумов П.В. Система управления проектами организации: анализ подходов и существующих программных решений // Вопросы территориального развития. – 2015. – № 5 (25). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sistema-upravleniya-proektami-organizatsii-analiz-podhodov-i-suschestvuyuschih-programmyh-resheniy> (дата обращения: 24.07.2023).

7. Автоматизированная система управления проектами (АСУП). [Электронный ресурс]: URL: [https://eos.ru/eos\\_products/asup/avtomatizirovannaya-sistema-upravleniya-proektami-asup/?ysclid=lkgh3983v6830555548](https://eos.ru/eos_products/asup/avtomatizirovannaya-sistema-upravleniya-proektami-asup/?ysclid=lkgh3983v6830555548) (дата обращения: 09.04.2023).

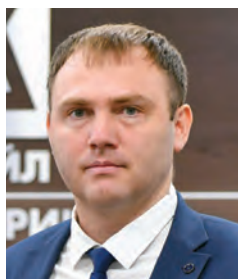
8. Бобров В.А. Фактор риска в конфликте интересов экономических и политических факторов / В.А. Бобров, С.Ю. Шевченко. – Текст: электронный // Российский экономический интернет-журнал. – 2019. – № 4. – URL: <http://www.e-rej.ru/upload/iblock/bb3/bb3dc4fb18cef3194ce8e6f0caad7ff8.pdf> (дата обращения 09.02.2020).

## References

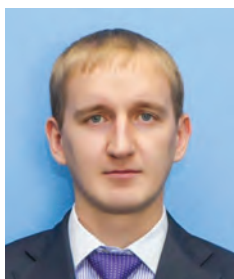
1. Pak V.D., Nuzhina N.I. What is a project? Definition and features // MNIZH. – 2013. – no. 8–3 (15). Available at: [cyberleninka.ru/article/n/chto-takoe-proekt-opredelenie-i-priznaki](https://cyberleninka.ru/article/n/chto-takoe-proekt-opredelenie-i-priznaki) (accessed: 05/23/2023).
2. Locke D. Fundamentals of Project Management: [transl. from English] / Dennis Locke. – Moscow: HIPPO Publ., – 2004, – P. 239.
3. Vlasov A.V. Classification of projects in the oil and gas industry. // *Vestnik MGIMO*. – 2015. – № 5 (44). Available at: [cyberleninka.ru/article/n/klassifikatsiya-proektov-v-neftegazodobyvayushey-otrasli](https://cyberleninka.ru/article/n/klassifikatsiya-proektov-v-neftegazodobyvayushey-otrasli) (accessed: 05/23/2023).
4. GOST R ISO 31000-2019. National standard of the Russian Federation. Risk management. Principles and guidelines: official publication: approved and put into effect by Order of the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology dated December 10, 2019, no. 1379-st: Introduction date 2020-03-01 – Moscow: Standardinform Publ., – 2021.
5. Bobrov V.A. On the peculiarities of assessing the subjective risks of the project activities of oil and gas companies / V.A. Bobrov // Developing the energy agenda of the future: Collection of reports of the International scientific and practical conference for representatives of the community of young engineers in the fuel and energy complex, St. Petersburg, December 10–11, 2021. – St. Petersburg: St. Petersburg State Electrotechnical University Publ., LETI. Named after Ulyanov (Lenin), – 2021. – P. 305–309.
6. Varlamov S.V., Skorodumov P.V. Organizational project management system: analysis of approaches and existing software solutions // *Issues of territorial development*. – 2015. – no. 5 (25). Available at: [cyberleninka.ru/article/n/sistema-upravleniya-proektami-organizatsii-analiz-podhodov-i-suschestvuyuschih-programmyh-resheniy](https://cyberleninka.ru/article/n/sistema-upravleniya-proektami-organizatsii-analiz-podhodov-i-suschestvuyuschih-programmyh-resheniy) (accessed: 07/24/2023).
7. Automated project management system (APMS). Available at: [https://eos.ru/eos\\_products/asup/avtomatizirovannaya-sistema-upravleniya-proektami-asup/?ysclid=lkgh3983v6830555548](https://eos.ru/eos_products/asup/avtomatizirovannaya-sistema-upravleniya-proektami-asup/?ysclid=lkgh3983v6830555548) (accessed: 04/09/2023).
8. Bobrov V.A. Risk factor in the conflict of interests of economic and political factors / V.A. Bobrov, S.Yu. Shevchenko. – Text: electronic // *Russian Economic Internet Journal*. – 2019. – no. 4. – Available at: [www.e-rej.ru/upload/iblock/bb3/bb3dc4fb18cef3194ce8e6f0caad7ff8.pdf](http://www.e-rej.ru/upload/iblock/bb3/bb3dc4fb18cef3194ce8e6f0caad7ff8.pdf) (accessed 09.02.2020).



# РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ТРАЕКТОРИЙ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ 3D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ



**П.И. КЛЫКОВ<sup>1</sup>**,  
начальник отдела  
концептуального  
моделирования скважин  
pavel.klykov@pnn.lukoil.com



**А.А. МЕЛЕХИН<sup>2</sup>**,  
к.т.н., доцент кафедры  
«Нефтегазовые технологии»  
melehin.sasha@mail.ru

<sup>1</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПнефть»  
Пермь, 614066, Российская Федерация

<sup>2</sup> ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», Пермь, 614990, Российская Федерация

**P.I. KLYKOV<sup>1</sup>,**  
**A.A. MELEKHIN<sup>2</sup>,**

<sup>1</sup> Branch of LUKOIL-Engineering LLC, PermNIPneft in Perm  
Perm, 614066, Russian Federation

<sup>2</sup> Federal state autonomous educational institution of higher education Perm national  
research polytechnic university, Perm, 614990, Russian Federation

УДК 622.24.001

**В статье рассмотрен процесс построения 3D геомеханической модели с использованием метода конечных элементов (МКЭ). Рассчитаны упруго-прочностные свойства горных пород, оценено поровое давление и распределение напряжений. Результаты моделирования в дальнейшем применены для целей оптимизации траекторий эксплуатационных скважин и минимизации рисков бурения на одном из месторождений Республики Коми.**

**Ключевые слова:** геомеханическое моделирование, поровое давление, напряженное состояние, метод конечных элементов

## STABILITY CALCULATION AND WELL TRAJECTORY OPTIMIZATION BASED ON 3D GEOMECHANICAL MODELING

The article describes the process of building a 3D geomechanical model using the finite element method (FEM). The elastic-strength properties of rocks are calculated, the pore pressure and stress distribution are estimated. The modeling results were subsequently applied to optimize the trajectories of production wells and minimize the risks of drilling at one of the fields in the Komi Republic.

Keywords: geomechanical modeling, pore pressure, stress state, finite element method

### ВВЕДЕНИЕ

Во время бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин зачастую возникают проблемы с устойчивостью ствола скважины и поглощениями бурового раствора. На возникновение осложнений влияют не только технологические факторы, но и геологические особенности месторождений. Важным инструментом прогноза осложнений при бурении скважин является геомеханическое моделирование. Актуальность работы связана с тем, что роль геомеханического моделирования является ключевой для прогноза и минимизации аварий при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях. Общие подходы к геомеханическому моделированию описаны в работах российских и зарубежных авторов [1–3].

В данной работе, на примере одного из месторождений Республики Коми, установлена зависимость возникновения осложнений с пересечением тектонических нарушений и зон повышенной трещиноватости в процессе строительства скважин. Для целей минимизации осложнений проведены работы по построению

3D геомеханической модели месторождения, расчету устойчивости и оптимизации траекторий проектных скважин.

### ГРАНИЦЫ 3D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Границы 3D геомеханического моделирования составили 20,3 км x 12,9 км (общая площадь 262 км<sup>2</sup>). Количество ячеек достигает 14,5 млн. На рис. 1 представлена схема расположения проектных кустов скважин с нанесением границы 3D геомеханического моделирования и линий разломов.

### ПОСТРОЕНИЕ СТРУКТУРНОГО КАРКАСА

Построение структурного каркаса производится на основе структурных поверхностей и тектонических нарушений, полученных в результате интерпретации данных 3D сейсморазведки. Осуществлена увязка структурных карт и стратиграфических разбивок, полученные по результатам бурения и интерпретации данных ГИС в период 2020-2022 гг.

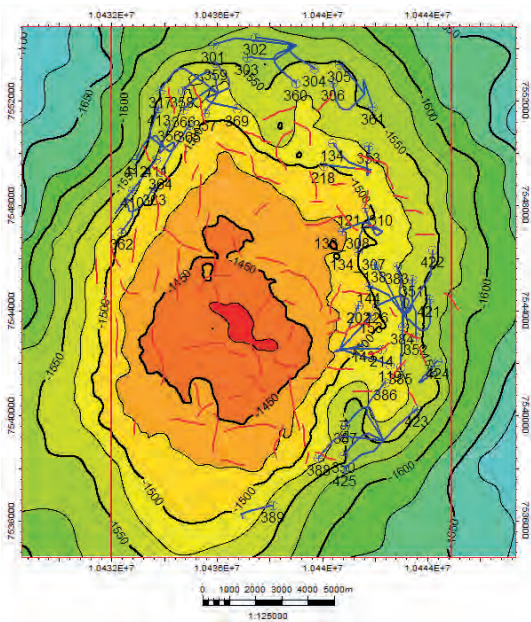


Рис. 1. Схема расположения плановых траекторий скважин

### МАСШТАБИРОВАНИЕ И РАСПРОСТРАНЕНИЕ УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ В МЕЖСКВАЖИННОЕ ПРОСТРАНСТВО

Распространение упруго-прочностных свойств в межскважинное пространство было осуществлено с использованием метода геостатистики – вариограммный кригинг. В качестве исходных данных использованы данные ГИС по 39 пробуренным скважинам, лабораторно-аналитические исследования керна и результат акустической инверсии.

На начальном этапе для того, чтобы рассчитать кубы упруго-прочностных свойств по формулам, полученным в ходе поиска зависимостей керн-ГИС, необходимо выполнить расчет кубов скоростей и плотности, так как динамические упруго-прочностные свойства рассчитываются исходя из данных о скоростях и плотности по следующим формулам:

Динамический Модуль Юнга:

$$E_{dyn} = \frac{\rho V_p^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (1)$$

Динамический коэффициент Пуассона:

$$PR_{dyn} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (2)$$

где  $V_p$ ,  $V_s$  – скорости продольной и поперечной волны, соответственно, м/с.

Упругие свойства, вычисленные с помощью каротажных кривых, называют динамическими, потому что акустические измерения проводятся на высоких частотах. Так как деформации ствола скважины или его разрушение являются относительно медленными процессами, по сравнению с высокой частотой распространения волны, для перехода к статическим свойствам и в качестве калибровочных данных для геомеханического анализа использовались лабораторные испытания упруго-прочностных свойств керна (разрушающими методами).

Итоговые кубы скоростей  $V_p$ ,  $V_s$ , коэффициента Пуассона, модуля Юнга и предела прочности на сжатие представлены на рис. 2.

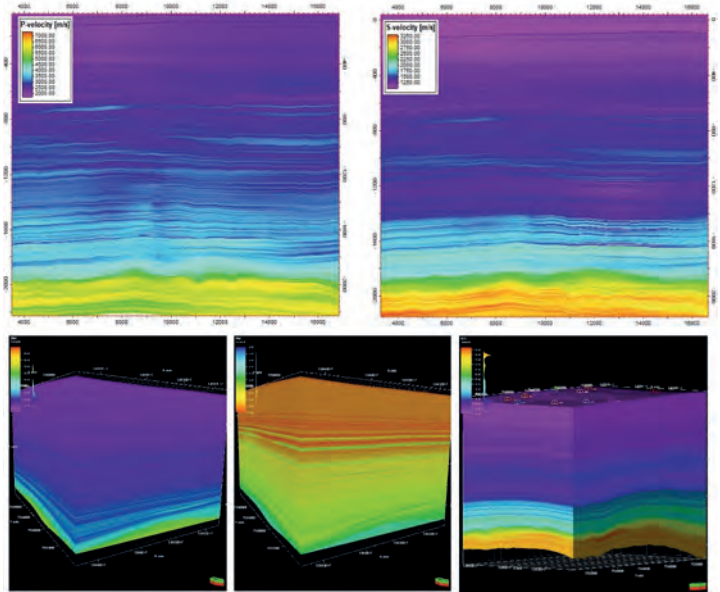


Рис. 2. Кубы упруго-прочностных свойств

### РАСЧЕТ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Расчет порового давления по данным геофизических исследований скважин является важным этапом перед построением 3D геомеханической модели, поскольку поровое давление оказывает влияние на прочность горных пород, имеет тесную связь с величиной действующих напряжений и является ограничителем веса бурового раствора.

Расчет куба пластового давления выполнен с учетом замеров пластового давления, проводившихся в скважинах. Давление рассчитывалось, исходя из предположения о единой гидродинамической системе пластов, при этом ключевую роль играл структурный фактор.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Ориентация горизонтальных напряжений при построении 3D геомеханической модели позволяет оценить основные направления потенциальных обрушений, а также направление оптимального азимута бурения с точки зрения стабильности ствола скважины, в особенности, при бурении наклонных или горизонтальных скважин.

В ходе сбора, анализа и аудита специального комплекса ГИС, а именно, результатов интерпретации электрических микросканеров по ориентации техногенных трещин и вывалов в стволе скважины был определен вектор действия минимального горизонтального напряжения, равный  $45^\circ$ .

### ЧИСЛЕННОЕ 3D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Методика основана на нагружении ячеек модели вертикальным напряжением (рассчитанным, исходя из веса каждой вышележащей ячейки) и региональными горизонтальными напряжениями посредством применения деформаций на границах модели. Каждая нагружаемая ячейка содержит упруго-прочностные свойства, а процесс ее деформации определен, исходя из действующего напряженного состояния окружающих ячеек. Таким образом, геомеханическая модель представляет собой единую связанную систему.





В результате вычислений методом конечных элементов были определены все компоненты действующего тензора напряжений для каждой ячейки 3D геомеханической модели и учтена сеть тектонических нарушений триасового периода. Результат расчета устойчивости стволов проектных скважин представлен на рис. 3.

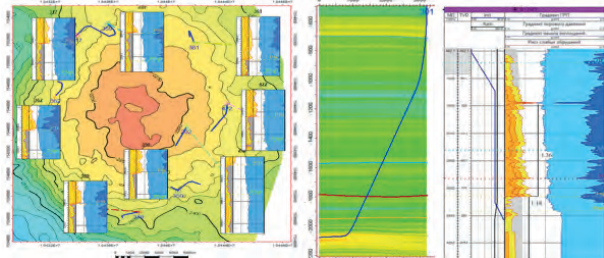


Рис. 3. Расчет устойчивости скважин на основе 3D геомеханического моделирования

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Преимуществом 3D геомеханического моделирования является выполнение оперативного расчета устойчивости вдоль любой траектории с учетом структурной неопределенности и влияния тектонических нарушений на напряженно-деформированное состояние среды, соответственно, на безопасное окно плотности бурового раствора.

На примере одного из месторождений Республики Коми продемонстрирована эффективность применения 3D геомеханического моделирования. Результат научно-технической разработки позволил:

1. Значительно ускорить выполнение расчетов устойчивости стволов скважин с учетом геологической неоднородности и тектонической активности среды.
2. Оценить риски при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях, определить

безопасное окно плотности бурового раствора в зонах повышенной трещиноватости.

3. Выявить сеть тектонических нарушений, которые необходимо учитывать при проектировании скважин с учетом вероятных осложнений (поглощения, стабильность стволов скважин и др.).

4. Для горизонтальных и наклонно-направленных скважин с наиболее высокими рисками возникновения осложнений в процессе бурения выполнена оптимизация траектории. В интервалах повышенных градиентов обрушений скважин снижена интенсивность набора кривизны и определен критический угол наклона скважины.

### Литература

1. Mark D. Zoback (2007). «Reservoir Geomechanics». – Cambridge University Press, –423–443. –ISBN-978-0-521-77069-9.
2. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Недра, – 2007, – 467 с.
3. Лядова Н.А., Клыков П.И., Предеин А.А. Численное решение задач геомеханики (на примере месторождения шельфа Балтийского моря) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2.

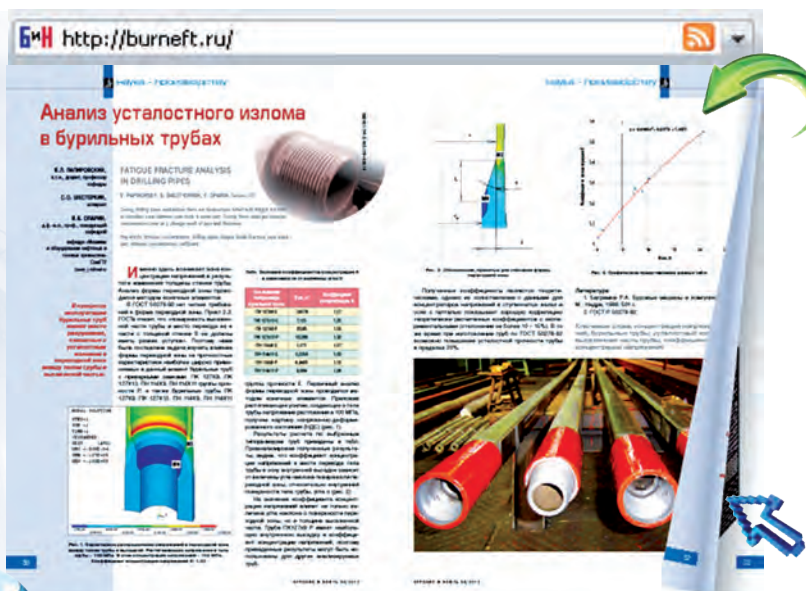
### References

1. Mark D. Zoback (2007). Reservoir Geomechanics. – Cambridge University Press, – 423–443. – ISBN-978-0-521-77069-9.
2. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. Rock mechanics in the development of hydrocarbon deposits. – Moscow: Nedra Publ., – 2007. – P. 467.
3. Lyadova N.A., Klykov P.I., Predein A.A. Numerical solution of problems of geomechanics (on the example of the shelf of the Baltic Sea) // Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining. – 2020. – Vol. 20, no. 2. ■

## Журнал «Бурение и нефть» можно перелистать прямо на сайте

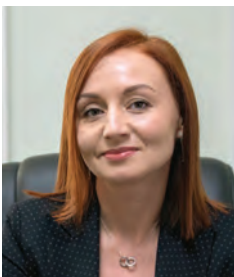
Все номера журнала «Бурение и нефть» с 2012 года в оригинале только для посетителей нашего сайта! Листайте на персональном компьютере, как будто вы держите журнал в руках!

Во всем мире привыкли к цифровому формату популярных печатных изданий. А как «скрестить» цифровой формат с привычной бумажной версией? Очень просто. Уже сегодня вы имеете уникальную возможность совместить все преимущества интернет-коммуникаций с привычным «перелистыванием» страниц на сайте [www.burneft.ru](http://www.burneft.ru)





# РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА С ПРИМЕНЕНИЕМ ДВУХКОМПОНЕНТНОГО КОЛЬМАТАЦИОННОГО СОСТАВА



**О.А. НЕЧАЕВА,**  
к.т.н., доцент, директор  
Института нефтегазовых  
технологий  
nechaevaoa@gmail.com



**Д.В. ЦАПЛИН,**  
студент  
Института нефтегазовых  
технологий

ФГБОУ ВО Самарский государственный технический университет  
г. Самара, 443100, РФ

**O.A. NECHAEVA,**  
**D.V. TSAPLIN**

Federal state budgetary educational institution of higher education Samara state technical university, Samara, 443100, Russian Federation

*В процессе строительства скважин возникают различного рода осложнения и аварии, которые приводят к увеличению стоимости бурения. Одним из таких осложнений является потеря циркуляции бурового раствора, связанная с его поглощением в проницаемые породы. Существуют различные способы по борьбе с поглощениями, но единого решения нет. Данная работа направлена на разработку метода ликвидации поглощения промывочной жидкости частичной и средней интенсивности с применением двухкомпонентного кольматационного состава с последовательной доставкой двух пачек по бурным трубам, их предварительного перемешивания и дальнейшей прокачки в интервал поглощения.*

**Ключевые слова:** кольматационный состав, ликвидация поглощений, реология, проницаемость, эффективность, осложнения при бурении, интенсивность, пласты, изолирующий материал, кольматант

## DEVELOPMENT OF AN ALGORITHM FOR ELIMINATION OF DRILLING MUD LOSS WITH THE USE OF A TWO-COMPONENT COLMATIC COMPOSITION

In the process of well construction, various complications and accidents occur, which lead to an increase in the cost of drilling. One of these complications is the loss of circulation of the drilling fluid associated with its absorption into permeable formations. There are various ways to deal with takeovers, but there is no single solution. This work is aimed at developing a method for eliminating partial and medium-intensity losses in the flushing fluid using a two-component bridging composition with sequential delivery of two packs through drill pipes, their preliminary mixing and further pumping into the loss zone.

**Keywords:** clogging composition, loss elimination, rheology, permeability, efficiency, drilling complications, intensity, formations, insulating material, clogging agent

### ВВЕДЕНИЕ

В процессе сооружения скважины возникают различного рода осложнения и аварии, приводящие к увеличению сроков бурения и удорожанию строительства объекта. Одним из наиболее часто встречающихся осложнений является поглощение бурового раствора. Поглощение промывочной жидкости объясняется превышением гидравлического давления над пластовым, а также геологической характеристикой рассматриваемой среды.

В настоящее время ассортимент решений по борьбе с поглощениями огромен, но универсального подхода не существует [1–10]. Решающим фактором при выборе методики ликвидации поглощения является характер

данного осложнения. По различной степени интенсивности поглощения промывочной жидкости можно судить о применяемой технологии для ликвидации осложнения. Анализ современного состояния исследований в данной области показывает, что на сегодняшний день порядка 80 % поглощений бурового раствора интенсивностью до 15 м<sup>3</sup>/ч ликвидируются с помощью кольматационных материалов. Неправильный выбор способа ликвидации частичного поглощения или его игнорирование может привести к полному поглощению, что значительно усложнит процесс проводки скважины. Поэтому разработка алгоритма по изоляции поглощающего горизонта – одна из приоритетных задач проектной работы.



## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Разработка рецептуры состава следующая.

На первом этапе исследования подбирались реагенты и их процентное содержание для изолирующей смеси. За основу состава были выбраны тетраборат натрия и силикат натрия. Без добавления затвердителя, которым в данной композиции является полиакриламид, структурообразования не наблюдалось. На рис. 1 представлен вид состава после перемешивания тетрабората натрия и силиката натрия. Через 20 минут ожидания в покое состав обрел гелеобразный вид, но признаки затвердевания не выявились.

Далее научный интерес представлял вопрос о динамике затвердевания состава после добавления полиакриламида. По итогу тщательного перемешивания смеси из тетрабората натрия и силиката натрия в течение 20 минут на ротационном вискозиметре OFITE 800 в исходную рецептуру был добавлен полиакриламид. Динамика структурообразования состава начала заметно возрастать. В результате после 30 минут перемешивания состав стал труднопрокачиваемым. Данные о измерениях можно наглядно увидеть в табл. 1.

На рис. 2 представлен график, в котором четко наблюдается момент добавления полиакриламида. При различных скоростях вращения ротора вискозиметра значение напряжения сдвига возрастает через 30 минут перемешивания в несколько раз.

После оставления коьматационного состава в покое на 30 минут у исследуемого материала появились признаки затвердевания. По своей структуре и форме состав способен изолировать проникаемые горизонты, что не будет приводить к поглощению бурового раствора. На рис. 3 показан коьматационный состав после полного затвердевания через 6 часов.

### Расчет коьматантов в ПО «Бурсофтпроект»

В исследуемый коьматационный состав для улучшения закупоривающей способности необходимо добавить смесь коьматантов. В результате этого будет осуществляться следующая последовательность: первый компонент состава, смесь коьматантов, проникает в поровое пространство, перекрывает его, а второй компонент коьматационного состава дополнительно изолирует поглощающий горизонт, не позволяя проникать промывочной жидкости в пласт. ПО «Бурсофтпроект» выполняет автоматический подбор оптимальной смеси по теории «идеальной упаковки», разработанной Кауффером. Ниже представлен отчет по выбору коьматантов [10].

В данном случае в качестве коьматантов выступают мраморная стружка МИКРАБ-96 и микрокальцит КМ100. Отклонение от «идеальной упаковки» составляет 3,20 %, что достаточно неплохо.

### Расчет коьматантов в ПО «MarCS»

Расчет по теории «идеальной упаковки» подразумевает минимальный набор исходных данных для определения необходимой концентрации коьматантов в смеси. Для оценки точности подбора концентрации выбранных коьматантов был проведен дополнительный проверочный комплекс расчетов в ПО «MarCS», который включает в себя подбор гранулометрического состава коьматантов по теории Абрамса и Викаерса [9].

### Расчет по теории Абрамса

Необходимо задать: проницаемость и пористость пласта. Усредненный размер пор пласта в такой схеме рассчитывается как средний эквивалентный гидравлический



Рис. 1. Состав без добавления затвердителя

Табл. 1. Результаты измерений на ротационном вискозиметре OFITE 800

Скорость вращения	Начальный момент	5 мин	10 мин	15 мин	20 мин	30 мин	40 мин	50 мин
600 об/мин.	53	53	54	57	60	110	167	210
300 об/мин.	25	27	27	29	30	55	79	131
200 об/мин.	17	17	17	17	18	36	50	110
100 об/мин.	7	10	10	10	10	20	25	50

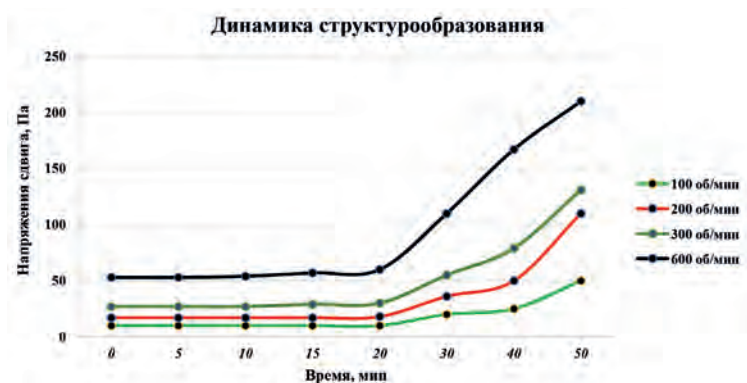


Рис. 2. Динамика структурообразования состава



Рис. 3. Затвердевший коьматационный состав



Табл. 2. Исходные данные для расчета по теории Кауффера

Тип раствора	Интервал по стволу, м	Интервал по вертикали, м	Плотность состава, кг/м <sup>3</sup>	Проницаемость пласта, мД	Средний диаметр пор пласта, мкм	Суммарное содержание кольтантов в растворе, кг/м <sup>3</sup>
Кольматационный состав	2454–2482	2260–2278	1200.000	300	173	48

Табл. 3. Отчет по выбору кольтантов, исходя из теории Кауффера

Наименование компонента	Содержание в смеси, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание в буровом растворе, кг/м <sup>3</sup>
МИКАРБ-96	32	2.7	15.4
КМ-100	68	2.6	32.6

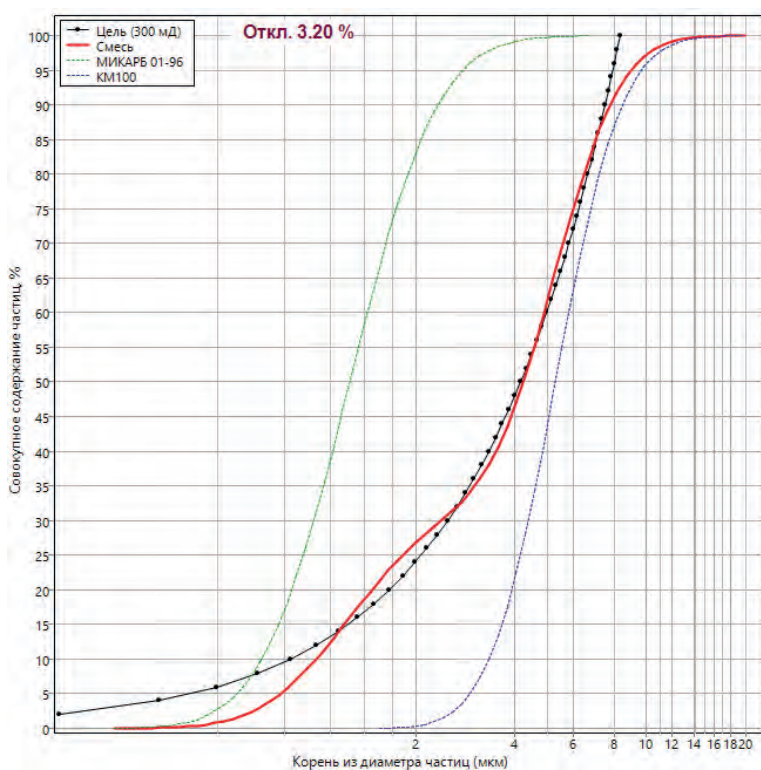


Рис. 4. Расчет по теории Кауффера

диаметр пор. Предполагается, что пласт представляет собой упаковку шаров одинакового размера. Ниже представлен отчет по выбору концентрации кольтантов по схеме Абрамса:

Табл. 4. Исходные данные для расчета по теории Абрамса

Проницаемость	мД	300.00
Пористость	д.ед.	0.23
Потребность мрамора	т	0.14

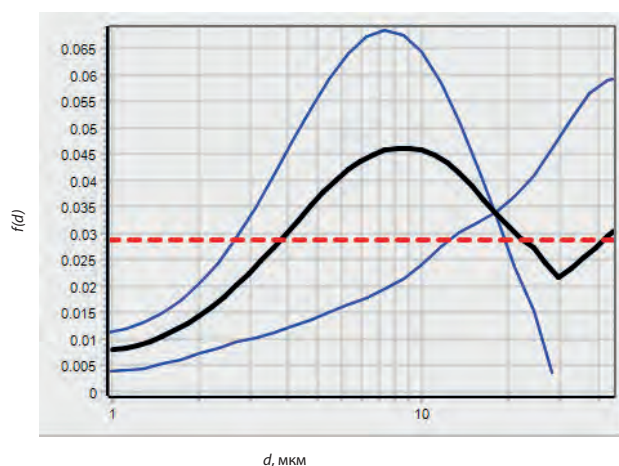
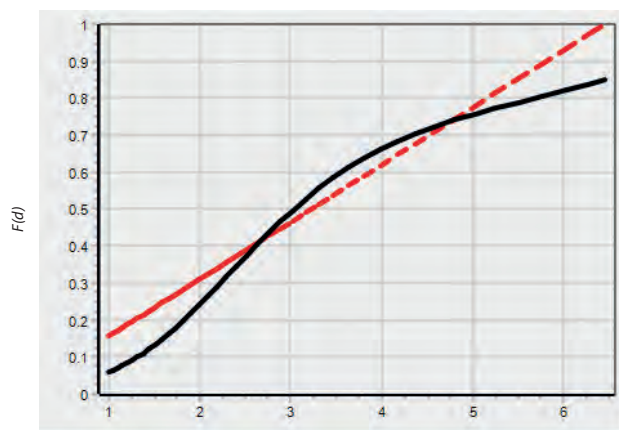


Рис. 5. Расчет по теории Абрамса  
Обозначение кривых: — модель; - - - расчет.

Результат расчета:  
Коэффициент множественной регрессии:  $R^2 = 0.921$   
Среднеквадратичное отклонение:  $\sigma = 1.225$   
Количество вводимого кольтанта: 0.14 т

Табл. 5. Отчет по выбору кольтантов, исходя из теории Абрамса

Марка мрамора	Мода, мкм	Доля, д.е.	Масса, т
КМ-100	52.48	0.46	0.06
МИКАРБ-96	7.59	0.54	0.08

Таким образом, исходя из расчетов по теории Абрамса, для качественной кольтации поровых каналов необходимо 46 % микроальцита КМ-100 и 54 % мраморной стружки МИКАРБ-96.

#### Расчет по теории Викерса

Необходимо задать: квантиль распределения пор пласта  $d_{10}$ ,  $d_{50}$  и  $d_{90}$ . Квантиль  $d_{50}$  также называют медианой распределения пор по размерам. При отсутствии подробного распределения пор по размерам минимальный наблюдаемый размер пор можно записать в поле  $d_{10}$ , средний размер пор можно записать в поле  $d_{50}$ , а максимальный наблюдаемый размер пор в поле  $d_{90}$ .

Критерий оптимизации смеси в данной расчетной схеме – это минимум суммы модулей отклонений  $E$ . Отклонения считаются по пяти указанным выше точкам



как разница значений функции распределения смеси и значения в модельной точке.

Ниже представлен отчет по выбору концентрации кольматантов по схеме Викерса:

Табл. 6. Исходные данные для расчета по теории Викерса

Квантиль $d_{10}$	мкм	7.00
Квантиль $d_{50}$	мкм	17.30
Квантиль $d_{90}$	мкм	70.00
Потребность мрамора	т	0.14

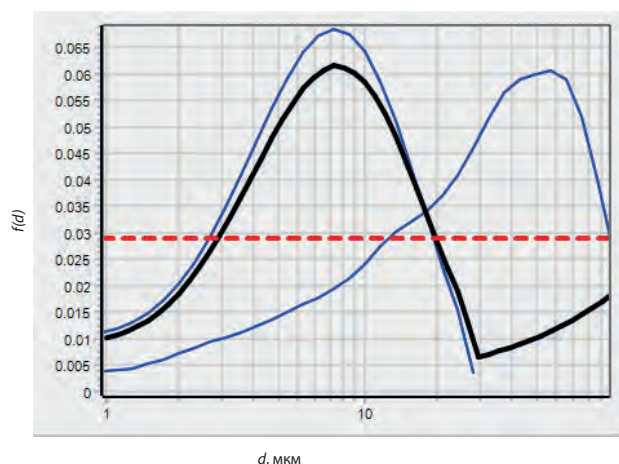
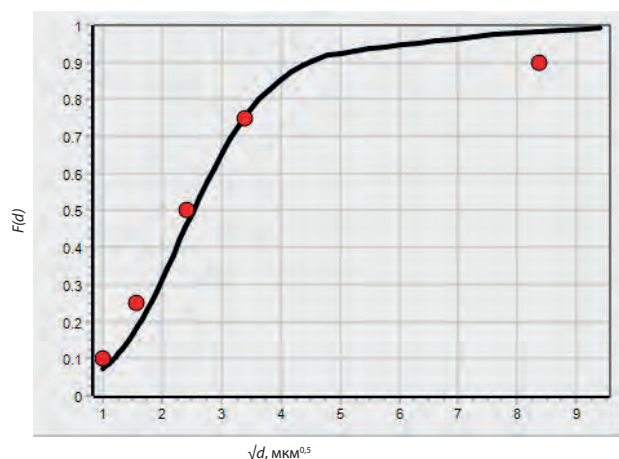


Рис. 6. Расчет по теории Викерса

Обозначение кривых: ● — модель; — — — расчет.

Результат расчета:

Сумма модулей отклонений:  $E = 0.297$

Количество вводимого кольматанта 0.14 т

Табл. 7. Отчет по выбору кольматантов, исходя из теории Викерса

Марка мрамора	Мода, мкм	Доля, д.е.	Масса, т
КМ-100	52.48	0.14	0.02
МИКРАБ-96	7.59	0.86	0.12

Таким образом, исходя из расчетов по теории Викерса, для качественной кольматации поровых каналов необходимо 86 % микроальцита КМ-100 и 14 % мраморной стружки МИКРАБ-96 в исходной смеси кольматантов.

Подводя итог, можно сделать вывод о том, что обладая различным набором данных о проницаемом пласте, можно

использовать три методики подбора концентрации кольматантов в двух программных продуктах (ПО «Бурсофтпроект» и ПО «MarCS»): Кауффера, Абрамса и Викерса. Разумеется, более правильный расчет осуществляется при более полном наборе данных о характеристике пор пласта.

### Разработка способа прокачки двухкомпонентного состава

Рассмотрим технологическую схему доставки двухкомпонентного кольматационного состава в изолируемый интервал [4]. На бурильных трубах устанавливают пакер и втулку. В скважину, заполненную раствором глушения, производят спуск бурильных труб в интервал на 30 м выше кровли поглощающего горизонта. Затем насосом цементировочного агрегата последовательно закачивают по бурильным трубам буферную жидкость, первый компонент, буферную жидкость, второй компонент до момента полного выхода первого компонента в кольцевое пространство. Производят посадку пакера.

Далее этим цементировочным агрегатом продолжают продавку второго компонента по бурильным трубам, одновременно вторым цементировочным агрегатом плавно повышают давление в кольцевом пространстве, при этом пачка с первым компонентом попадает в поток второго компонента через втулку. Продавку кольматационного состава осуществляют с помощью двух цементировочных агрегатов тремя порциями. После выхода последней порции кольматационного состава из бурильных труб параллельную продавку прекращают. Лишь после этого продавливают кольматационный состав продавочной жидкостью по бурильным трубам с учетом оставления в скважине 20 м моста из кольматационной смеси. Оставляют скважину на реагирование в течение 6 ч.

Таким образом, предлагаемый способ позволяет повысить эффективность ремонтно-изоляционных работ за счет увеличения глубины охвата, образования однородной, плотной изолирующей массы, а также за счет равномерного распределения и перемешивания закачиваемых компонентов.

Предлагаемый способ позволяет повысить эффективность ремонтно-изоляционных работ за счет увеличения глубины охвата, образования однородной, плотной изолирующей массы, а также за счет равномерного распределения и перемешивания закачиваемых компонентов.

На рис. 7 представлена технологическая схема прокачки двухкомпонентного кольматационного состава в поглощающий горизонт.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, для ликвидации поглощения бурового раствора разработан способ ликвидации поглощения бурового раствора с применением двухкомпонентного кольматационного состава, способным перекрывать поглощения малой и средней интенсивности.

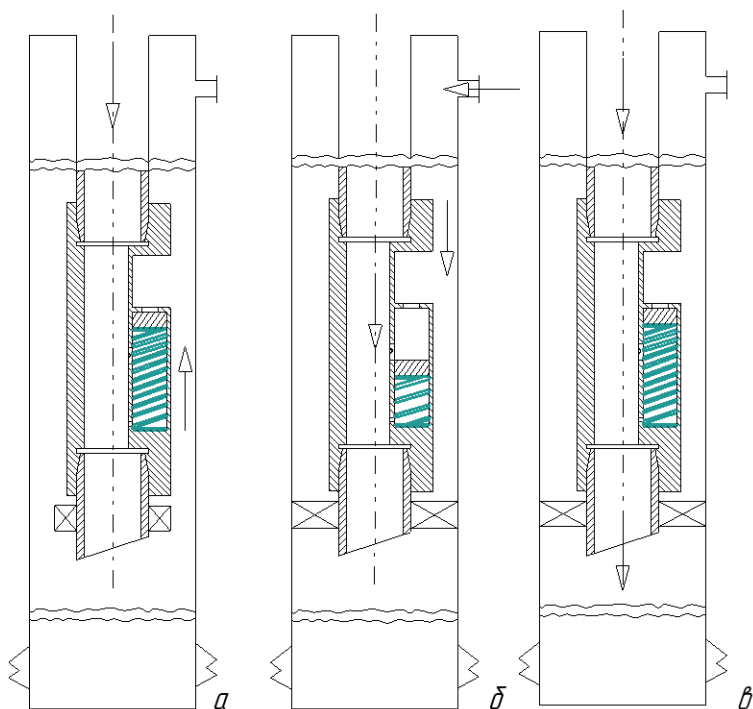


Рис. 7. Способ доставки двухкомпонентного кольтационного состава в поглощающий горизонт: а – момент полного выхода первого компонента в кольцевое пространство; б – параллельная прокачка двух компонентов с их последовательным смешиванием; в – продавка получаемого кольтационного состава в изолируемый пласт продавочной жидкостью

Для этого были рассмотрены взаимодействия различных компонентов при варьируемой концентрации, т.е. осуществлялся опытный подбор необходимых реагентов состава.

Для ликвидации поглощения бурового раствора разработан способ ликвидации поглощения бурового раствора с применением двухкомпонентного кольтационного состава, способным перекрывать поглощения малой и средней интенсивности.

После этого были проведены исследования на приборах OFITE 800 и PPA, результаты которых подтвердили технологическую эффективность кольтационного состава.

Был выполнен комплекс расчетов, необходимых для осуществления прокачки кольтационного состава в изолируемый пласт. В том числе, представлена методика расчетов кольтантов в ПО «Бурсофтпроект» и в ПО «MarCS».

Кроме того, рассмотрен вопрос о прокачке состава в зону поглощения бурового раствора. Для этого была проработана технологическая схема закачки и необходимые условия для ее выполнения.

## Литература

1. Булатов А.М., Проселков Ю.М., Рябченко В.М. Поглощение промывочной жидкости. – М: Недра, – 2009 г.
2. Живаева В.В., Нечаева О.А., Жижина С.О., Харитонов А.Д. Разработка технологических жидкостей для изоляции зон поглощений бурового раствора // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 9 (188).
3. Живаева В.В., Липатов А.В., Нечаева О.А. Разработка вязкоупругих составов для ликвидации поглощений бурового раствора // сборник материалов XXI Международной научно-практической конференции, – 2017.
4. Кадыров Р.Р., Андреев В.А., Сахапова А.К., Зиятдинов Р.З. – Патент на изобретение № 2506409 «Способ изоляции поглощающих пластов», открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина, – 2012.
5. Калаянова О.А. Временная инструкция по ликвидации поглощений при бурении глубоких скважин в Восточной Сибири и Якутии // ВостСибНИИГГиМС, – Иркутск, – 1983. – С. 3–11.
6. Нечаева О.А., Живаева В.В. Изучение параметров геля-раствора для бурения соледержащих и неустойчивых горных пород // «Бурение и нефть». 2009. № 10. – С. 33–36.
7. ОАО СибНИИИП. Проект № 83т на строительство горизонтальной скважины Краснотенинского нефтегазоконденсатного месторождения.
8. Патлай А.В., Кадыров Р.Р., Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Зиятдинов Р.З., Абуалимов Э.М. Патент на изобретение № 2566356 «Способ закачки двухкомпонентного состава в пласт», открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина, – 2014.
9. Программа для ЭВМ MarCS Engineer. Руководство пользователя. – М.: ООО НИИЦ «Недра-тест», – 2018, – 34 с.
10. Расчет кольтантов в ПК «Инженерные расчеты строительства скважин».
11. Цаплин Д.В., Нечаева О.А., Разработка кольтатирующего материала для ликвидации поглощений бурового раствора // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – С. 67–68.

## References

1. Bulatov A.M., Proselkov Yu.M., Ryabchenko V.M. Absorption of washing liquid. – Moscow: Nedra Publ., – 2009.
2. Zhivaeva V.V., Nechaeva O.A., Zhizhina S.O., Kharitonov A.D. Development of process fluids for isolation of loss zones of drilling fluid // *Oil. Gas. Innovations*. – 2014. – No. 9 (188).
3. Zhivaeva V.V., Lipatov A.V., Nechaeva O.A. Development of viscoelastic compositions for the elimination of losses of drilling fluid // *Collection of materials of the XXI International Scientific and Practical Conference*, – 2017.
4. Kadyrov R.R., Andreev V.A., Sakhapova A.K., Ziyatdinov R.Z. Patent RF for invention no.: 2506409 Method of isolation of absorbing layers, Open Joint-Stock Company Tatneft named after V. D. Shashin, – 2012.
5. Kalayanova O.A. Temporary instructions for the elimination of losses during drilling of deep wells in Eastern Siberia and Yakutia // *VostSibNIIGGiMS Publ.*, – Irkutsk, – 1983. – Pp. 3–11.
6. Nechaeva O.A., Zhivaeva V.V. Study of the parameters of the gel solution for drilling salt-containing and unstable rocks // *Drilling and Oil*. – 2009. – No. 10. – Pp. 33–36.
7. SibNIINP JSC. Project No. 83t for the construction of a horizontal well at the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field.
8. Patlai A.V., Kadyrov R.R., Zhirkeev A.S., Sakhapova A.K., Ziyatdinov R.Z., Abusalimov E.M. Patent for invention No 2566356 Method of injection of a two-component composition into the reservoir, Open Joint-Stock Company Tatneft named after V.D. Shashina, – 2014.
9. Computer program MarCS Engineer. User guide. – Moscow NIITS Nedra-test LLC Publ., – 2018, – p. 34.
10. Calculation of colmatants in the PC "Engineering calculations of well construction".
11. D.V. Tsaplin and O. A. Nechaeva. Development of a bridging material to eliminate losses in drilling fluid // *Neft. Gas. Innovations*. – 2020. – Pp. 67–68.



# ИССЛЕДОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В СМОДЕЛИРОВАННЫХ УСЛОВИЯХ РЕАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



**Ж.Ж. АБИРОВ<sup>1</sup>,**  
Master ENSG  
jandos.abirov@mail.ru



**Р.Ж. АБИРОВ<sup>2</sup>,**  
M.Sc. Reservoir Engineering  
rustabi@gmail.com

<sup>1</sup>SNF Vostok  
<sup>2</sup>КБТУ  
г. Алматы, Республика Казахстан

**Zh.Zh. ABIROV<sup>1</sup>,**  
**R.Zh. ABIROV<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>SNF Vostok  
<sup>2</sup>КБТУ

Almaty, Republic of Kazakhstan

УДК 622.276.6

*Проведено исследование долгосрочной стабильности образца полимерного раствора в смоделированных условиях реального месторождения. Целью данной работы является проверка долгосрочной стабильности выбранного полимера в условиях месторождения и подтверждение правильного выбора полимера.*

*Использовались данные с реального проекта полимерного заводнения, специальные методики и оборудование для данного исследования.*

*Получены результаты: исследуемый полимер показал долгосрочную стабильность в течение 6 месяцев в смоделированных условиях пласта.*

**Ключевые слова:** полимерное заводнение, подбор полимера, долгосрочная стабильность полимерного заводнения, термическая стабильность

## STUDY OF THE LONG-TERM STABILITY OF POLYMER FLOODING UNDER SIMULATED CONDITIONS OF A REAL FIELD

A study of the long-term stability of a polymer solution sample under simulated conditions of a real field is presented. The purpose of this work is to test the long-term stability of the selected polymer under field conditions and confirm the correct choice of polymer.

Data from a real polymer flooding project, special techniques and equipment for this study were used.

The results are obtained: the studied polymer showed long-term stability for 6 months under simulated reservoir conditions..

**Keywords:** polymer flooding, polymer selection, long term stability of polymer flooding, thermal stability

### ВВЕДЕНИЕ

Полимерное заводнение является проверенным и одним из самых широко применяемых методом химического повышения нефтеотдачи. Данный метод может применяться как третичный метод на поздней стадии разработки, так и как вторичный метод на новых месторождениях, в широких диапазонах применения в пластах как с вязкими, так и с низковязкими нефтями. Принцип полимерного заводнения – достаточно простой: он основан на закачке в пласт воды с относительно небольшим давлением полимера.

Так как при полимерном заводнении растворы проникают вглубь пласта и сталкиваются с температурой пласта, необходимо выбрать подходящий полимер, который не разлагается (в пласте) и, следовательно,

не снижает эффективность. Необходимо сохранить нужную целевую вязкость, которая является основным параметром полимерного раствора, избежав высоких потерь (вязкости). В связи с этим, должна ставиться задача подбора правильного полимера с нужным составом для того, чтобы эффективность сохранялась в течение длительного времени.

Данное исследование основано на проекте полимерного заводнения на реальном месторождении. Полимер был подобран на основе анализа воды и физико-химических свойств месторождения и пласта. Для проверки долгосрочной эффективности и стойкости было решено провести длительное испытание с использованием раствора, приготовленного на основе полевого рассола, и сохранить его в течение длительного времени в пластовой

температуре реального месторождения. Испытания длились 6 месяцев.

Термостабильные полимеры, такие как поли-АТБС АТБС – (Акриламид третичная бутилсульфоновая кислота) и акриламид – сополимеры АТБС, наиболее перспективны в зависимости от содержания АТБС, эти полимеры могут демонстрировать впечатляющую термическую стабильность и низкую удерживаемость в породе-коллекторе [1, 2].

Основными проблемами остаются долговременная стабильность полимерных растворов во время их пребывания в пласте. Тестирование полимерных растворов на термическую стабильность может также иметь проблемы при тестировании и некоторые неточности.

Опыт аналогичных работ показывает, что использование специальной методики и оборудования может значительно улучшить тестирование вязкости полимерного раствора [3].

Основными проблемами остаются долговременная стабильность полимерных растворов во время их пребывания в пласте. Тестирование полимерных растворов на термическую стабильность может также иметь проблемы при тестировании и некоторые неточности.

## 1. СТРУКТУРА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 1.1. Основные характеристики моделируемого месторождения

Основные характеристики моделируемого коллектора:

- Температура пласта: 81 °С.
- Проницаемость, средняя: 400 миллидарси.
- Пористость, средняя: 0,16 ед.

Основные параметры для подбора наиболее подходящего типа полимера:

- Температура пласта.
- Проницаемость.
- Минерализация воды, используемой для приготовления и закачки полимера.

Температура важна для выбора полимерной химии, она должна оставаться стабильной во время распространения в пласте. Проницаемость необходима для точной настройки молекулярной массы, чтобы обеспечить хорошую приемистость и проход сквозь поры. И не менее важное: состав воды необходим для скрининга различных химических составов и степени гидролиза для того, чтобы позволить распускать полимерные цепи в воде, максимизируя вязкость.

### 1.2. Приготовление модельной воды

Изначально была проанализирована вода с месторождения, которая планировалась использоваться для противления полимерного раствора. Был получен покомпонентный состав от оператора месторождения. Далее, в лаборатории на основе состава воды с месторождения была синтезирована вода для дальнейших исследований с составом и компонентами (табл. 1).

Табл. 1. Моделированный рассол

	на 1 000 г
NaCl.	61,426 г
CaCl <sub>2</sub> ·2H <sub>2</sub> O	21,318 г
MgCl <sub>2</sub> ·6H <sub>2</sub> O	2,033 г
NaHCO <sub>3</sub>	0,277 г
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	0,819 г
TDS Ca + Mg	6,040 г
Карбонат общ. раст. частиц	0,2 г
Всего общ. раст. частиц	79,570 г

### 1.3. Подбор и описание полимера

Наиболее подходящий полимер для поля обычно подбирается по разным параметрам:

- Хорошее растворение в рассоле.
- Наиболее высокая вязкость для данной концентрации.
- Хорошая стабильность с течением времени.
- Экономика.

Обычно целевая вязкость определяется путем анализа уравнения коэффициента подвижности:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o/k_o}{\mu_w/k_w}$$

где  $\lambda$ ,  $\mu$  и  $k$  – подвижность, вязкость и эффективная проницаемость соответственно, а нижние индексы  $w$  и  $o$  относятся к воде и нефти.

Заводнение с полимерным усилением можно разделить на две классификации. Во-первых, когда коэффициент подвижности во время заводнения неблагоприятен, непрерывная закачка может повысить эффективность микроскопического распространения в резервуаре. Во-вторых, даже при благоприятном коэффициенте подвижности (при  $M < 1$ ), если пласт неоднороден, может быть реализовано полимерно-дополненное заводнение для снижения подвижности воды в высокопроницаемых слоях с целью извлечения нефти из низкопроницаемых пластов.

Термостабильные полимеры, такие как поли-АТБС АТБС – (Акриламид третичная бутилсульфоновая кислота) и акриламид – сополимеры АТБС, наиболее перспективны в зависимости от содержания АТБС, эти полимеры могут демонстрировать впечатляющую термическую стабильность и низкую удерживаемость в породе-коллекторе.

Так как данное месторождение имеет достаточно высокую минерализацию (порядка 70 грамм на литр) и достаточно высокую температуру пласта (80 °С), то был нужен полимер, который должен показывать хорошую вязкость при данных условиях месторождения и, что немаловажно, сохранять свою эффективность во время распространения в пласте.





На основе скрининга и исследования по подбору полимера был выбран полимер марки Флораам FP5115VHM. Данный полимер оказался наиболее оптимальным по своим характеристикам, эффективности и экономичности. Он показывал в результате тестов оптимальные значения вязкости, был совместим с характеристиками пласта и составом воды, не было отмечено образования каких-либо нерастворимых частиц, и во время приготовления растворов с различными концентрациями полимер показал оптимальные характеристики по вязкости.

Флораам FP5115VHM является полимером семейства терполимера акриламида, акриловой кислоты и ATBS. Именно данный состав позволяет показывать хорошую эффективность в конкретных условиях пласта, а также долгосрочную стабильность, проверка которой являлась целью данного исследования (рис. 1).

Для исследования была выбрана концентрация 2000 ppm (частей на миллион).

Флораам FP5 1 15VHM является полимером семейства терполимера акриламида, акриловой кислоты и ATBS. Именно данный состав позволяет показывать хорошую эффективность в конкретных условиях пласта, а также долгосрочную стабильность, проверка которой являлась целью данного исследования.

## 2. Эксперимент

Целью данного исследования является оценка стабильности выбранного полимера в течение длительного времени в пластовых условиях (рассол и температура). Растворы полимеров выдерживают в печи при заданной концентрации или вязкости. Растворы полимеров готовятся в синтетической воде в анаэробных условиях с использованием перчаточного ящика, и переносятся и выдерживаются в пассивированных ампулах-ячейках из нержавеющей стали или стекла, помещенных в печь. Через равные промежутки времени контейнеры вынимают из печи и переносят в перчаточный ящик, где измеряют вязкость раствора с помощью вискозиметра Brookfield LVT. Измерение вязкости выполняется в анаэробной атмосфере, чтобы кислород не попал в контейнеры ни при открытии, ни во время измерения.

При исследовании долгосрочной стабильности использовалось следующее оборудование:

- Перчаточный ящик. Содержание кислорода в атмосфере перчаточного ящика имеет решающее значение.
- Вискозиметр Brookfield.
- Печи. Одна печь для одной температуры.
- Ампулы-ячейки из нержавеющей стали.

### 2.1. Исследования в перчаточном ящике

Принцип перчаточного ящика, который представляет собой герметичный ящик с перчатками, и из него азотом вытеснен весь кислород, заключается в том, что все работы происходят без контакта с кислородом. Внутри ящика размещается по необходимости нужное оборудование. Совершенствование протокола испытаний может дать более точные данные для испытаний

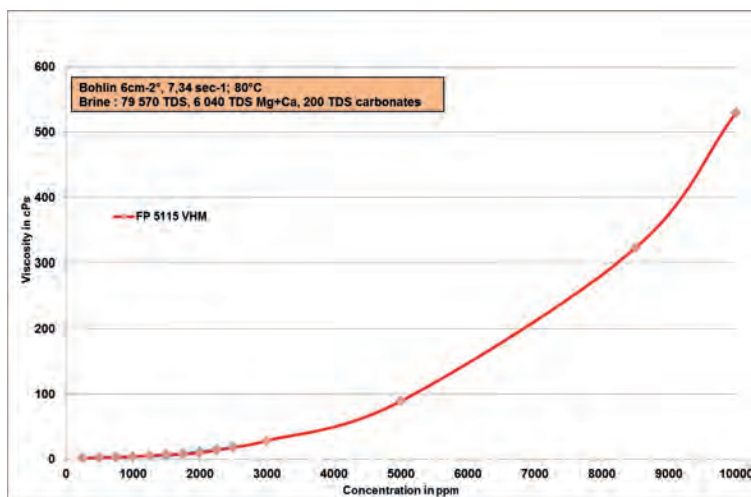


Рис. 1. Зависимость вязкости от концентрации полимера FP 5115 VHM на высокоминерализованной воде месторождения (79 гр/л)



Рис. 2. Перчаточный ящик GP concept T-4 от Jacomex

полимерных растворов. Тестирование Antignard and al. показало, что перчаточный ящик и специальные ампулы дают хорошие результаты для старения при температуре резервуара и дают подходящие концентрации кислорода.

Был использован перчаточный ящик Jacomex GP concept T-4, оснащенный медным катализатором для удаления любых следов кислорода (рис. 2). Метод был описан в работах (3). Измерения кислорода проводились с помощью трансмиттера Oxy IQ для O<sub>2</sub>, присутствующего в атмосфере перчаточного ящика, в то время как концентрация O<sub>2</sub> в растворе измерялась с помощью Presens Fibox4 Trace, оснащенного зондом PST6. Чувствительность зонда составляет 0,1 ppb (частей на миллиард) в жидкой фазе.

Использование перчаточного ящика имеет решающее значение, поскольку он позволяет достичь очень низких концентраций O<sub>2</sub> в атмосфере ящика.

### 2.2. Измерения вязкости

Измерения вязкости проводились с помощью вискозиметра Brookfield LVT,™ оснащенного UL адаптером при 6 об./мин. (7,34 с-1) при температуре 25 °C (рис. 3)

Полимерные растворы готовили в рассоле синтетического пласта и хранили в герметичных ампулах-ячейках при температуре 80 °C в печи.

Измерения для проверки на предмет деградации полимера проводились на регулярной основе в анаэробном перчаточном ящике при комнатной температуре.



Рис. 3. Вискозиметр Brookfield LVT™ (слева), адаптер UL (справа)

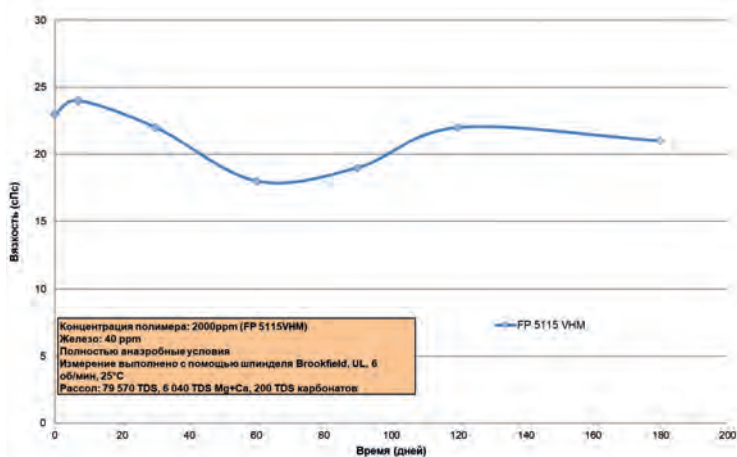


Рис. 4. Термическая стабильность FP5115VHM при 80 °C через 6 месяцев – без кислорода и 40 ppb железа

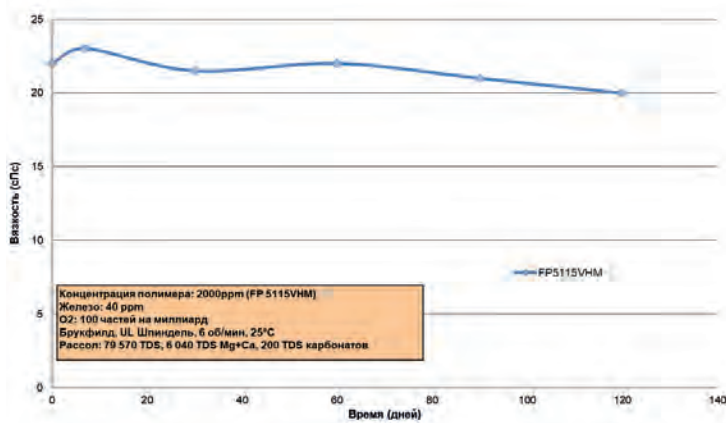


Рис. 5. Термическая стабильность FP5115VHM при 80 °C в присутствии 100 ppb кислорода и 40 ppb железа

### 2.3. Результаты исследования долгосрочной стабильности

Долгосрочная стабильность проверялась в течении 180 дней (6 месяцев), при хранении растворов полимеров приготовленных на синтезированной воде месторождения в печи с температурой 80 °C с двумя группами образцов. В первом случае проверялась долгосрочная стабильность с отсутствием кислорода при 40 ppb железа. Во втором случае, чуть позже было решено добавить кислород содержанием 100 ppb, содержание железа также составляло 40 ppb.

В первом случае, в отсутствии кислорода, в течение 180 дней при хранении ампул при 80 °C в печи вязкость изменялась с 23–24 сП (Сантипуаз) до 18 сП в течение первых 70 дней, но затем увеличивалась до 23 сП и становилась стабильной через 100–180 дней. Это означает, что раствор полимера был стабилен в течение всех 6 месяцев, потери вязкости – небольшие, вязкость упала с 23 до 21 сП через 180 дней при температуре 80 °C. Результаты можно увидеть на рис. 4.

Во втором случае, проверялась долгосрочная стабильность полимерного раствора с содержанием кислорода 100 ppb, содержание железа составило также 40 ppb, в течении 120 дней при хранении ампул при 80 °C в печи.

Как видно на рис. 5, полимер не разложился в течение 4 месяцев, вязкость плавно снижалась с 22–23 сП до 20 сП. В целом полимерный раствор сохранил основную часть вязкости.

### ВЫВОДЫ

Полимер Флораам FP 5115 VHM выдерживает температуру пласта в 80 °C и рассола месторождения. В долгосрочной перспективе полимер FP 5115 VHM стабилен в условиях месторождения после 6 месяцев в отсутствии кислорода. Даже при присутствии кислорода в количестве 100 ppb, полимерный раствор остался стабильным в течение 4 месяцев при температуре 80 °C. Данные сроки были ограничены только временными рамками исследования.

### Литература

1. R.S. Seright and D. Wang, Polymer flooding: Current status and future directions, Petroleum Science, <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.02.002>.
2. Seright, R.S., Brattekas, B., 2021. Water shutoff and conformance improvement: an introduction. Petrol. Sci. 18 (1), 450e478. <https://doi.org/10.1007/s12182-021>.
3. S. Antignard, B. Giovannetti, T. Divers, G. Dupuis, N. Gaillard, C. Favero, Thermal Stability Evaluation of EOR Polymer: Best Practices & Guidelines, IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery 8-11. – April 2019. – Pau, France.

### References

1. R.S. Seright and D. Wang, Polymer flooding: Current status and future directions, Petroleum Science, available at: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.02.002>.
2. Seright, R.S., Brattekas, B., 2021. Water shutoff and conformance improvement: an introduction. Petrol. Sci. 18 (1), 450e478. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12182-021>.
3. S. Antignard, B. Giovannetti, T. Divers, G. Dupuis, N. Gaillard, C. Favero, Thermal Stability Evaluation of EOR Polymer: Best Practices & Guidelines, IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery 8-11. – April 2019. – Pau, France. ■



# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РУП «ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛОРУСНЕФТЬ»



**А.И. ГАВРИЛЕНКО,**  
к.т.н., ведущий научный сотрудник лаборатории интенсификации добычи нефти отдела техники и технологии воздействия на пласт



**А.Н. КОБЕЦ,**  
начальник отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса



**С.В. ПРОХОРЕНКО,**  
инженер 1 категории отдела капитального ремонта скважин управления скважинных технологий и сервиса

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»  
г. Гомель, 246003, Республика Беларусь

**A.I. GAVRILENKO,  
A.N. KOBETS,  
S.V. PROKHORENKO**

Production Association Belarusneft RUE  
Gomel, 246003, Republic of Belarus

УДК 622.276

**Подавляющая часть запасов нефти (90 %) месторождений Республики Беларусь (РБ) приурочена к залежам, представленным карбонатными коллекторами, отличающимися как минералогическим составом, так и структурой порового пространства.**

**Большинство месторождений Припятского прогиба промышленной группы находятся на заключительных стадиях разработки, характеризующихся высокой степенью выработки запасов и обводненности. При этом на текущий момент, более 64 % остаточных извлекаемых запасов РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» относится к трудноизвлекаемым (сосредоточены в залежах с низкопроницаемыми коллекторами и вязкими нефтями, приурочены к высокообводненным зонам залежей с активными запасами с обводненностью добываемой продукции более 80 %).**

**Карбонатные нефтяные коллекторы Беларуси характеризуются наличием участков продуктивных горизонтов, весьма неоднородных по своим фильтрационным свойствам, в которых имеются как высокопроницаемые, так и низкопроницаемые прослои. В этих условиях обычные кислотные обработки, как правило, являются неэффективными, поскольку кислотный состав при закачке поступает преимущественно в высокопроницаемые интервалы, делая пласт еще более неоднородным. В связи с этим при обработках данных коллекторов нашли широкое применение направленные кислотные обработки (НКО), суть которых состоит в поочередной порционной закачке в пласт временно-блокирующего состава (нефтекислотной эмульсии (НКЭ), селективного водоизолирующего состава, гелированного кислотного состава и др.) и водного раствора кислот [1].**

**Ключевые слова:** интенсификация притока, направленная кислотная обработка, нефтекислотная эмульсия, поверхностно-активное вещество, самоотклоняющийся кислотный состав, смеситель гидродинамический кавитационный

## IMPROVEMENT OF THE TECHNOLOGY OF DIRECTED ACID INFLUENCE ON THE FORMATION AND EVALUATION OF THE APPLICATION ON THE EXAMPLE OF FIELDS OF PRODUCTION ASSOCIATION BELORUSNEFT RUE

The vast majority of oil reserves (90%) of the RB deposits are confined to deposits represented by carbonate reservoirs, which differ both in mineralogical composition and in the structure of the pore space.

Most of the deposits of the Pripyat trough of the industrial group are at the final stages of development, characterized by a high degree of depletion of reserves and water cut. At the same time, at the moment, more than 64% of the remaining recoverable reserves of RUE «Production Association «Belorusneft» are hard-to-recover (concentrated in deposits with low-permeability reservoirs and viscous oils, confined to highly watered areas of deposits with active reserves with a water cut of the produced products of more than 80%).

Carbonate oil reservoirs of Belarus are characterized by the presence of areas of productive horizons, which are very heterogeneous in their filtration properties, in which there are both high-permeability and low-permeability interlayers. Under these conditions, conventional acid treatments are generally ineffective, since the acid composition during injection enters predominantly high-permeability intervals, making the reservoir even more heterogeneous. In this regard, when treating these reservoirs, directional acid treatments (NATs) are widely used, the essence of which is the sequential batch injection of a temporary blocking composition into the formation (petroleum acid emulsion (NKE), selective water insulating composition, gelled acid composition, etc.) and aqueous solution of acids [1].

*Keywords: stimulation, directional acid treatment, oil-acid emulsion, surfactant, self-diverting acid composition, hydrodynamic cavitation mixer*

### ТЕХНОЛОГИИ НКО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НКЭ

Наиболее быстрыми темпами НКЭ начали внедряться в технологии нефтедобычи в 80-90-е годы прошлого века. Вначале НКЭ были преимущественно двухкомпонентными (нефть, водный раствор кислоты) и при их приготовлении не применялись поверхностно-активные вещества (ПАВ) – эмульгаторы. Устойчивость НКЭ достигалась за счет присутствующих в нефти природных стабилизаторов – асфальтено-смолистых веществ (АСВ) и ароматических соединений [2].

Позднее, для применения в сложных геологических условиях (значительные глубина скважин и толщина продуктивного пласта, высокие забойные температуры) потребовались НКЭ, обладающие высокими термостойкостью, агрегативной устойчивостью и, в то же время, способностью разлагаться в пластовых условиях через заданное время (порядка 24 часов). Чтобы обеспечить эти требования, в НКЭ стали вводить стабилизаторы, как правило, маслорастворимые ПАВ – ЭКОМ, Нефтехим, СНПХ-6016, СМАД-1, Эмультал, ИКБ-2, ИКБ-4Н, ЭС-2, Сонкор-9601, Сонкор-9701 и др., а также катионоактивные ПАВ на основе четвертичных аммониевых оснований [2, 3, 4–6].

С начала 90-х годов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» в технологиях НКО в качестве временно-блокирующего состава применялись НКЭ, представляющие собой высокодисперсные системы, дисперсионной средой которых является нефть, а дисперсной фазой – водный раствор кислоты. НКЭ, обладая довольно высокой вязкостью и поэтому низкой фильтруемостью в пласт, проникают преимущественно в наиболее трещиноватые интервалы и временно блокируют их. Это приводит к перераспределению фильтрационных потоков кислотных растворов и способствует их направленному воздействию на низкопроницаемые разности коллектора. НКЭ, после выполнения блокирующей функции, постепенно разлагаются в пласте и высвобождают кислотный компонент, который вступает в химическую реакцию с породой в зонах, удаленных от забоя. В итоге такой НКО увеличивается охват пласта воздействием по толщине [1, 2, 7].

С середины 90-х годов в БелНИПИнефть разрабатывались рецептуры и проводились исследования

устойчивости НКЭ для НКО. Их изготавливали смешением (с помощью пропеллерной мешалки) равных объемов 12 %-го водного раствора соляной кислоты и нефти. В качестве эмульгатора углеводородной основы применяли различные ПАВ: Неонол Аф9-6, Нефтенол ГФ, Нефтенол НЗ. В промышленных условиях приготовление эмульсионных составов выполнялось с использованием обычного тройника, гидравлического и гидродинамического вихревого смесителей. Успешность работ по технологиям НКО в период 1990–2010 гг. составляла 70–80 %, средний прирост дебита нефти – 3 т/сут. и дополнительная добыча нефти на 1 выполненную обработку – 800 т [8].

Основными недостатками НКЭ, приготавливаемых с использованием вышеуказанных эмульгаторов, являлись:

- технологические (невозможность выполнения дополнительного перемешивания НКЭ во всем объеме в промысловых условиях);

- физико-химические (длительный период разложения эмульсии в пластовых условиях – от 2-х до 6 суток).

В 2012–2013 гг. в лаборатории химического обеспечения интенсификации нефтедобычи БелНИПИнефть были проведены лабораторные исследования образца гидрофобизатора АБР (разработчик – ЗАО «Химеко-ГАНГ») [9]. По сведениям разработчика, этот продукт являлся высокоэффективным эмульгатором при получении обратных водо-нефтяных эмульсий. С учетом этого была поставлена цель – исследовать возможность применения гидрофобизатора АБР в качестве эмульгатора в составе НКЭ, предназначенных для интенсифицирующих обработок, а также сравнить его с используемым в настоящее время эмульгатором Нефтенол НЗ. Согласно заключению, замена в НКЭ типового эмульгатора Нефтенол НЗ на гидрофобизатор АБР позволила получить более структурно-однородные и высокодисперсные эмульсии, гарантировать их длительную фазовую стабильность при устьевой температуре и пролонгировать при пластовой, снизить скорость взаимодействия кислоты с карбонатной породой. Также использование в качестве эмульгатора реагента, обладающего гидрофобизирующими свойствами, позволит применять эмульсионный состав на объектах, добывающих обводненную продукцию.

Для НКЭ, используемых в технологиях НКО, большее значение имеет так называемое «время жизни»,



в течение которого эмульсионная система остается стабильной. «Время жизни» оценивается периодом времени от момента приготовления эмульсий до начала их разделения на углеводородную и водно-кислотную фазы. Это время должно быть таким, чтобы обеспечить закачку неразложившейся эмульсии в продуктивный пласт в расчетном объеме. Кроме того, функции НКЭ, как блокирующего агента при НКО, накладывают определенные ограничения на вязкость эмульсии, которая должна быть достаточно высокой [2]. Фактически динамическая вязкость НКЭ должна быть порядка нескольких десятков мПа·с в термобарических пластовых условиях, а ее «время жизни» в тех же условиях – от 3 до 24 ч, по истечении которого эмульсия должна разлагаться [10]. Вышеуказанные характеристики эмульсионных составов зависят как от свойств их компонентов, так и от способа приготовления в промышленных условиях.

С 2015 г. для приготовления НКЭ на скважинах стал применяться разработанный в БелНИПИнефть гидродинамический кавитационный смеситель (рис. 1).

На этапе опытно-промышленных испытаний (ОПИ) смесителя при проведении работ отбирались пробы приготовленных эмульсионных составов и производились их лабораторные исследования в сравнении с составами, приготовленными в лабораторных условиях.

На оптико-микроскопических изображениях (рис. 2) видно, что лабораторная проба (№ 3 – приготовленная в лабораторных условиях) в данном соотношении фаз получалась неравномерной с большим количеством крупных капель до 40 мкм. Промысловые пробы НКЭ (№ 1, 2 – приготовленные через смеситель кавитационный на скважине), характеризуются равномерным соотношением и распределением фаз. Отличие лабораторной пробы от промышленных связано, скорее всего, с более качественным перемешиванием водной и углеводородной фаз кавитационным смесителем по сравнению с лабораторной лопастной мешалкой. Данный факт также подтверждается проведением динамических исследований стабильности НКЭ (табл. 1) и измерением электростабильности (табл. 2).

Табл. 1. Характеристики промышленных и лабораторной проб НКЭ

№ п/п	Состав эмульсий, %	Внешний вид, структурные особенности	Концентрация
1	Нефть Кислота Нефтенол АБР	Равномерная с размерами частиц дисперсной фазы до 30 мкм	При комнатной температуре в течение 24 ч НКЭ стабильна. При 35 °С в контакте с породой из НКЭ выделилось 61 % нефтяной фазы через 50 ч
2	Нефть Кислота Нефтенол АБР	Равномерная с размерами частиц дисперсной фазы до 10 мкм	При комнатной температуре в течение 24 ч НКЭ стабильна. При 35 °С в контакте с породой из НКЭ выделилось 62 % нефтяной фазы через 50 ч
3	Нефть – 59 Кислота – 40 Нефтенол АБР – 1	Неравномерная с размерами частиц дисперсной фазы до 30 мкм	При комнатной температуре в течение 24 ч НКЭ стабильна. При 35 °С в контакте с породой НКЭ разложилась полностью (60 % нефтяной фазы) через 24 ч

При проведении ОПИ смесителя гидродинамического кавитационного для приготовления НКЭ в процессе закачки отмечался рост устьевого давления при достижении и фильтрации эмульсионного состава в пласт. Успешность проведения ОПИ составила 100 %.

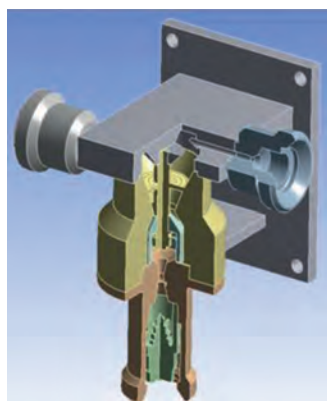


Рис. 1. Смеситель гидродинамический кавитационный

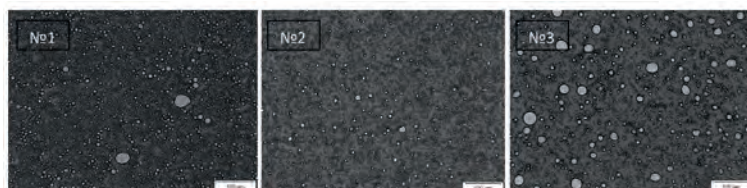


Рис. 2. Оптико-микроскопическое изображение проб НКЭ, отобранных при проведении НКО на скважине

Табл. 2. Изменение свойств проб НКЭ во времени

Время измерения	Проба	Условная вязкость, с (φ сопла = 4 мм)	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Электростабильность, В
Сразу после приготовления	1	39	0,913	144
	2	29	0,923	164
	3 (Лаб.)	25	0,966	62
Через 24 ч	1	20	0,925	106
	2	20	0,927	115
	3 (Лаб.)	20	0,966	57

Гидрофобизатор АБР, являясь высокоэффективным эмульгатором, также обладает гидрофобизирующими свойствами, что позволяет применять эмульсионный состав на объектах, добывающих обводненную продукцию. Анализ данных по эксплуатации скважин после проведения НКО с использованием растворов эмульгатора-гидрофобизатора АБР показывает, что по большинству скважин при интенсифицирующем воздействии удалось сохранить, а по некоторым объектам снизить, – прогрессирующую обводненность (рис. 3).

Всего в период 2015–2018 гг. с целью интенсификации притока по технологии НКО с применением смесителя гидродинамического кавитационного для приготовления НКЭ было выполнено 9 операций. Успешность работ составила 100 %, дополнительная добыча нефти на 1 выполненную обработку – 1970 т, средний прирост дебита нефти на одну скважину-операцию – 3,3 т/сут. Анализ эффективности работ по технологии НКО с использованием в качестве временно-блокирующего состава НКЭ в период 2011–2018 гг. показывает, что применение более эффективного углеводородного эмульгатора (гидрофобизатор АБР), а также смесителя кавитационного для приготовления НКЭ в промышленных условиях позволило повысить успешность работ и, с учетом ухудшения структуры запасов, обеспечить поддержание показателей эффективности (рис. 5).

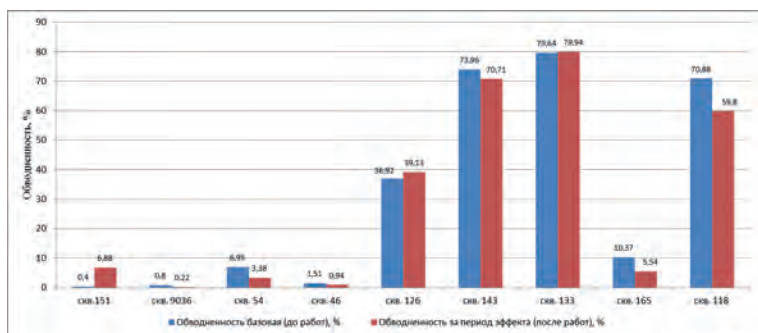


Рис. 3. Данные по обводненности скважин до и после проведенных работ по технологии НКО с НКЗ на основе гидрофобизатора АБР, приготовленных с использованием смесителя кавитационного

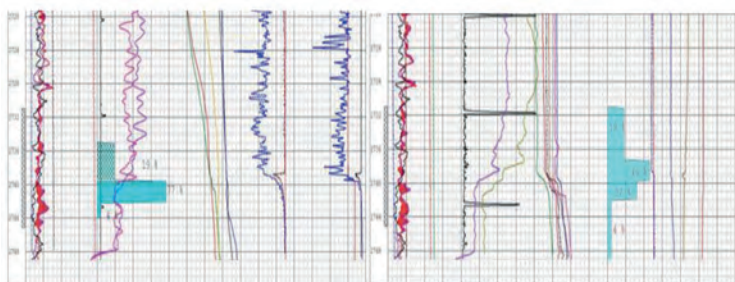


Рис. 4. ПГИ по определению работающих интервалов до и после работ по интенсификации на скважине 137 Мармовичского месторождения

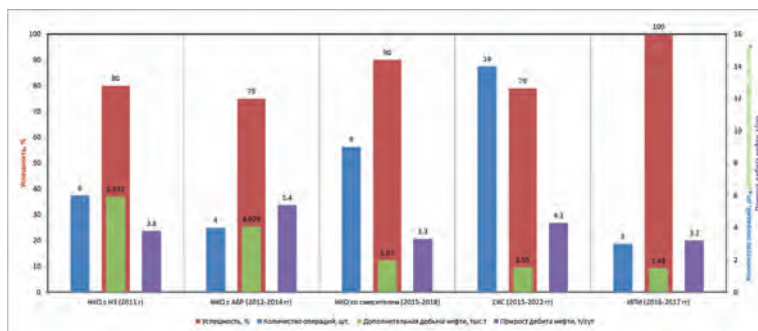


Рис. 5. Показатели эффективности интенсифицирующих технологий НКО в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»

## ТЕХНОЛОГИИ НКО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СКС

Распространенным способом достижения эффекта отклонения кислотного состав (КС) является применение методов гидродинамического отклонения, заключающихся в использовании загущенных кислот или в последовательной закачке порций обычной кислоты и вязкой жидкости-отклонителя. Однако, данные методы имеют определенные недостатки, связанные с тем, что на стадии освоения скважины присутствие в призабойной зоне пласта вязкого отклонителя может препятствовать притоку флюида из-за его неполного разрушения и недостаточной потери своей вязкости.

Перспективным альтернативным методом отклонения является использование материалов, способных к изменению своих свойств (в первую очередь, вязкости) непосредственно в процессе кислотной обработки и обеспечивающих определенную управляемость кислотного воздействия на пласт.

В этой связи эффективным отклонителем КС может являться применение вязкоупругих ПАВ. Вязкоупругие растворы ПАВ, как и полимеры, используются в качестве загустителей. Например, они применяются в технологиях

повышения нефтеотдачи пластов, входят в состав жидкостей для гидроразрыва пласта. Особенно перспективным направлением применения видится их использование для приготовления самоотклоняющихся кислотных составов.

Примером подобного метода является технология кислотных обработок с применением самоотклоняющихся кислотных систем (СКС), содержащих специфические ПАВ. В основе действия СКС лежит способность данных ПАВ преобразовывать несущую их кислоту в вязкоупругий гель в ходе реакции кислоты с карбонатной породой. Образовавшийся гель создает эффективное локальное отклонение новых порций кислотного состава к ранее необработанным участкам пласта.

Принцип действия данной технологии основан на применении амфотерных ПАВ, изменяющих вязкость КС в зависимости от степени снижения концентрации кислоты во время ее взаимодействия с карбонатным коллектором или увеличения вязкости при контакте с пластовой водой в водонасыщенной части коллектора, т.е. технология позволяет отклонять последующие порции композиции в менее проницаемые участки. Таким образом, достигается более равномерная обработка по объему с созданием сети каналов-червоточин.

Применение СКС обеспечивает равномерную интенсификацию всего продуктивного интервала нефтяного пласта в процессе обработки и низкую степень загрязнения пласта. По сравнению с обычной кислотной стимуляцией с вязким отклонителем, кислотная обработка (КО) с применением СКС требует меньшего числа стадий и меньшего общего объема закачки, так как СКС обеспечивает одновременно кислотную стимуляцию и отклонение. СКС может быть использована как в качестве самостоятельной технологической жидкости, так и в сочетании с другими реагентами.

Реагент для СКС представляет собой смесевую композицию на основе ПАВ в растворителе и предназначен для применения в нефтедобывающей промышленности в технологических процессах повышения нефтеотдачи пластов при КО призабойной зоны с целью интенсификации добычи нефти при осуществлении технологии НКО.

С целью определения возможности применения вязкоупругих ПАВ на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» были проведены лабораторные исследования совместимости реагентов с пластовой водой ( $\rho=1,15 \text{ г/см}^3$ ); смоделированы растворы с постепенным снижением концентрации кислоты и увеличением ионов  $\text{Ca}^{2+}$  в кислотном составе при взаимодействии с карбонатной породой и изучены реологические характеристики полученных моделей растворов; исследованы изменения динамической вязкости при увеличении температуры.

На основании серии лабораторных исследований в качестве СКС для дальнейшего испытания в промысловых условиях был рекомендован состав на основе 12–15 % HCl и 5 % реагента ПАВ «Катол-40» (производство компании ООО «МКО», поставщик ГК «МИРРИКО», г. Казань).

Исходя из полученных результатов исследований, реологических свойств состава, кинетики растворения породы, а также достигаемых технико-экономических преимуществ, критериями применения КО с ПАВ «Катол-40» могут являться:

- карбонатные коллекторы с проницаемостью свыше 5 мД;



- температура пласта – до 80 °С;
- обводненность добываемой продукции – до 70 %;
- расчлененный и послойно-неоднородный коллектор, с возможным наличием неработающих зон и пропластков.

Разработанная технологическая схема воздействия предполагала порционную последовательную закачку в пласт расчетного объема СКС и 15 % НСІ с ПАВ, приготовленной по классической рецептуре.

Первым объектом для проведения ОПИ с применением СКС была скважина 137 Мармовичского месторождения, как объект для интенсификации притока, с целью увеличения ее продуктивных характеристик и получения прироста дебита нефти 3 т/сут., при базовом дебите 8,5 т/сут. и обводненности около 40 %.

Согласно данным ГИС в текущем интервале проведения работ был выделен коллектор, представленный переслаиванием доломитов и известняков с различной степенью заглинизированности, при этом значение открытой пористости – 6,5–9,3 %, температура пласта – 54 °С. В таких условиях применение технологии СКС должно было решить задачу по обеспечению равномерного проникновения кислотной композиции в глубь пласта по всей его эффективной вскрытой мощности, а геолого-технологические условия соответствовали бы критериям применения реагента.

Концентрация действующего вещества (соляной кислоты) и Катол-40 принята 12 % и 5 % соответственно, на основании лабораторных экспериментов, изучения кинетических кривых растворения карбонатной породы и рекомендаций завода производителя (ГК «Миррико»). Объем обработки определен исходя из расчета 1,5 м<sup>3</sup> СКС и 1 м<sup>3</sup> соляно-кислотного раствора на один метр эффективной вскрытой мощности соответственно, как для слабо-трещиноватого пористого карбонатного пласта, без значительной кольматации ПЗП.

При проектировании КО, после каждого этапа закачки в пласт СКС, предусматривалась остановка на реагирование КС с породой в течение 20 минут ввиду того, что наибольшая вязкость СКС при лабораторных исследованиях была получена при истощении кислоты до 60–70 % (до 400 мПа·с), что не достигается при соблюдении интенсивности закачки даже на минимальном уровне 2–3 л/с. Таким образом, технологические остановки позволяли гарантировано утверждать о достижении необходимой степени истощения КС, блокировании высокопроницаемого участка загелированным кислотным раствором и отклонении последующей порции кислоты в низкопроницаемые зоны.

Для объективной оценки влияния СКС на изменение профиля притока пластового флюида в скважине, до и после работ по интенсификации, проведены промыслово-геофизические исследования по определению работающих интервалов с использованием метода компрессирования. С точки зрения получения дополнительной добычи нефти, работы следует считать неэффективными (обводненность продукции увеличилась до 98–100 % с увеличением суточного дебита по жидкости с 15–18 до 70 м<sup>3</sup>/сут., также получен рост динамических уровней с 800 до 200 метров). Однако, на основании объективных данных ПГИ, с уверенностью можно утверждать об изменении профиля притока после проведения обработки с СКС (рис. 4).

Среди причин неэффективности, наиболее вероятно, – когда поступление воды идет по заколонному

пространству из нижележащего, ранее изолированного интервала. В целом же об эффективности работы СКС на данной скважине судить не стоит, ввиду того, что скважина как объект для проведения работ по интенсификации была подобрана неверно, с недостаточной оценкой возможных рисков прорыва КС в ранее изолированную обводненную часть.

По программе ОПИ были также выполнены работы еще на двух скважинах, которые признаны успешными как по результатам проведенных ПГИ (изменение профиля притока) и ГДИ (увеличение коэффициента продуктивности), так и последующей эксплуатации скважин (получение прироста дебита и дополнительной добычи нефти).

Всего в период 2015–2022 гг. с целью интенсификации притока по технологии НКО с СКС было выполнено 14 операций. Успешность работ составила 79 %, дополнительная добыча нефти на 1 выполненную обработку – 1550 т, средний прирост дебита нефти на одну скважино-операцию – 4,3 т/сут. (рис. 5).

Анализ выполненных работ позволил сделать вывод о том, что применение СКС приводит к изменению профиля притока в текущих интервалах перфорации и может служить эффективным методом интенсификации притока на объектах, эксплуатирующих расчлененные и послойно-неоднородные пласты-коллекторы, с наличием неработающих зон и пропластков.

## ТЕХНОЛОГИЯ ИПИ

Из числящихся на балансе РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» остаточных извлекаемых запасов, более 30 % сосредоточены в залежах, эксплуатируемых с обводненностью более 80 %.

Анализ результатов применения методов интенсификации позволил установить зависимость степени увеличения доли нефти и снижения притока воды, а также количества дополнительно добытой нефти от обводненности добываемой продукции. Полученные результаты показали, что простые солянокислотные обработки целесообразно проводить при обводненности до 18–20 %, пенокислотные – при обводненности 18–38 %, нефтекислотные – при обводненности 12–60 % [11, 12].

По мере разработки большинство залежей в неоднородных порово-трещиноватых карбонатных коллекторах быстро обводняется (до 60 % и более). В этих условиях требуется применение и совершенствование таких комбинированных методов обработки ПЗП, которые одновременно позволяют ограничивать добычу воды и интенсифицировать приток нефти [11].

В сложных условиях низкопроницаемых высокообводненных коллекторов, где применение традиционных технологий может спровоцировать рост объемов добываемой воды, наибольшую эффективность показывают комплексные технологии, направленные как на снижение объемов добываемой воды, так и на увеличение продуктивности по нефти.

Одним из распространенных способов достижения эффекта в высокообводненных скважинах является применение метода поочередной закачки водоизолирующей композиции, подкрепление цементным мостом, вскрытие перфорацией нефтенасыщенного интервала и интенсифицирующее воздействие кислотной композицией. В данной технологической схеме изоляции подвержен практически весь обводненный интервал либо часть

интервала. Также широко используется способ селективного воздействия на неоднородный обводненный пласт. В этом случае в пласт закачивается водоизолирующая композиция и коагулянт (раствор хлористого кальция), смешивание которых в пласте формирует гидроэкранный экран. После запуска скважины в работу гидроэкранный экран сдерживает поступление воды в скважину, тем самым снижая обводненность продукции. В данной технологической схеме за счет отключения высокопроницаемых пропластков кратно снижается и продуктивность скважины.

Предпочтительным является способ интенсифицирующего воздействия после проведения селективной водоизоляции. Водоизолирующая композиция поступает преимущественно в высокопроницаемые обводненные каналы и, при смешении с высокоминерализованной пластовой водой, образует водоизолирующий экран. Следующая за водоизолирующей интенсифицирующая композиция поступает преимущественно в низкопроницаемые нефтенасыщенные каналы и путем кислотной стимуляции увеличивает их продуктивность. В результате, после снижения продуктивности обводненной части пласта, получают увеличение продуктивности по низкопроницаемой нефтенасыщенной части.

Технологии интенсифицирующего воздействия на обводненных залежах достаточно широко применяются в мировой практике. В качестве изолирующего состава при реализации технологий использовались Гипан, Гивпан, АКОР, ЭМКО и др. [11, 13–19]. В качестве интенсифицирующего состава использовались комплексные кислотные композиции на основе HCl и HF.

Одним из распространенных способов воздействия на обводненные пласты является обработка поверхности породы коллектора гидрофобизирующими веществами, т.е. изменение ее смачиваемости, что придает ей водоотталкивающие свойства. Таким образом, в пласте вода вытесняется нефтью из мелких пор в крупные, из которых она, в дальнейшем, при эксплуатации скважин, легко может быть удалена [20].

Также, в литературе [21] описан опыт проведения работ по применению гипано-кислотных обработок, которые были начаты в 1988 г. в скважинах Копей-Кубовского месторождения НГДУ «Октябрьскнефть». Позже аналогичные обработки проводились и на других месторождениях со сходными характеристиками карбонатных коллекторов (наличие запасов нефти в пласте в зоне действия добываемых скважин, пластовое давление не выше гидростатического давления, кавернозность, пористость и трещиноватость должны находиться в пределах, обеспечивающих давление нагнетания жидкости 6–12 МПа при интенсивности закачки 100–600 л/мин.).

Вышеописанное показало актуальность и возможность разработки и опробования составов и технологий, направленных на комплексное воздействие на обводненные пласты с целью довыработки остаточной трудноизвлекаемой нефти.

В 2016 г. в БелНИПИнефть был проведен ряд лабораторных и модельных исследований водоизолирующих реагентов, образующих в высоко промытых каналах пласта водоизолирующие материалы: ОВП-2, ВПРГ, АКОР БН-102, ПАА FP-307, РИНГО-ЭМ. Данные реагенты были выбраны из перечня химических реагентов, применяемых в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», которые были допущены к применению в геолого-физических условиях белорусских месторождений (повышенные

температуры, высокая минерализация пластовых вод и др.).

По результатам лабораторных и фильтрационных (модельных) исследований были запланированы и выполнены ОПИ технологии интенсификации с предварительной изоляцией (ИПИ) с применением составов – ОВП-2, ВПРГ и РИНГО-ЭМ. Технология предусматривала порционную закачку водоизолирующей композиции, выдержку для образования водоизолирующей композиции и последующее проведение кислотной обработки.

Согласно программе ОПИ, в период июль–ноябрь 2016 г. было выполнено 3 скважино-операции на залежи, относящейся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) с высокой обводненностью продукции (более 80 %): скважины 63s2, 248 и 231s2 Осташковичского месторождения.

Технология работ по скважинам 63s2 и 248 включала последовательную обработку пласта водоизолирующими реагентами контактного действия на основе полиакрилонитрила (ОВП-2 и Гипан) и соляной кислотой; схема работ по скважине 231s2 предусматривала воздействие на пласт эмульсионным составом на основе реагента Ринго-ЭМ, являющегося по сути гидрофобизатором, и затем также соляной кислотой. Предполагалось, что использование новой технологии ОПЗ в обводненных скважинах позволяет осуществить комплексное воздействие на призабойную зону пласта, что приводит к снижению объема добываемой воды и увеличению продуктивности по нефти. Учитывая опыт аналогичных работ на месторождениях РФ, ожидалось снижение обводненности на 10–20 % при сохранении дебита скважины по жидкости, либо сдерживание обводненности продукции на базовом уровне при увеличении дебита скважины по жидкости.

Показатели эффективности работ на скважинах по технологии ИПИ следующие: успешность работ – 100 %, дополнительная добыча нефти на 1 выполненную обработку – 1480 т, средний прирост дебита нефти на одну скважино-операцию – 3,2 т/сут. (рис. 5). По всем скважинам после проведенных работ по ИПИ было отмечено сохранение и снижение обводненности продукции при увеличении отборов скважинной жидкости, что позволило рекомендовать ее дальнейшее внедрение.

На основании полученных результатов рекомендована дальнейшая адаптация технологии с учетом геологических особенностей эксплуатируемых объектов и определены основные параметры эффективного проведения технологической операции по воздействию на высокообводненный пласт с целью интенсификации притока.

Таким образом, в результате серии лабораторных, модельных и опытно-промысловых испытаний были внедрены в производство следующие технологии направленного кислотного воздействия на неоднородные низкопроницаемые пласты месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»:

– НКО с использованием в качестве временно-изолирующего состава НКЭ (на основе раствора соляной кислоты и раствора ПАВ гидрофобизатора АБР на углеводородной основе), приготовленной через смеситель гидродинамической кавитационной конструкции БелНИПИнефть;

– НКО с использованием СКС на основе ПАВ «Катол-40»;





– НКО по технологии ИПИ с использованием водоизолирующего состава селективного действия (ОВП-2, ВПРГ, РИНГО-ЭМ).

## Литература

1. Демяненко Н.А., Пысенков В.Г., Гавриленко А.И. [и др.]. Эффективность технологий воздействия на нефтяной пласт // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 11. – 38–40.
2. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – ООО «Недра – Бизнесцентр». – 2004. – 711 с.
3. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин: справочник рабочего. – М.: Недра, – 1989, – 215 с.
4. Патент 2255215 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Способ обработки призабойной зоны пласта / А.Н. Котов, Е.А. Румянцева, Т.М. Лысенко (РФ). – № 2004103749/03; Заявл.09.02.2004; Опубл. 27.06.2005.
5. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. – М.: Недра, – 1991, – 224 с.
6. Глущенко В.Н., Поздеев О.В. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, – 1992, – 52 с.
7. Рогоза З.И., Яковлева Н.С., Вогородский В.М. Применение кислотногледородных эмульсий – один из путей восстановления продуктивности нефтяных скважин // Труды БашНИПИнефть. – 1989. – Вып. 80. – С. 21–24.
8. Гавриленко А.И. Анализ факторов, формирующих эффективность ГТМ по интенсификации притока на месторождениях ПО «Белоруснефть» / материалы научно-технической конференции молодых специалистов (26 ноября 1999 года, г. Речица). – Гомель: БелНИПИнефть. – 2000. – С. 55–70.
9. Гидрофобизатор АБР. ТУ 2483-081-17197708-03. – ЗАО «ХИМЕКО-ГАНГ».
10. Разработка и совершенствование технических средств и технологий воздействия на нефтяной пласт: Отчет о НИР/БелНИПИнефть; руководитель Н.А. Демяненко. – дог. 2000.71.2000.– № ГР 20001818; Инв. № 1538. – Гомель, – 2000, – 286 с.
11. Антипин Ю.В., Лысенков А.В., Карпов А.А., Тухтеев Р.М., Ибраев Р.А., Стенечкин Ю.Н. Интенсификация добычи нефти из высокообводненных карбонатных пластов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – 96–98 с.
12. Тухтеев Р.М. Разработка технологии гипано-кислотных обработок скважин для интенсификации притока нефти из карбонатных коллекторов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа: БашНИПИнефть, – 2000, – 23 с.
13. Фаттахов И.Г. Исследование результатов воздействия на ПЗП добывающих скважин водоизолирующими композициями на основе гипано-кислотного состава // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 6. – С. 43–45.
14. Патент РФ № 2186941, E21B 33/138, 43/32.
15. Патент РФ № 2383724, E21B 43/22 E21B 43/27 2010.
16. Патент РФ № 2270914, E21B43/27.
17. Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконт С.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путем использования материала АКОР-Б100 // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 2.
18. Патент РФ № 2456444, E21B 43/27, E21B 33/138, 2012.
19. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть.Газ.Новации. – 2015. – № 7. – С. 11–21.
20. Газизов А.Ш., Ханнанов Р.Г., Газизов А.А., Фэн Фан, Кабиров М.М. Гидрофобизация пород ПЗП как метод увеличения дебитов скважин и уменьшения обводненности добываемой жидкости // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 1. – С. 1–12.
21. Лысенков А.В., Баязитова В.Р. Результаты регрессионного анализа эффективности гипанокислотных обработок призабойных зон скважин кизеловского горизонта Копей-Кубовского месторождения // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7, № 5. – С. 57–61.

## References

1. Demyanenko N.A., Pysenkov V.G., Gavrilenko A.I. etc. Efficiency of technologies for influencing the oil reservoir // *Oil industry*. – 2004. – No. 11. – Pp. 38–40.
2. Tokunov V.I., Saushin A.Z. Technological fluids for improving the productivity of oil and gas wells. – Nedra – Business Center LLC Publ., – 2004, – p. 711.
3. Umetbaev V.G. Geological and technical measures during the operation of wells: a worker's handbook. – Moscow: Nedra Publ., – 1989, – p. 215.
4. Patent 2255215 RF, IPC E 21 B 43/27. The method of processing the bottomhole formation zone / A.N. Kotov, E.A. Rummyantseva, T.M. Lysenko (RF). – No. 2004103749/03; Appl.09.02.2004; Published 06/27/2005.
5. Orlov G.A., Kendis M.Sh., Glushchenko V.N. The use of reverse emulsions in oil production. – Moscow: Nedra Publ., – 1991, – p. 224.
6. Glushchenko V.N., Pozdееv O.V. Issues of improving the efficiency of acid compositions for well treatment. – Moscow: VNIIO-ENG Publ., – 1992, – p. 52.
7. Rogoza Z.I., Yakovleva N.S., Vогorodsky V.M. The use of acid-hydrocarbon emulsions is one of the ways to restore the productivity of oil wells // *Proceedings of BashNIPIneft*. – 1989. – Issue. 80. – Pp. 21–24.
8. Gavrilenko A.I. Analysis of the factors that form the effectiveness of well interventions for intensification of inflow at the fields of the Production Association Belorusneft / materials of the scientific and technical conference of young specialists (November 26, 1999, Rechitsa). – Gomel: BelNIPIneft. – 2000. – Pp. 55–70.
9. Water repellent ABR. TU 2483-081-17197708-03. – HIME-CO-GANG CJSC.
10. Development and improvement of technical means and technologies for influencing the oil reservoir: Report on research / BelNIPIneft; head N.A. Demyanenko. – dog. 2000.71.2000.– No. GR 20001818; Inv. No. 1538. – Gomel, – 2000, – p. 286.
11. Antipin Yu.V., Lysenkov A.V., Karpov A.A., Tukhteev R.M., Ibraev R.A., Stenechkin Yu.N. Intensification of oil production from highly watered carbonate reservoirs // *Neftyanoye Khozyaistvo*. – 2007. – No. 5. – Pp. 96–98.
12. Tukhteev R.M. Development of the technology of hypano-acid well treatments for the intensification of oil inflow from carbonate reservoirs: Abstract of the thesis. dis. ... cand. tech. Sciences. – Ufa: BashNIPIneft Publ., – 2000, – p. 23.
13. Fattakhov I.G. Investigation of the results of the impact on the bottomhole zone of producing wells with water-insulating compositions based on hypano-acid composition // *Neftpromyslovoye delo*. – 2008. – No. 6. – Pp. 43–45.
14. RF patent no. 2186941, E21B 33/138, 43/32.
15. RF patent no. 2383724, E21B 43/22 E21B 43/27 2010.
16. RF patent no. 2270914, E21B43/27.
17. Skorodievskaya L.A., Stroganov A.M., Ryabokon S.A. Improving the efficiency of waterproofing works by using the material AKOR-B100 // *Oil industry*. – 1999. – No. 2.
18. RF patent No. 2456444, E21B 43/27, E21B 33/138, 2012.
19. Zemtsov Yu.V., Baranov A.V., Gordееv A.O. Review of physical and chemical EOR methods used in Western Siberia, and the effectiveness of their use in various geological and physical conditions // *Oil. Gas. Innovations*. – 2015. – No. 7. – Pp. 11–21.
20. Gazizov A.Sh., Khannanov R.G., Gazizov A.A., Feng Fan, Kabirov M.M. Hydrophobization of BFZ rocks as a method of increasing well flow rates and reducing water cut of the produced fluid // *Oil and Gas Business*. – 2005. – No. 1. – Pp. 1–12.
21. Lysenkov A.V., Bayazitova V.R. The results of regression analysis of the effectiveness of hypanoacid treatments of bottomhole zones of wells of the Kizelovskiy horizon of the Kopey-Kubovskoye field // *Oil and Gas Business*. – 2009. – Vol. 7, No. 5. – Pp. 57–61.

# НОВАЯ ПРОРЫВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ МОНЕТИЗАЦИИ – ПРОЦЕСС ЧИСТОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ РЕТОРТЫ БИТУМИНОЗНЫХ ПОРОД



**Г. Мс. Д. М. СУКХУ<sup>1</sup>**,  
профессор, владелец  
группы компаний  
Geominex «Инжиниринг»



**Д. Г. ЯРАХАНОВА<sup>2</sup>**,  
к. т. н., доцент  
dilyara.yar@mail.ru

<sup>1</sup>Группа компаний Geominex «Инжиниринг», Канада

<sup>2</sup>ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»  
г. Казань, 420008, РФ

**H. Ms. D. M. SUKHU<sup>1</sup>,**  
**D. G. YARAKHANOVA<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Owner of the Geominex «Engineering» group of companies, Canada

<sup>2</sup>Federal state autonomous educational institution of higher education Kazan (Volga Region) federal university, Kazan, 420008, Russian Federation

*Истощение объемов традиционной нефти во всем мире привлекло внимание к месторождениям, содержащим неразработанную тяжелую, сверхтяжелую нефть и природным битумам. Необходимо выявить экологичные способы добычи сверхтяжелых нефтей. Предлагаемая технология актуальна, экологична и производит синтетическую сырую нефть из битуминозных пород, что станет «третьей волной» развития энергетики. Научная новизна исследования заключается в возможности извлекать всю органическую фракцию из руды битуминозных песков и одновременно выполнять первичную переработку битумов.*

Ключевые слова: запасы, характеристика, природные битумы, извлечение, первичная переработка, экологичная технология, синтетическая сырая нефть

## NEW BREAKTHROUGH MONETIZATION TECHNOLOGY – THE PROCESS OF PURE THERMAL RETORT OF BITUMINOUS ROCKS

The depletion of conventional oil volumes around the world has drawn attention to deposits containing undeveloped heavy, extra-heavy oil and natural bitumen. It is necessary to identify environmentally friendly methods for the production of super-heavy oils. The proposed technology is relevant, environmentally friendly and produces synthetic crude oil from bituminous rocks, which is the «third wave» of energy development. The scientific novelty of the study lies in the ability to extract the entire organic fraction from the tar sands ore and simultaneously perform the primary processing of bitumen.

Keywords: reserves, characteristics, natural bitumen, recovery, primary processing, environmentally friendly technology, synthetic crude oil

**И**стощение месторождений с традиционными углеводородами породило интерес к разработке тяжелой, сверхтяжелой нефти и природным битумам.

Локализация природных битумов наблюдается в таких странах как: Канада, США, Венесуэла, Тринидад, Нигерия, Россия (Республика Татарстан).

На карте (рис. 1) показано сосредоточение нетрадиционных нефтей в мире: в Альберте (Канада) имеется коммерциализированное месторождение, в Юте (США) есть малые месторождения, в Паррилендс (Тринидад) проводятся исследования для коммерциализации [1], в Ла Фаджа (Венесуэла) – сверхтяжелая нефть, Ондо и Оугн (Нигерия) – месторождения нефтеносных песков, Республика Татарстан (Россия) – битумные месторождения.

Запасы битуминозных пород сравнимы с мировыми запасами традиционных нефтей.

В Канаде природный битум находится в основном на трех месторождениях – Атабаска, Холодное озеро и Пис-Ривер, запасы которых составляют 1,7 трлн барр. В настоящее время Канада производит более 1,2 млн барр. битума в день.

Геологоразведочные работы, проведенные до 2015 г. в южной части Тринидада, подтвердили наличие от 1,5 до 2,9 млрд барр. коммерчески жизнеспособного битумного топлива. Южно-западные общины Вессиньи, Гуапо, Паррилендс, Вэнс-Ривер и Ла-Бреа расположены непосредственно на этих богатых запасах и высококачественных месторождениях битуминозных песков.

В России запасы и ресурсы тяжелых нефтей и природных битумов, по данным Геологической службы США (2007), оцениваются в 82 млрд т.

Запасы и перспективные ресурсы тяжелой высоковязкой нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной



Рис. 1. Локализация нетрадиционных нефтей в мире

Геологоразведочные работы, проведенные до 2015 г. в южной части Тринидада, подтвердили наличие от 1,5 до 2,9 млрд барр. коммерчески жизнеспособного битумного топлива. Южно-западные общины Вессины, Гуапо, Паррилендс, Вэнс-Ривер и Ла-Бреа расположены непосредственно на этих богатых запасах и высококачественных месторождениях битуминозных песков.

провинции, по данным Татарского геологоразведочного управления – геологоразведки, составляют около 4 млрд т. Более половины из них сосредоточено в недрах Республики Татарстан [2, 3].

В табл. приведены сравнительные характеристики природных битумов в странах их локализации.

Надо отметить, что углеводородное сырье пермских отложений Татарстана и меловых отложений Атабаски (Канада) и плиоценовых отложений Тринидада близки по своим свойствам (рис. 2) и средние значения основных

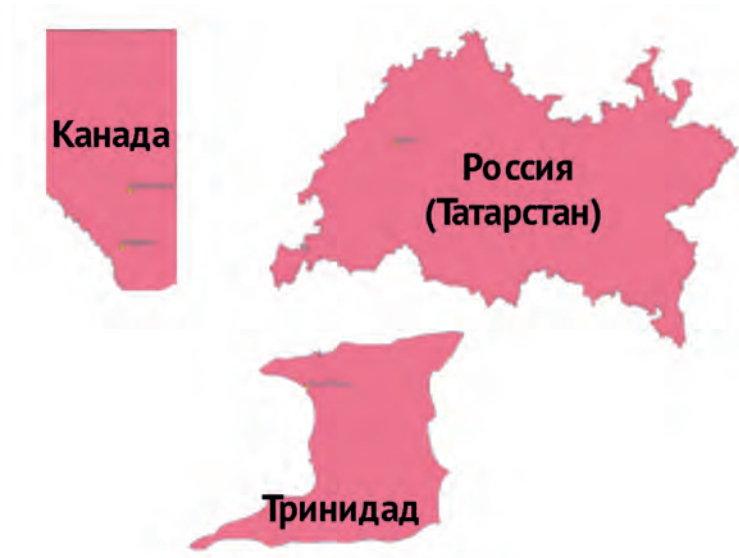


Рис. 2. Страны с близкими по своим свойствам нетрадиционными нефтями

параметров, определяющих класс углеводородов, соответственно: плотность 0,931–1,046 и 0,970–1,000 г/см<sup>3</sup>, вязкость в пласточных условиях до 3500 (редко до 44000) и до 10000 мПа·с (иногда до 50 000 мПа·с) [2, 4].



Табл. Результаты измерений на ротационном вискозиметре OFITE 800

ХАРАКТЕРИСТИКА		ТРИНИДАД	АТАБАСКА	ЮТА	НИГЕРИЯ	РОССИЯ	
Плотность при 15 °С	kg/m <sup>3</sup>	1.010-1.062	0.991-1.010	0.976-0.990		940-1070	
Вязкость	85 °С	20,000	110-170	2665	300,000	6000-17000	
Никель	mg/kg Wt. %	103-155	49-87	67-81	33	0.002-0.008	
Ванадий		215-301	151-200	<5	35	0.02-0.03	
Зола	Wt. %	0.80-0.88	0.44-0.65	0.20-13.00		0.034	
Микроуглеродный остаток		12.5-16.5	11.0-14.7	8.1-9.9	15-25	кокс*	
Углерод		82.3-83.8	82.3-83.9	83.3-86.4	85	70-87	
Водород		10.0-10.4	10.0-10.8	1.0-11.6	10.7	8-12	
Азот		0.86-1.04	0.33-0.68	1.1-1.4	0.5	0-2	
Кислород		1.60-3.48	0.84-1.42	0.5-4.1	1.7	0.2-12	
Сера		2.48-2.98	4.43-4.38	0.3-0.6	1.0-2.5	0.5-7	
Асфальтены		19	12.6	8.5-16.9		10-40	
Тип			Нестабильная смачиваемость нефтью	Плохая смачиваемость водой	Стабильная смачиваемость нефтью	Смачиваемость водой	Смачиваемость нефтью



Рис. 3. Нетрадиционные нефтеносные породы



Рис. 4. Природные битумы Атабаски (Канада)

Запасы битуминозных песков Тринидада имеют плотность API от 4,0° до 7,0° и, следовательно, для них применимо определение, данное в патенте правительства Соединенных Штатов Америки (США) (FE-76-4).

То есть, нетрадиционные углеводородсодержащие породы (рис. 3) известны как: битумные породы, пропитанные нефтью породы, битуминозный песок и породы асфальта.

Битуминозный песок относится к нескольким типам горных пород, содержащих чрезвычайно вязкие углеводороды, которые невозможно извлечь в естественном состоянии с помощью обычных методов добычи нефтяных скважин, включая современные методы повышения нефтеотдачи.

В настоящее время известны одни из основных коммерческих процессов, которые первоначально использовались в Альберте (Канада), где в настоящее время ведется разработка битуминозных песков (рис. 4), а именно:

1. процесс горячей воды Кларка (CHWP);
2. паровой гравитационный дренаж (SAGD), (рис. 5) применяется, в том числе, в Татарстане (Россия);
3. процесс циклической стимуляции паром (CSS);
4. процессы с растворителем (SP);
5. системы впрыска с обоих концов (HTIS), для использования в Тринидаде и Тобаго.

Вышеприведенные пять способов предусматривают применение воды с различными растворителями и химреакентами, которые оказывают канцерогенное воздействие на биосферу, учащают количество летальных исходов и соответственно являются не экологичными.

Предлагается наилучшая и наиболее рентабельная технология для такой монетизации с использованием чистого процесса ретортации, который позволяет извлекать всю органическую фракцию из руды битуминозных песков и одновременно выполнять первичную очистку битума для получения перекачиваемого дистиллята.

От 30 000 до 100 000 барр. в день синтетической сырой нефти можно производить на участках открытой разработки, извлекая пригодные для использования битуминозные пески и закладывая отходы, не содержащие углеводородов, обратно в выработку с последующей рекультивацией (рис. 6). Это устойчивая экологически чистая технология без использования химикатов или фракций растворителей.

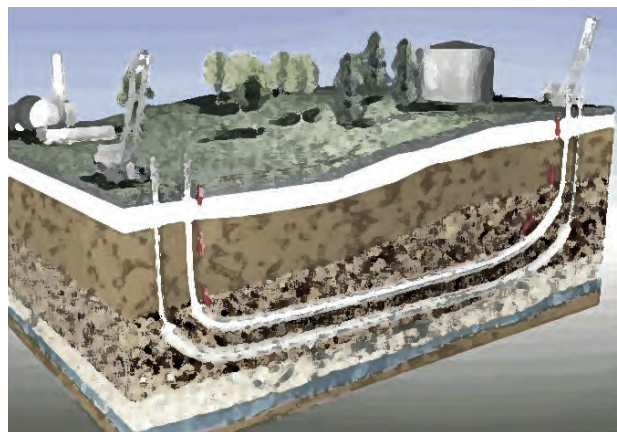


Рис. 5. Парогравитационная технология SAGD в Татарстане (Россия)



Рис. 6. Схематизация этапов процесса чистой термической реторты

Возможность извлечения и переработки гудроновых (или нефтяных) песков и битуминозных пород в синтетическую сырую нефть (рис. 7) с плотностью 37° API составит альтернативу [5] обычной сырой нефти, добыча которой истощается.

Таким образом, тяжелая нефть и природный битум в краткосрочной и среднесрочной перспективе станут одним из доступных источников энергии, способных восполнить дефицит легкой нефти. Нетрадиционные нефти также могут долгое время служить «энергетическим мостом» между традиционной нефтью и будущим периодом радикально новых энергетических технологий.

Для реализации рационального подхода к использованию ресурсов природных битумов необходимо создавать пилотные проекты с опытно-промышленными технологическими полигонами с применением новой прорывной технологии монетизации и реализацией процесса чистой термической реторты, что станет «третьей волной» развития энергетики.

### Литература

1. Utam S. Maharaj and Herbert Sukhu, 1995, Technologies for the Development of Trinidad's Tar Sands. Paper 6th Unitar International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Heavy Crude and Tar Sands – Fueling for a Clean and Safe Environment. – Vol. 1, – P. 189–202.
2. Сукху Г., Яраханова Д.Г. Новый подход к добыче и первичной переработке природных битумов / Решение Европейского союза о декарбонизации и новая парадигма развития топливно-энергетического комплекса России: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», – 2021. – С. 66–68.
3. Яраханова Д.Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами // Георесурсы (научно-технический журнал). – 2015. – № 3(62).–Т.1. – С. 53–55.
4. Sukhu H., 2015, Technologies for Developing Trinidad Tar, the University of Trinidad and Tobago, O'Meara, Trinidad and Tobago. – Pp. 79–107.



Рис. 7. Технология монетизации и получение синтетической сырой нефти

5. Сукху Г.Мс.Д.М., Яраханова Д.Г. Альтернативный проект по добыче и первичной переработке битума // Энергетическая политика. – 2022. – № 8 (174). – С. 70–81.

### References

1. Utam S. Maharaj and Herbert Sukhu, 1995, Technologies for the Development of Trinidad's Tar Sands. Paper 6th Unitar International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Heavy Crude and Tar Sands – Fueling for a Clean and Safe Environment. – Vol. 1, – pp. 189–202.
2. Sukhu H.Mc.D.M., Yarakhanova D.G. A new approach to the extraction and primary processing of natural bitumen / Decision of the European Union on decarbonization and a new paradigm for the development of the fuel and energy complex in Russia: proceedings of the International Scientific and Practical Conference. – Kazan: Ikhlas Publ, – 2021. – Pp. 66–68.
3. Yarakhanova D.G. On the prospects for the development of superviscous oils and natural bitumen by horizontal wells // *Georesources*. – 2015. – No. 3 (62). – Vol.1. – Pp. 53–55.
4. Sukhu H.Mc.D.M., 2015, Technologies for Developing Trinidad Tar Sands, the University of Trinidad and Tobago, O'Meara, Trinidad and Tobago. – Pp. 79–107.
5. Sukhu H.Mc.D.M., Yarakhanova D.G. Alternative project for the extraction and primary processing of bitumen // *Energy policy*. – 2022. – No. 8 (174). – Pp. 70–81. ■



# ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПОМОЩЬЮ СЕЙСМИЧЕСКОЙ СТИМУЛЯЦИИ



**П.В. СПИРИН,**  
студент

ФГБОУ ВО «Тюменский  
индустриальный  
университет»  
г. Тюмень, 625000, РФ

*В статье рассматривается понятие сейсмической стимуляции и работа инструмента по проведению данных мероприятий, его экологичность и экономическая выгода. Также представлена модель данного оборудования и расчетные показатели.*

**Ключевые слова:** сейсмическая стимуляция, повышение нефтеотдачи, упругие волны

## INCREASED OIL RECOVERY USING SEISMIC STIMULATION

The article discusses the concept of seismic stimulation and the operation of a tool for carrying out these activities, its environmental friendliness and economic benefits. The model of this equipment and calculated indicators are also presented.

**Keywords:** seismic stimulation, enhanced oil recovery, elastic waves

**P.V. SPIRIN**

Federal state budgetary educational institution of higher education Tyumen industrial university  
Tyumen, 625000, Russian Federation

Экологические и экономические проблемы при разработке месторождений привели к повышению интереса к сейсмической стимуляции как альтернативной методике повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Сейсмическая стимуляция, достижимая с помощью одного инструмента, требует значительно меньших инвестиций, чем газовые, тепловые и химические методы закачки, при минимальном воздействии на окружающую среду.

Сейсмическая стимуляция – это использование низкочастотных высокоэнергетических упругих волн для интенсификации потока нефти. Истоки метода восходят к 1950-м гг., когда было замечено, что природные землетрясения могут увеличить добычу нефти на 45 %. Попытки в 1980-х гг. воспроизвести эффект землетрясения с помощью поверхностных вибраторов над целевой зоной оказались в основном неудачными и коммерчески нежизнеспособными. Более перспективной оказалась разработка инструментов, генерирующих подповерхностные ударные волны [1].

Внутрипластовая сейсмическая стимуляция может быть одним из самых «зеленых» вариантов повышения нефтеотдачи. Этот метод не предполагает закачки в землю какого-либо количества потенциально вредных жидкостей или химикатов и не имеет дело с побочными продуктами, образующимися при других методах повышения нефтеотдачи. Фактически он реализуется в полностью закрытом стволе скважины, не имеющем гидравлической связи с пластом [2]. Это может принести определенное облегчение операторам месторождений, сталкивающимся с такими проблемами как управление загрязнением подземных вод вредными химическими веществами, очистка, транспортировка и утилизация больших объемов загрязненных сточных вод или борьба

с экологическими последствиями интенсивного использования энергии и углерода, вызванного тепловой закачкой.

Инструмент для сейсмической стимуляции (рис.), срок службы которого составляет до 1,5 лет и который обычно не требует технического обслуживания, работает от обычной насосной установки и может быть установлен в заброшенных скважинах на глубине от 200 до 3000 метров [3]. Его относительно легко транспортировать к скважинам, поскольку он поставляется в виде трех предварительно собранных сегментов в одном ящике. Инструмент устанавливается в заброшенный ствол скважины, соединяется с колонной штанг, а затем с насосной установкой. Насосная установка приводит в движение три плунжера внутри инструмента в унисон. Самый нижний плунжер содержит ходовой клапан для подачи жидкости. Когда плунжер достигает верхней точки своего хода, он выходит

Сейсмическая стимуляция, достижимая с помощью одного инструмента, требует значительно меньших инвестиций, чем газовые, тепловые и химические методы закачки, при минимальном воздействии на окружающую среду. Сейсмическая стимуляция – это использование низкочастотных высокоэнергетических упругих волн для интенсификации потока нефти.



Рис. Компоненты инструмента сейсмостимуляции

из нижнего ствола и выпускает сильно сжатые жидкости, создавая упругие волны.

Внутрипластовая сейсмическая стимуляция может быть одним из самых «зеленых» вариантов повышения нефтеотдачи. Этот метод не предполагает закачки в землю какого-либо количества потенциально вредных жидкостей или химикатов и не имеет дело с побочными продуктами, образующимися при других методах повышения нефтеотдачи.

Жидкости, сжатые до давления более 2,5 мегапаскала между нижним и средним плунжерами, высвобождаются за миллисекунды, создавая классическую гидродинамическую ударную волну. Специализированная трубка действует как камера сжатия. Верхний узел действует как демпфер, замедляющий скорость подъема системы при выстреле. Демпфер поддерживает нагрузку на насосную установку не менее 1135 кг для предотвращения нулевой нагрузки.

Процесс повторяется по мере всасывания воды в инструмент и ее выпуска. Инструмент выпускает всего 10 л жидкости и не имеет гидравлического соединения с резервуаром. Импульс упругих волн не повреждает цементное соединение или целостность ствола скважины.

Упругие волны повторяются каждые 10 секунд, день за днем, обеспечивая более 2 миллионов ударных волн в пласте в течение всего срока службы инструмента. Через 1–1,5 года инструмент подлежит замене.

Генерируемые инструментом упругие волны мобилизуют капли нефти, прилипшие к зернам пласта [4]. Хотя инструмент работает в одной заброшенной скважине, его действие распространяется через блоки разломов и пласты, стимулируя повышение нефтеотдачи в скважинах в радиусе до 2250 м.

Сейсмическая стимуляция лучше всего работает в коллекторах с барьерами на пути потока, которые создают карманы обходной нефти. Неподвижные капли нефти смещаются, когда скважинные упругие волны распространяются как горизонтально, так и вертикально.

Генерируемые упругие волны не имеют барьеров ни в вертикальной, ни в горизонтальной плоскости. Блоки разломов, стратификация и изменения фазы не останавливают сейсмическую стимуляцию, как они препятствовали бы обычным методам повышения нефтеотдачи на основе жидкости. Именно поэтому должно наблюдаться значительное улучшение в добыче нефти и нефтеотдаче на стареющих месторождениях.

Из всего этого следует, что технология сейсмической стимуляции является очень актуальной и востребованной в современном мире, т.к. может повысить экономические показатели разработки месторождения, повысить добычу скважин и снизить вредное воздействие на экологию.

### Литература

1. Паутов В.А. Разработка метода сейсмической стимуляции для повышения нефтеотдачи пластов / В.А. Паутов, С.А. Кузнецов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – Т. 58. – № 2. – С. 120–127.
2. Афонин А.В. Применение методов сейсмической стимуляции для повышения нефтеотдачи сухих пластов / А.В. Афонин, А.В. Кобылицкий // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2017. – № 3. – С. 27–33.
3. Герасименко А.Г. Опыт применения метода сейсмической стимуляции для повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Якутии / А.Г. Герасименко, В.А. Калюгин, А.С. Краснов, А.В. Плотников // Недропользование XXI век. – 2013. – № 3. – С. 58–63.
4. Моисеев А.А. Анализ практического применения метода сейсмической стимуляции на нефтяных месторождениях Западной Сибири / А.А. Моисеев, В.А. Калюгин, А.Г. Герасименко, А.В. Плотников // Acta Naturae. – 2012. – Т. 4. – № 3 (13). – С. 64–75.

### References

1. Pautov V.A. Development of a seismic stimulation method for enhanced oil recovery / V.A. Pautov, S.A. Kuznetsov // *News of higher educational institutions. Oil and gas.* – 2015. – Vol. 58. – No. 2. – Pp. 120–127.
2. Afonin A.V. Application of seismic stimulation methods to improve oil recovery of dry reservoirs / A.V. Afonin, A.V. Kobylitsky // *Bulletin of the Nizhny Novgorod University named after N.I. Lobachevsky.* – 2017. – No. 3. – Pp. 27–33.
3. Gerasimenko A.G. Experience in using the method of seismic stimulation for enhanced oil recovery at the fields of Yakutia / A.G. Gerasimenko, V.A. Kalyugin, A.S. Krasnov, A.V. Plotnikov // *Subsoil XXI century.* – 2013. – No. 3. – Pp. 58–63.
4. Moiseev A.A. Analysis of the practical application of the seismic stimulation method in the oil fields of Western Siberia / A.A. Moiseev, V.A. Kalugin, A.G. Gerasimenko, A.V. Plotnikov // *Acta Naturae.* – 2012. – Vol. 4. – No. 3 (13). – Pp. 64–75.



# ТЕСТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ТРАССЕРНОГО МОНИТОРИНГА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МУЛЬТИФАЗНОМ МЕТРОЛОГИЧЕСКОМ СТЕНДЕ



**Д.Ю. КАЮКОВ,**  
заместитель директора  
ООО «ПНП-Сервис»,  
генеральный директор  
ООО «НПО Спектр»  
dk@npspectr.com

ООО «ПНП-Сервис»  
г. Самара, 443011, РФ

ООО «НПО Спектр»  
г. Самара, 443011, РФ

*В 2021-2022 гг. впервые в России и мировой практике были выполнены работы по стендовому тестированию технологий трассирования потоков жидкости в горизонтальных скважинах методом имитации порта ГРП для оценки метрологической точности технологии.*

Ключевые слова: трассерные исследования, определение характера притока, трассерный мониторинг, маркерная диагностика, профиль притока горизонтальной скважины

## TESTING OF TRACER MONITORING SYSTEMS OF HORIZONTAL WELLS ON A MULTIPHASE METROLOGICAL STAND

In 2021-2022 for the first time in Russia and the world practice, work was carried out on bench testing of technologies for tracing fluid flows in horizontal wells by simulating a hydraulic fracturing port to assess the metrological accuracy of the technology.

Keywords: : tracer studies, determination of the nature of the inflow, tracer monitoring, marker diagnostics, inflow profile of a horizontal well

**D.Yu. KAYUKOV**

PNP-Service LLC  
Samara, 443011, Russian Federation

NPO Spektr LLC  
Samara, 443011, Russian Federation

**М**ногостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) в скважинах для добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами широко применяется в настоящее время, как у нас в стране, так и за рубежом. Это одна из немногих в настоящее время технологий, позволяющая с экономической выгодой разрабатывать месторождения ТРИЗ.

Диагностика производительности горизонтальных стволов и оценка геометрии трещин призабойной зоны имеет важное значение для повышения эффективности технологии МГРП.

Несколько российских и зарубежных компаний предоставляют услуги по трассерным исследованиям горизонтальных скважин, называемые также трассерным мониторингом, маркерной диагностикой или мониторингом профиля притока трассирующими индикаторами.

Трассерный метод является прямым методом регистрации количества трассирующего вещества, поступающего из скважины, которое было предварительно размещено в пласте или на стенке скважины в процессе ее строительства, и результаты измерений не зависят от режима течения жидкости и геометрии скважин, которые оказывают существенное влияние на механические скважинные расходомеры различных конструкций (рис. 1).

В настоящее время существует несколько технических решений, позволяющих поместить трассирующее

вещество в скважине или призабойной зоне (ПЗС) таким образом, чтобы поток жидкости из скважины выносил его продолжительное время. Таким образом, можно отметить трассерами потоки разных участков горизонтального ствола и получить представление об их интенсивности и составе.

Существует три основных способа доставки трассеров в ПЗС скважины:

- Подача трассера в гель при выполнении операций ГРП;
- Нанесение трассера на пропант;
- Установка в компоновке хвостовика контейнера с трассирующим составом.

Также существует несколько методов интерпретации полученных данных о количестве вынесенного трассера в количественные значения дебитов участков ГС (рис. 2).

### Трассирующий материал и технология его идентификации

В лаборатории ООО «НПО Спектр» (www.npspectr.com), дочернего общества ООО «ПНП-Сервис», были созданы растворимые композитные основы (матрицы) с различной скоростью растворения. Растворимая основа позволяет решать задачи создания источника трассера в скважине со сроком жизни более 5 лет.

В качестве трассера используются микрогранулы пластика (размером 1–5 мкм), окрашенные флуоресцентными цветами различных оттенков. Данные микрогранулы





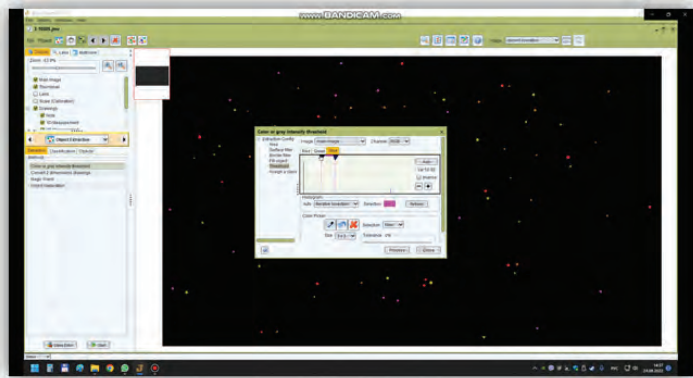


Рис. 4. Идентификация трассера программным методом



Рис. 5. Образец трассера и композитной трубки для измерения скоростей омывающего потока



Рис. 6. Мультифазный испытательный стенд



Рис. 7. Установка трассерной системы (нефть+вода+газ) в исследовательские вставки стенда

Представителем ООО «ГНП-Сервис» для проведения испытаний были подготовлены 8 исследовательских вставок, снаряженных кассетами с трассерными системами (трассер+композитный контейнер). Вставки содержали матрицы с индикаторами на воду, углеводороды и газ. В ходе испытаний на выходе стенда отбирались пробы флюида для дальнейшего анализа в лаборатории ООО «ГНП-Сервис» (рис. 7).

**I этап испытаний (тестирование водо- и углеводородореагирующих трассеров)**

Первый этап испытаний состоял из 5-ти циклов, в течение которых в испытательные линии подавались смеси из воды и трансформаторного масла различных сочетаний с двукратным отбором проб на выходе стенда (через 4 часа и через 2 часа непрерывной промывки смесью воды и масла). Данные об общем расходе смеси через стенд и общей обводненности смеси приведены в табл. 1.

Табл. 1. Исходные данные смесей 1-го этапа

№ п/п	Параметр	I этап испытаний				
		1	2	3	4	5
1	Номер мини-цикла	1	2	3	4	5
2	Дата	03.10.22	04.10.22	05.10.22	06.10.22	07.10.22
3	Средняя обводненность смеси, %	66,75	79,39	79,55	29,81	29,76
4	Средний объемный расход смеси, м <sup>3</sup> /ч	0,1507	0,2020	0,2013	0,2019	0,2007

Во время первого этапа испытаний было отобрано 10 проб.

Анализ проб микроскопическим методом показал присутствие трассера в количестве достаточном для качественного и количественного расчета соотношения (вода/масло) жидкостей, прошедших через каждую линию стенда.

В результате интерпретации проведенных лабораторных исследований получены следующие данные об использованных в каждом мини-цикле вставках и распределении состава притока по каждой вставке.

Результаты интерпретации 1-го этапа испытаний (цикл 3) – на (рис. 8).

Полученные данные по количеству жидкости прокачанной через трассирующие вставки были сравнены с показанием метрологических приборов стенда, выполнен анализ погрешности (рис. 9).

Аналогичным образом были выполнены работы по расчету обводненности. Результаты расчета обводненности (цикл 3): было выполнено сопоставление результатов трассерного измерения и показаний метрологических приборов (рис. 10).

Расчитана погрешность измерений в сравнении с «приборным» методом измерения (рис. 11).

Высокая, в 100%, погрешность образовалась в результате того, что при определении обводненности

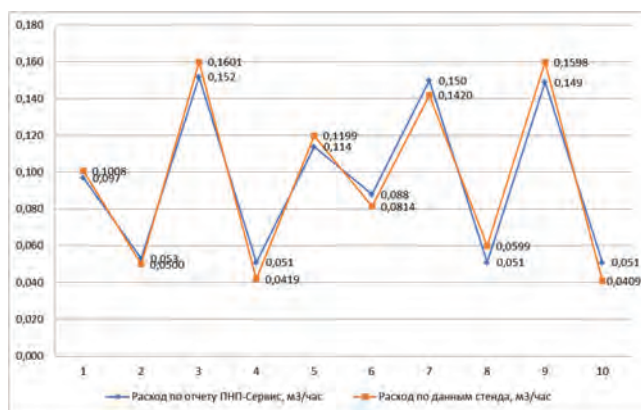


Рис. 8. Расход жидкости. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда

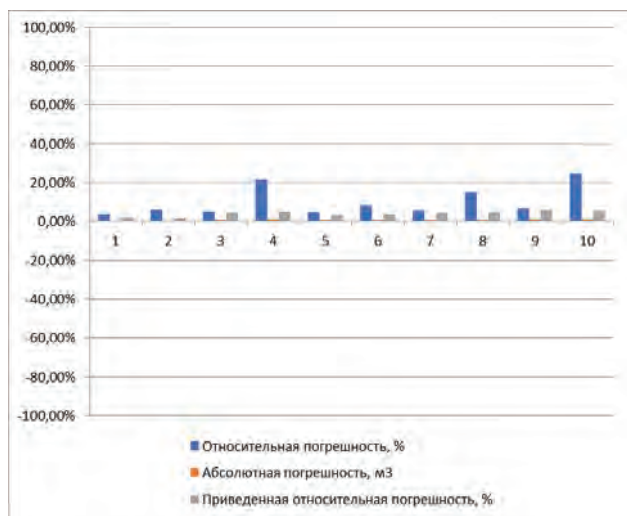


Рис. 9. Анализ погрешности

в мини-цикле № 4 (цикл 3) была допущена относительно небольшая ошибка в распределении воды между вставками. Вместо 0 % показана обводненность в 10 %, что привело к констатации факта о 100 % относительной погрешности. Также в мини-цикле 2 (цикл 3) вместо обводненности в 5 % была определена обводненность в 10 %, что тоже по математическому правилу определения относительной погрешности привело к констатации факта о 100 % погрешности.

Особенность исчисления относительной погрешности при истинных значениях близких к 0 такова, что дает погрешности в десятки процентов даже при незначительных абсолютных отклонениях, а при нулевом истинном значении любая погрешность оценивается в 100 %. Например, в нашем случае, в 4 мини-цикле: если бы во вставку подавался хотя бы миллилитр масла, то относительная погрешность изменилась бы со 100 % на 9,9999 %, фактически в 10 раз. Более того, при нулевом значении обводненности, любое, даже самое ничтожное отклонение от 0 показывает 100 % относительную погрешность.

Таким образом, для объективной оценки погрешности измерений была принята относительная погрешность.

Приведенная погрешность нормируется к диапазону шкалы (абсолютная погрешность/максимальный диапазон значений) и показывает объективную величину отклонения. Именно на основании приведенной погрешности устанавливается класс точности приборов, дается оценка точности технологии.

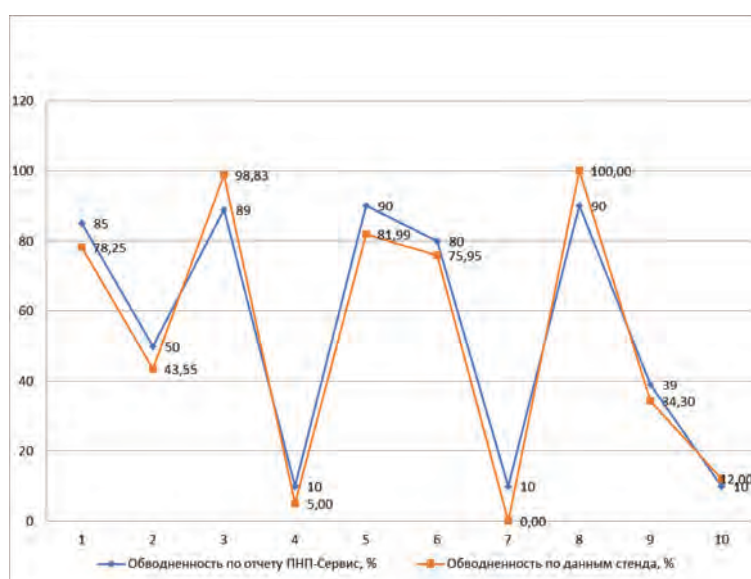


Рис. 10. Обводненность жидкости. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда

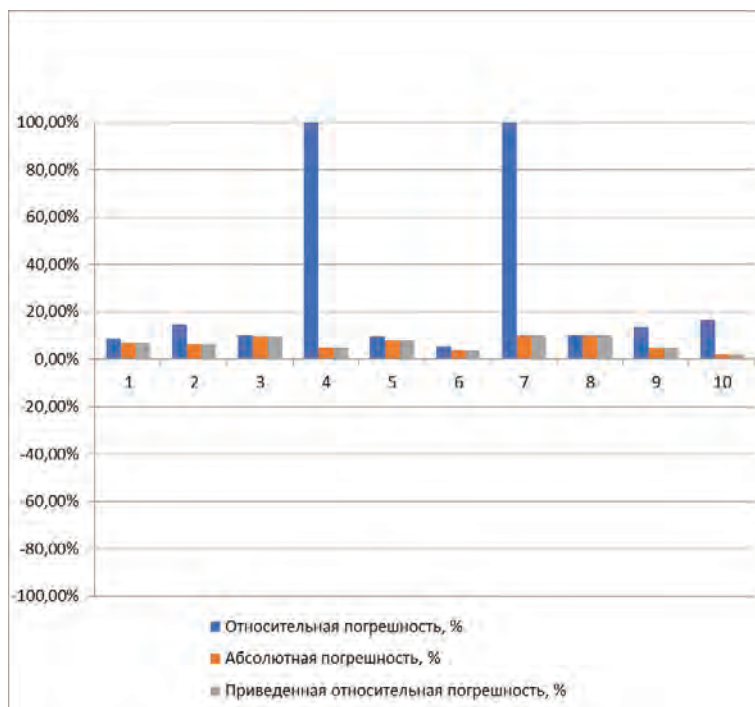


Рис. 11. Обводненность. Анализ погрешности

## II этап испытаний (тестирование газореагирующих трассеров)

Второй этап испытаний состоял также из 5-ти мини-циклов, в течение которых на протяжении 4 часов в испытательные линии подавалась вода. Затем дополнительно в течение 2-х часов в одну из испытательных линий подавался воздух с различным расходом. Данные об общем расходе смеси и воздуха через стенд и общей обводненности смеси приведены в табл. 2.

Во время второго этапа испытаний было отобрано 10 проб.

Анализ проб микроскопическим методом показал присутствие трассера в количестве достаточном для качественного и количественного расчета соотношения (вода/газ) жидкостей, прошедших через каждую линию стенда (рис. 12, рис. 13, рис. 14).

Табл. 2. Исходные данные смесей 2-го этапа

№ п/п	Параметр	II этап испытаний				
		1	2	3	4	5
1	Номер мини-цикла	1	2	3	4	5
2	Дата	11.10.22	12.10.22	13.10.22	14.10.22	17.10.22
3	Средняя обводненность смеси, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
4	Средний объемный расход смеси, м <sup>3</sup> /ч (4 часа)	0,1904	0,1913	0,1755	0,2005	0,1900

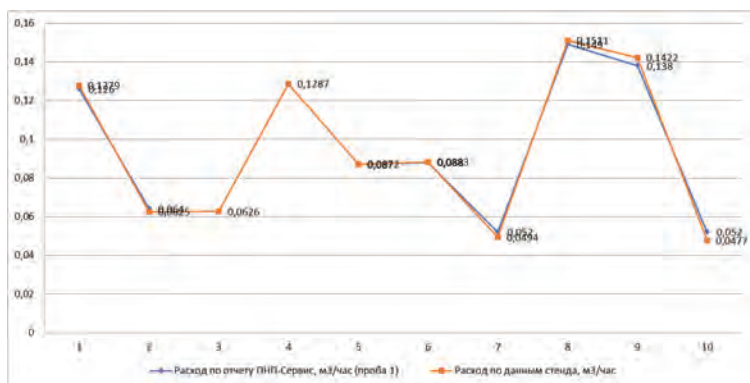


Рис. 12. Расход жидкости. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда

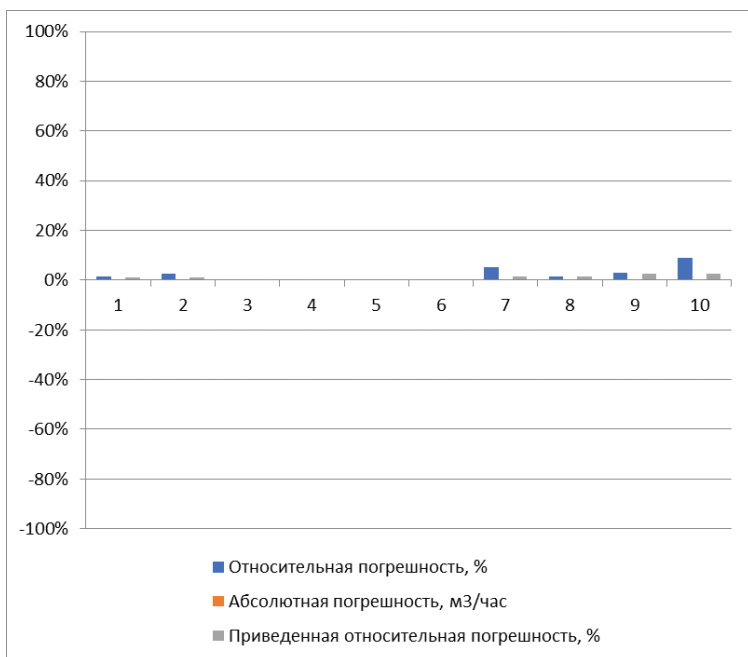


Рис. 13. Расход жидкости. Анализ погрешности

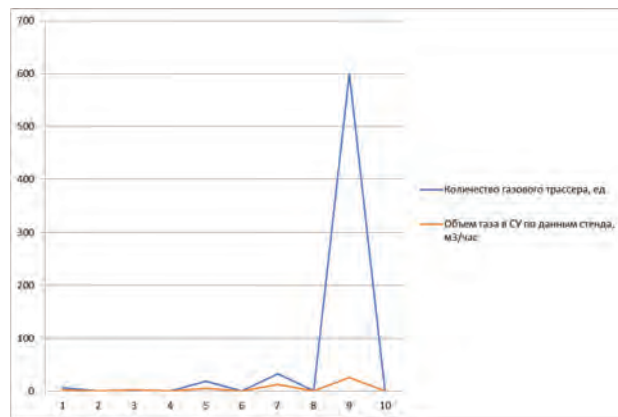


Рис. 14. Расход газа. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда

Табл. 3. Расход газа: сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда

Мини-цикл	Номер по порядку	Номер вставки в испытательной линии с газом	Количество газового трассера, ед	Объем газа в СУ по данным стенда, м <sup>3</sup> /час
1	1	3	6	2,28
	2		0	0
2	3	3	1	2,0186
	4		0	0
3	5	2	18	4,963
	6		0	0
4	7	7	33	11,9958
	8		0	0
5	9	1	600	25,1103
	10		0	0

Отдельно необходимо отметить, что во 2-м мини-цикле использовались вставки № 3 и № 5, но достоверно определить количественное распределение состава притока во 2-м мини-цикле не представляется возможным, так как загрязнение проб сторонними маркерами создало значительные помехи при анализе и распознавании маркеров.

**Результаты**

1. В 2021-2022 гг. впервые в России и мировой практике были выполнены работы по стендовому тестированию технологий трассирования потоков жидкости в горизонтальных скважинах методом имитации порта ГРП для оценки метрологической достоверности (табл. 3).

2. Результаты тестирования технологии компании «ПНП-Сервис» показали, что измерение соотношения скоростей потоков и определение компонентного состава жидкостей трассерным методом может быть выполнено в скважинных условиях с точностью соизмеримой с получаемой в поверхностных условиях с помощью расходомеров и массометров.



## РАЗРАБОТКА СОРБЦИОННО-ЕМКОСТНОГО СЕНСОРА ВЛАЖНОСТИ НА ОСНОВЕ ТОНКИХ ПЛЕНОК, ПОЛУЧЕННЫХ МИКРОДУГОВЫМ ОКСИДИРОВАНИЕМ И МАГНЕТРОНЫМ НАПЫЛЕНИЕМ



**С.О. МИХИН<sup>1</sup>**,  
инженер по КИПиА  
2 категории



**Д.Н. ЕГОРОВ<sup>2</sup>**,  
магистрант ФГБОУ ВО «УГТУ»

<sup>1</sup> ОБТК-Лунское Сахалинское ЛПУМТ ООО «Газпром трансгаз Томск»  
г. Южно-Сахалинск, Сахалинская область, 693000, РФ

<sup>2</sup> ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет  
г. Ухта, Республика Коми, 169300, РФ

**S.O. MIKHIN<sup>1</sup>, D.N. EGOROV<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> OBTK-Lunskoye Sakhalinskoye LPUMT ООО Gazprom transgaz Tomsk  
Yuzhno-Sakhalinsk, Sakhalin Region, 693000, Russian Federation

<sup>2</sup> Federal state budgetary educational institution of higher education Ukhta state  
technical university, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russian Federation

УДК 621.3.082

*В сфере магистральных газопроводов, при транспортировке газа значительной является роль контроля за параметрами газа, а именно – за его влажностью.*

*В настоящее время наблюдается потребность в дооснащении приборного парка магистральных газопроводов (МГ) приборами измерения температуры точки росы по влаге и возникает необходимость разработки собственного отечественного прибора с более доступной технологией изготовления и простой схемой монтажа на технологическом объекте. Научно-исследовательские и технологические работы в данном направлении сейчас ведутся рядом российских компаний и предприятий.*

*В статье раскрываются подробности изучения зарубежных технологий анализа температуры точки росы по воде.*

**Ключевые слова:** природный газ, параметры газа, влага, водяной пар, контроль температуры, магистральные газопроводы, транспортировка

### DEVELOPMENT OF A SORPTION-CAPACITORY HUMIDITY SENSOR BASED ON THIN FILMS PRODUCED BY MICRO-ARC OXIDATION AND MAGNETRON DEPOSITION

In the field of main gas pipelines, when transporting gas, the role of monitoring gas parameters, namely its humidity, is significant.

At present, there is a need to equip the instrumentation fleet of main gas pipelines (MG) with devices for measuring the temperature of the dew point by moisture, and there is a need to develop our own domestic device with a more affordable manufacturing technology and a simple installation scheme at a technological facility. Research and technological work in this direction is now being carried out by a number of Russian companies and enterprises.

The article reveals the details of the study of foreign technologies for analyzing the temperature of the dew point in water.

**Keywords:** natural gas, gas parameters, moisture, water vapor, temperature control, main gas pipelines, transportation

**В** природном газе, так же как и в других газах, находящихся в естественной среде, содержится некоторое количество влаги в виде водяного пара. В сфере магистральных газопроводов, присутствие влаги в транспортируемом продукте приводит к снижению энергетической эффективности работы транспорта, вызывает негативные физические и химические процессы [1]. В связи с приведенными аспектами значительной является роль контроля за параметрами газа, а именно за его влажностью – температурой точки росы по воде с целью минимизации рисков поставки некондиционного газа контрагентам, в том числе, по экспортным контрактам [2, с. 10].

Потребности в дооснащении приборного парка МГ приборами измерения температуры точки росы по влаге растут с каждым днем, что создает необходимость

в разработке нового отечественного прибора с более доступной технологией изготовления и простой схемой монтажа на технологическом объекте. Общая потребность ПАО «Газпром» в приборах по измерению температуры точки росы превышает 10000 единиц.

В системе магистрального транспорта газа для измерения температуры точки росы по воде преобладающее число анализаторов построено на сорбционно-емкостном принципе измерения влаги. Сорбционно-емкостный принцип позволяет измерять точку росы в широком диапазоне – от -110 до +20 градусов по шкале Цельсия, что подразумевает использование данного типа анализаторов на линейной части МГ, компрессорных цехах, газоизмерительных и газораспределительных станциях, а также на предприятиях по сжижению и добычи углеводородов. Данные анализаторы представлены в РФ

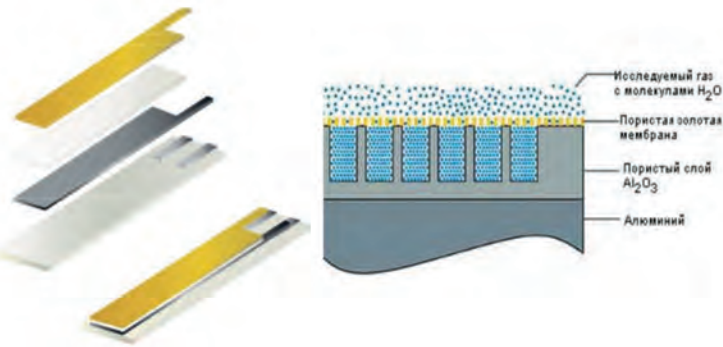


Рис. 1. Структура зарубежных сорбционно-емкостных сенсоров точки росы: слева – сенсор Michell Instruments, справа – сенсор Xentaur

зарубежными компаниями Michell Instruments (Англия), Xentaur (США).

Конструкция зарубежного сорбционно-емкостного сенсора представляет собой электрический переменный конденсатор, состоящий из керамической подложки, на которую нанесен пористый диэлектрик (сорбирующий слой), заключенный между двумя металлическими газопроницаемыми электродами [3, с. 3]. Диэлектрическая проницаемость сорбирующего слоя и, как следствие, его емкость изменяется в зависимости от количества поглощенной влаги. Сенсор устроен таким образом, что при увеличении количества влаги в измеряемой среде она сорбируется диэлектрическим слоем, а при уменьшении отдается обратно в измеряемую среду. Диэлектрический пористый слой выполнен в виде тончайших пленок из оксида алюминия, электроды – из золотых пленок. Толщина пленок ничтожно мала и составляет 80–100 нм. Емкость данных сенсоров площадью 1 на 1 мм<sup>2</sup> составляет порядка 198000 пкФ.

На рис. 1 представлена структура зарубежных сенсоров точки росы.

Топологически технология изготовления данных тонких пленок на основе оксида алюминия и золота осуществляется методами плазменного анодирования, а также магнетронного напыления в вакууме. Теоретическая и практическая реализация данного метода изготовления

Топологически технология изготовления данных тонких пленок на основе оксида алюминия и золота осуществляется методами плазменного анодирования, а также магнетронного напыления в вакууме. Теоретическая и практическая реализация данного метода изготовления газопроницаемых пленок в РФ пока недоступна ввиду сложной практической реализации установок по магнетронному напылению и плазменному анодированию.

газопроницаемых пленок в РФ пока недоступна ввиду сложной практической реализации установок по магнетронному напылению и плазменному анодированию и их высокой стоимости, отсутствия компетентных научных кадров по направлению изготовления тонких пленок, применяемых в конструкции сенсоров влажности для задач газовой гигрометрии, а также необходимой теоретической базы.

Так уж исторически сложилось, что освоение новых технологий напрямую связано с наличием необходимой финансовой и современной научно-производственной поддержки. Такую поддержку для достижения поставленных задач в данной работе оказывает завод высоковольтных электронных компонентов «Прогресс» [4].

Основаниями для выполнения данной инициативной научно-исследовательской и технологической работы (НИИТР) в свободное от основной работы время являются:

- технологический приоритет № 5.5 «Технологии повышения эксплуатационной надежности объектов ГТС» программы инновационного развития ПАО «Газпром» до 2025 г. [5];

- программа импортозамещения измерительной техники на 2022-2030 гг., утвержденная Министерством промышленности и торговли РФ, пункт № 29 [6, с. 152].

Целями НИИТР являются:

- изготовление отечественного сенсора влажности, не уступающего по диэлектрической проницаемости и емкости зарубежным аналогам на основе тонких пленок, с последующим проведением испытаний данного сенсора в камере холода, тепла и влаги (относительная влажность) и камере температуры точки росы (абсолютная влажность);

- изготовление электронной и измерительной плат, корпуса, электроввода для данного сенсора;

- проведение испытаний в целях утверждения типа на данный анализатор, а также необходимых процедур сертификации и декларирования для применения на ОПО.

Для реализации поставленных целей заводом «ОБТК-Лунское» были безвозмездно предоставлены образцы сенсоров и электронных компонентов зарубежных анализаторов Michell Instruments и Xentaur.

В работе раскрываются подробности изучения зарубежных технологий анализа температуры точки росы по воде (рис. 2).

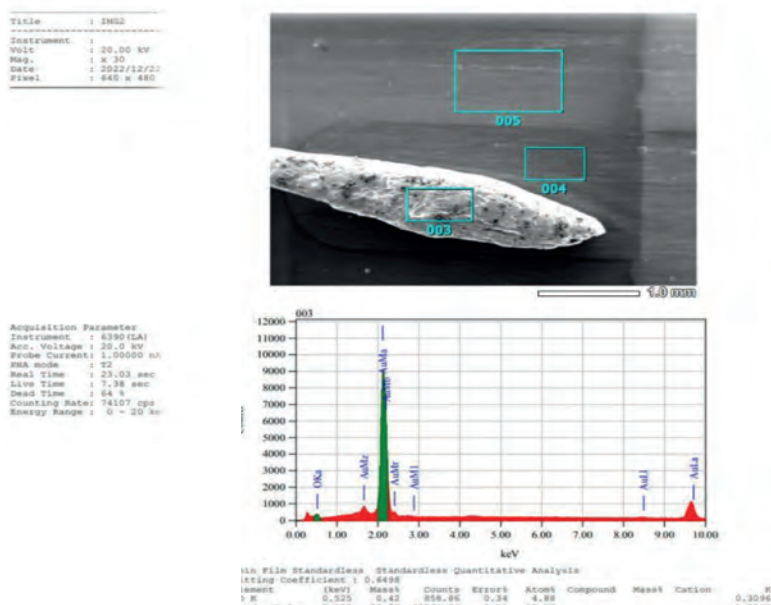


Рис. 2. Исследование зарубежных сенсоров



Представлены результаты работы по изготовлению и испытанию диэлектрических пористых сорбирующих слоев опытного сенсора из  $Al_2O_3$  методом микродугового оксидирования (МДО) в плазме (рис. 3). Микродуговое оксидирование позволяет формировать композиционные керамические материалы (покрытия толщиной до 400 мкм) с кристаллической и аморфной структурой широкого функционального назначения на вентильных металлах.

Представлены результаты работы по изготовлению и испытанию диэлектрических пористых сорбирующих слоев опытного сенсора из  $Al_2O_3$  методом микродугового оксидирования (МДО) в плазме (рис. 3). Микродуговое оксидирование позволяет формировать композиционные керамические материалы (покрытия толщиной до 400 мкм) с кристаллической и аморфной структурой широкого функционального назначения на вентильных металлах.

Нанесение верхнего электрода производилось методом магнетронного напыления в вакууме. Магнетронное распыление – технология нанесения тонких пленок на подложку с помощью катодного распыления мишени в плазме магнетронного разряда. В качестве катода (мишени) в работе использовалось золото высокой частоты (99,99 %).

В рамках реализации проекта было изготовлено 2 опытных образца вакуумной камеры и разработана конструкторская и технологическая документация для реализации промышленного образца. Опытный образец готового сорбционного-емкостного сенсора влажности, представлен на рис. 4.

На текущий день подготовлены статьи для публикации по теме научных исследований в журналы ВАК. Подготовлены материалы на получение патентов на полезную модель и изобретение.

### Литература

1. Узьяков Р.Н., Чирков Ю.А., Кушнарченко В.М., Пояркова Е.В. Влияние непрогнозируемых факторов на коррозионные повреждения трубопроводов и оборудования // Нефтегазовое дело. – 2019. – № 6. – С. 87–100.
2. ТР ЕАЭС 046/2018 Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию» [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/551516260> (дата обращения: 27.02.2023).
3. Измерение точки росы по воде и углеводородам [Электронный ресурс]. URL: [http://www.michell.com/ru/documents/Process\\_Analyzers\\_97142\\_RU\\_Range\\_Brochure.pdf](http://www.michell.com/ru/documents/Process_Analyzers_97142_RU_Range_Brochure.pdf) (дата обращения: 27.02.2023).
4. Завод высоковольтных электронных компонентов «Прогресс» [Электронный ресурс]. URL: <https://zvekprogress.ru/> (дата обращения: 27.02.2023).
5. Паспорт программы инновационного развития ПАО «Газпром» до 2025 года [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/97/653302/prir-passport-2018-2025.pdf> (дата обращения: 27.02.2023).
6. Программа импортозамещения измерительной техники на 2022-2030 годы [Электронный ресурс]. URL: <https://import-net.vniims.ru/upload/import.pdf> (дата обращения: 27.02.2023).



Рис. 3. Изготовление диэлектрического пористого слоя чувствительного элемента методом МДО  
1 – фаза МДО; 2 – пленка МДО под увеличением в микроскопе; 3 – пленка МДО нанесенная на подложку



Рис. 4. Опытный образец сенсора влажности на тонких пленках

### References

1. Uzyakov R.N., Chirkov Yu.A., Kushnarenko V.M., Poyarkova E.V. Influence of unpredictable factors on corrosion damage to pipelines and equipment // *Oil and gas business*. – 2019. – No. 6. – Pp. 87–100.
2. TR EAEU 046/2018 Technical Regulations of the Eurasian Economic Union On the safety of combustible natural gas prepared for transportation and (or) use Available at: <https://docs.cntd.ru/document/551516260> (accessed: 02/27/2023).
3. Dew point measurement for water and hydrocarbons Available at: [http://www.michell.com/ru/documents/Process\\_Analyzers\\_97142\\_RU\\_Range\\_Brochure.pdf](http://www.michell.com/ru/documents/Process_Analyzers_97142_RU_Range_Brochure.pdf) (accessed: 02/27/2023).
4. Plant of high-voltage electronic components Progress Available at: <https://zvekprogress.ru/> (accessed: 02/27/2023).
5. Passport of the innovative development program of Gazprom PJSC until 2025 Available at: <https://www.gazprom.ru/f/posts/97/653302/prir-passport-2018-2025.pdf> (accessed: 02/27/2023).
6. The program of import substitution of measuring equipment for 2022-2030 Available at: <https://import-net.vniims.ru/upload/import.pdf> (accessed: 27.02.2023).



# ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ\*

\*Доклады могут быть использованы авторами для подготовки статей с последующей публикацией в журнале «Бурение и нефть»

## ABSTRACTS OF REPORTS\*

\*Reports can be used by the authors to prepare articles for subsequent publication in the journal «Drilling and Oil»

Секция «Химические реагенты и материалы для технологических процессов в бурении, разведке, разработке и добыче углеводородов»

УДК 622.276

### КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОДБОРУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННЫХ / КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

**ВАЛИЕВА О.И.<sup>1</sup>, КОМКОВА Л.П.<sup>1</sup>, МАКАТРОВ А.К.<sup>1</sup>, МИНГАЛИШЕВ Ф.К.<sup>1</sup>, ШИРСКАЯ А.О.<sup>1</sup>, НИКОЛАЕВ А.А.<sup>1</sup>, РАХИМОВА А.В.<sup>1</sup>, ДАВЛЕТБЕРДИНА И.Б.<sup>1</sup>, ГОРБУНОВА А.А.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПИнефть» <sup>2</sup>ООО «Башнефть-Добыча»

Ключевые слова: буровые растворы для первичного вскрытия пласта, солянокислотная обработка, фильтрационно-емкостные свойства, призабойная зона пласта, лабораторные испытания

Важной составляющей в процессе строительства скважин является качество вскрытия продуктивного пласта. Эффективность данного этапа во многом зависит от степени воздействия буровым раствором, смывающим агентом и жидкостью стимуляции притока в процессе бурения и заканчивания скважины.

Различие характеристик горных пород по минералогическому составу, фильтрационно-емкостным свойствам и характеру насыщения обуславливает применение буровых растворов (БР) и смывающих агентов с разнообразными рецептурами приготовления, а также применение различных видов жидкостей стимуляции притока. Обоснованием к применению тех или иных технологических жидкостей, в первую очередь, считается их успешное тестирование в лаборатории.

В работе приведены результаты комплексного исследования буровых растворов, как на водной, так и на углеводородной основе различной плотности, иных технологических жидкостей, степень их влияния на призабойную зону пласта (ПЗП) и эффективность применения последующей обработки 12%-ным раствором ингибированной соляной кислотой для объектов разработки ООО «Башнефть-Добыча».

На основании полученных результатов были сделаны выводы о необходимости комплексного подхода к подбору технологических жидкостей для первичного вскрытия ПЗП. Применительно к терригенным коллекторам

эффективность проводимых работ зависит не только от качественно выбранных буровых растворов, но и грамотно подобранных методов проведения солянокислотных обработок.

УДК 622.245.544

### ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА СКВАЖИН ЭНЗИМО-КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ

**ГУСЬКОВ Э.А.** АО «Технологии ОФС»

Ключевые слова: энзимы, брейкерная система, энзимо-кислотный состав, увеличение продуктивности, фильтрационная корка

Обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта является одним из относительно недорогих, эффективных и часто применяемых на производстве методов увеличения дебита добывающих и приемистости нагнетающих скважин [1]. Одним из методов является кислотная обработка.

Кислотное воздействие на пласт производится с целью восстановления и увеличения продуктивности скважины в случае, если продуктивность ограничена состоянием ствола скважины, перфорационных каналов и призабойной зоны [2]. Данный способ имеет ряд недостатков. Это наличие побочных реакций с внутрискважинным оборудованием, породой и флюидами, с образованием нежелательных продуктов (нерастворимые осадки, вязкие гели). Неконтролируемая скорость реакций, неравномерное разрушение корки, поглощение обрабатываемой жидкости. Коррозия оборудования (обсадных колонн, НКТ, пакеров и т. д.).

Альтернативой является применение энзимо-кислотного состава – брейкерной системы. Данная система имеет ряд особенностей: селективность воздействия – взаимодействует только с компонентами фильтрационной корки (ксантановой камедью, крахмалом и карбонатом кальция). При реакции образуются только водорастворимые продукты реакции, не ухудшающие коллекторские свойства пласта. При применении брейкерной системы имеется возможность контроля скорости реакции (использование хелата). Преимуществами энзимо-кислотного состава являются одностадийность обработки, увеличение продуктивности скважин, меньшая коррозионная активность, безопасность и простота в применении, экологическая безопасность.

Основными компонентами брейкерной системы являются: фермент для удаления крахмала, фермент для удаления ксантановых смол, органическая кислота для удаления карбоната кальция (кольматант, утяжелитель).





Опционально добавляют соль-утяжелитель (хлорид/бромид натрия или калия) для создания необходимой плотности, ингибитор набухания глинистых пород – если из-за недостаточно ингибирующего действия рассола возможно сужение диаметра и перекрытие пор, деэмульгатор для улучшения обратного притока путем удаления эмульсионных блокад.

#### Литература

1. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Георесурсы. – 2010. – №1. (33) – С. 7.
2. Сафина Л.И., Стариков А.И. Обработка призабойной зоны пласта кислотными растворами на Приразломном месторождении // Вестник Югорского государственного университета. – 2016. – № 3 (42).

УДК 622.24.063

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

**ЖИГАРЕВ В.А., ЛЫСАКОВА Е.И.,  
СКОРОБОГАТОВА А.Д., МАТВЕЕВ А.В.**

Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Ключевые слова: буровой раствор, растительные масла, зеленые технологии

Эффективность процесса бурения нефтяных и газовых скважин во многом определяется качеством бурового раствора. В практике бурения применяют буровой раствор на водной и углеводородной (минеральные масла, нефть, дизельное топливо) основах. Растворы на углеводородной основе обладают рядом важных преимуществ: высокой стабильностью во времени; инертны в отношении глин и солей; обладают хорошими антикоррозионными и триботехническими свойствами; обладают высокой термостойкостью; их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтяные горизонты. Однако, несмотря на свои неоспоримые преимущества, растворы на углеводородной основе имеют ряд серьезных недостатков, основным из которых является их высокая токсичность для окружающей среды [1]. По этой причине их применение на законодательном уровне пытаются ограничить в ряде развитых стран. Особенно остро проблема утилизации буровых растворов на нефтяной основе актуальна для арктического региона. Поэтому разработка отечественных экологически безопасных буровых растворов, не уступающих дорогостоящим зарубежным аналогам по функциональным характеристикам, является для Красноярского края крайне важной задачей. На основании вышеизложенных проблем в данном проекте предполагается разработка новых буровых растворов на основе экологически чистых растительных масел и системный анализ их физико-химических свойств [2]. В рамках работы разработаны рецептуры экологически безопасных буровых растворов на основе технических растительных масел из местного сырья. Полученные данные могут свидетельствовать о том, что буровой раствор на основе растительного масла не уступает по своим характеристикам раствору на углеводородной основе

и потенциально может быть использован для бурения скважин и позволит значительно снизить экологическую нагрузку в операциях бурения.

*Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда, Красноярского краевого фонда науки № 22-29-20087, <https://rscf.ru/project/22-29-20087/>*

#### Литература

1. Growcock F.B. et al. Designing Invert Drilling Fluids to Yield Environmentally Friendly Drilled Cuttings // SPE Drilling Conference. – 2002. – IADC/SPE 74474.
2. Fadairo A., Falode O., Ako C., Adeyemi A., Ameloko A. Novel Formulation of Environmentally Friendly Oil Based Drilling Mud // In book: New Technologies in Oil and Gas Industry. Chapter 3. – 2012. – P. 1–32.

УДК 622.276:622.24.063-047.37

## ИССЛЕДОВАНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ УГЛЕРОДНЫМИ НАНОТРУБКАМИ

**ЖИГАРЕВ В.А., ЛЫСАКОВА Е.И.,  
МИНАКОВ А.В., ГУЗЕЙ Д.В.**

Сибирский федеральный университет

Ключевые слова: буровой раствор, транспорт шлама, наночастицы, углеродные нанотрубки

Развитие материально-сырьевой базы потребует бурения тысяч скважин в сложнейших арктических условиях. В связи с этим значительно возрастет антропогенная нагрузка на неустойчивые экологические системы севера Красноярского края. Это потребует, в свою очередь, разработки новых технологий бурения, включая совершенствование буровых растворов. Разработка отечественных безопасных буровых растворов, не уступающих дорогостоящим зарубежным аналогам по функциональным характеристикам, является крайне важной задачей. Одной из проблем при неправильном подборе рецептуры бурового раствора является недостаточная очистка ствола скважины от разрушенной при бурении горной породы, является одной из основных причин возникновения осложнений и аварийных ситуаций, несущих многофакторные риски для процесса бурения скважин, а также снижает эффективность реализации проекта разработки месторождения в целом [1]. В ряде работ показано, что благодаря добавке наночастиц можно значительно улучшить свойства буровых растворов [2]. На основании вышеизложенных проблем в данном проекте предлагается разработка новых буровых растворов модифицированных добавкой наночастиц и анализ их физико-химических свойств, на основании которых будут сформулированы некоторые рекомендации по использованию таких растворов при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях. Задача исследования заключается в создании бурового раствора, обладающего современными функциональными характеристиками, которые могут быть получены при модификации базового углеводородного раствора



наночастицами. В данной работе рассмотрены результаты добавки углеродных нанотрубок на реологические параметры бурового раствора и на эффективность очистки скважины в процессе бурения. Показано, что добавка наночастиц приводит к улучшению свойств бурового раствора и повышает эффективность очистки скважины в процессе бурения.

*Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 23-79-30022, <https://rscf.ru/project/23-79-30022/>.*

#### Литература

1. Бабаян Э.В. Буровая гидравлика // Вологда: Инфра-Инженерия, – 2018. – С.156.
2. Евдокимов И.Н. Наножидкости и «умные жидкости» в технологиях разработки нефтегазовых месторождений. // ООО «Издательский дом Недра. – 2016. – С. 247.

УДК 622.24

## СМАЗОЧНЫЕ И ИНГИБИРУЮЩИЕ ДОБАВКИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

**МОЙСА Ю.Н.<sup>1</sup>, ЯРЕМКО А.В.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «НПО «Химбурнефть», Россия

<sup>2</sup>ТОО «Азия Петро Сервис», Республика Казахстан

Ключевые слова: бурение скважин, буровые растворы, смазочные и ингибирующие добавки, асфальтены, стабильность ствола скважины, коэффициент трения

В технологических процессах бурения скважин особое внимание уделяется ингибированию глинистых пропластков, стабилизации неустойчивых отложений, уменьшению вероятности прихватов и осложнений в стволе скважины, а также снижению энергозатрат путем ввода в буровые растворы ингибирующих и смазочных добавок.

Управление и технологический контроль указанных параметров буровых растворов осуществляется величинами коэффициента трения (Ктр) пары «металл-металл», коэффициента трения (липкости, фрикции) пары «глинистая корка-металл», коэффициента дифференциального прихвата (Кп) по ГОСТ Р 56946-2016 и показателю ингибирующих свойств По, см/час (скорости увлажнения) по [1].

ООО «НПО «Химбурнефть» более 25 лет является разработчиком и поставщиком экологически безопасных смазочных и ингибирующих добавок для буровых растворов на водной (РВО) и углеводородной основе (РУО) для осуществления технологических процессов при бурении разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин, а также технологических жидкостей для освоения и капитального ремонта скважин.

Выпускаемые серийно ООО «НПО «Химбурнефть» химреагенты: многофункциональная ингибирующая смазочная добавка ФК Плюс, лубриканты ФК-Н и ФК-М, ингибиторы глини ХБН и ХБН Плюс полностью сертифицированы, имеют паспорта безопасности, не содержат хлорорганические и четвертичные аммониевые соединения, по ГОСТ 12.1.007-76 относятся к IV классу опасности «Малоопасные вещества» и успешно применяются

для обработки буровых растворов и сохранения коллоидных свойств на нефтегазовых месторождениях Северного Кавказа, Крыма, Урало-Поволжья, Западной и Восточной Сибири, Крайнего Севера и шельфа России.

При бурении скважин в интервалах залегания неустойчивых горных пород в качестве ингибиторов глинистых минералов, смазывающих, колюматизирующих и укрепляющих стенки скважин добавок в рецептурах РВО и РУО в последнее время успешное применение нашли различные асфальтены: гильсонит, сульфированный битум, сульфированный асфальтен, асфальтиты и их композиции [2]. Применение сульфированного асфальтена марки APS производства ТОО «Азия Петро Сервис» Республика Казахстан в сочетании с лубрикантом ФК-Н и ингибитором ХБН обеспечило комплексное улучшение ингибирующих и смазочных свойств при строительстве скважин на нефтегазовых месторождениях Мангистауской и Атырауской областей Республики Казахстан со сложными горно-геологическими условиями бурения. Результат – стабильность ствола скважины и качественное цементирование с АКЦ > 90 %.

#### Литература

1. РД 39-00147001-773-2004 / Методика контроля параметров буровых растворов / Приложение 8. РД 39-2-813 / Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов // Краснодар: ОАО «НПО «Бурение». 2004.
2. Кошелев В.Н. / Промывка нефтяных и газовых скважин // М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. – С. 217–223.

УДК 622.276

## ТОНКОДИСПЕРСНЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ ПОРТЛАНДЦЕМЕНТ КОМПАНИИ ЦЕМЕНТУМ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

**ЧАСОВСКИХ В.Р.<sup>1</sup>, ВОРОБЬЕВ Д.В.<sup>1</sup>, САПИЕВ Р.А.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Холсим (Рус)»

<sup>2</sup>ООО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН»

Ключевые слова: тонкодисперсный тампонажный портландцемент, ПЦТ-III-065-50, ремонтно-изоляционные работы, ЦЕМЕНТУМ

На сегодняшний день в ходе эксплуатации нефтяных и газовых скважин особенно важна герметичность цементного кольца за обсадной колонной, т.к. при наличии дефектов в нем возможны различные осложнения (заколонная циркуляция, грифоны и т.д.), которые приводят к материальным и временным затратам [1].

В случае возникновения дефектов цементного кольца необходимо быстрое и эффективное проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Ремонтно-изоляционные работы обеспечивают оптимальные условия работы продуктивного горизонта для достижения запланированного дебита скважины.

Одним из ключевых факторов при проведении РИР является правильный подбор качественного тампонажного материала для проведения изоляции интервала с выявленным дефектом.

Например, тонкодисперсный тампонажный материал, который позволит цементному раствору заполнять все поры и трещины в изолируемом интервале, является эффективным решением при проведении РИР.



При проведении РИР в Оренбургской области компании зачастую сталкиваются с проблемой получения положительного результата после первой попытки. С целью повышения эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ компанией ООО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН» было принято решение о проведении 3 опытных работ с тонкодисперсным тампонажным портландцементом ПЦТ-III-О65-50 компании ЦЕМЕНТУМ, т.к. благодаря тонкому помолу цемента, обеспечивается высокая проникающая способность тампонажной суспензии и качественное заполнение трещин и пустот, что идеально подходит в качестве базы для приготовления тампонажной суспензии для проведения РИР.

Были выбраны 3 скважины на месторождениях Оренбургской области, на которых наблюдалась заколонная циркуляция через перфорационные отверстия в вышележащие пласты и как следствие, увеличивалась обводненность добываемой продукции.

Приемистость в скважинах была достаточно низкой. При выполнении РИР на две скважины было использовано по 2 т тонкодисперсного цемента, а на одну – 1 т. После проведения РИР ОЗЦ составляло 24 ч. Результаты опрессовки показали герметичность на всех трех скважинах с первой попытки.

Стоит также отметить, что после проведения РИР дебит по нефти на скважинах возрос на 3 т и 2 т, а процент обводненности упал на 4,6 % и 16 %, что является прекрасным показателем эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ.

Касательно самого тонкодисперсного материала: при сравнении гранулометрии тонкодисперсного ПЦТ-III-О65-50 и других тампонажных портландцементов (рис. 1) можно выделить тот факт, что размер частиц тонкодисперсного ПЦТ-III-О65-50 значительно меньше, чем у других тампонажных портландцементов. Например, у ПЦТ-I-G-CC-1 только 60 % частиц меньше 32 микрон и порядка 40 % частиц меньше 15 микрон, чтократно отличается от значений тонкодисперсного ПЦТ-III-О65-50.

Таким образом, благодаря применению тонкодисперсного тампонажного цемента ПЦТ-III-О65-50 компании ЦЕМЕНТУМ, на скважинах месторождений в Оренбургской области были получены следующие результаты:

1) 3 опытные скважины герметичны после первого подхода – благодаря высокой стабильности, а также тонкому помолу частиц цемента обеспечивается высокая проникающая способность тампонажной суспензии и качественное заполнение трещин и пустот, что подтверждается положительными результатами РИР;

2) Повышение дебита скважин – после запуска скважин замеренные параметры дебита по нефти были выше, чем до проведения РИР, а обводненность в свою очередь также снизилась, что показывает положительный эффект использования тонкодисперсного тампонажного цемента ПЦТ-III-О65-50 компании ЦЕМЕНТУМ.

#### Литература

1. «О ремонтно-изоляционных работах». URL: <http://synergytechnology.ru/on-repair-instrumental-works-riw> (дата обращения: 23.05.2023).

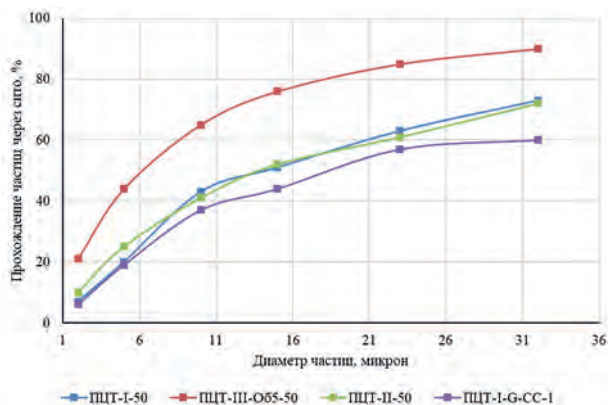


Рис. 1. Сравнение гранулометрии тампонажных портландцементов

## Секция «Трубопроводный транспорт углеводородов: инновационные технологии»

УДК 699.822

### ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЕОМАГНИТНО-ИНДУЦИРОВАННОГО ТОКА НА ПРОЦЕССЫ КОРРОЗИИ МЕТАЛЛА ТРУБ ПОДЗЕМНОГО ПРОТЯЖЕННОГО ТРУБОПРОВОДА

АЛЕКСАНДРОВ О.Ю.<sup>1</sup>, АЛЕФИРОВ И.А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром инвест»

<sup>2</sup>Ухтинский государственный технический университет

Ключевые слова: коррозия трубопроводов, подземный магистральный трубопровод, геомагнитные блуждающие токи

Современные подземные трубопроводы, имеющие высокие значения переходного сопротивления изоляции, в ряде случаев оказываются под негативным влиянием геомагнитно-индуцированных (далее – ГИТ) блуждающих токов [1]. В работе предложен способ проведения оценочного расчета средней скорости коррозии (при наличии дефектов изоляции), обусловленной воздействием на трубопровод изменяющегося во времени ГИТ. Получено аналитическое соотношение для оценки средней скорости коррозии при гармонической зависимости разности потенциала между трубопроводом и грунтом от времени.

Выполнена оценка средней скорости коррозии, обусловленной воздействием ГИТ. При удельном сопротивлении грунта 100 Ом·м, радиусе дефекта изоляционного покрытия 14 мм, амплитуде геомагнитно-индуцированных вариаций разности потенциалов между трубопроводом и грунтом 2,0 В, разности критического и защитного потенциалов 0,2 В, коэффициенте продолжительности действия геомагнитно-индуцированного тока 0,1 средняя скорость коррозии составляет 0,057 мм/год.

Показано, что для снижения опасности развития коррозионных процессов под влиянием ГИТ наиболее целесообразным представляется использование способов, позволяющих уменьшить амплитуду вариаций разности потенциалов между трубопроводом и грунтом,



обусловленных наличием геомагнитно-индуцированного тока в трубопроводе [2].

Отмечено, что ГИТ не только приводят к повышению скорости коррозии при наличии дефектов изоляционного покрытия (прямое влияние на коррозионные процессы), но и могут оказать существенное влияние на результаты измерений поляризационного потенциала (косвенное влияние на коррозионные процессы), что приводит к невозможности достоверной оценки степени защищенности трубопровода от коррозии в соответствии с отраслевыми критериями, к затруднениям при планировании превентивных мероприятий, к невозможности определения оптимальных параметров работы средств электрохимической защиты и, как следствие, к повышению риска аварийного разрушения трубопроводов.

### Литература

1. Osella, A. Currents induced by geomagnetic storms on buried pipelines as a cause of corrosion / A. Osella, A. Favetto, E. Lopez // Journal of Applied Geophysics. – 1998. – № 38. – P. 219–233.
2. Gummow, R. A. GIC effects on pipeline corrosion and corrosion-control systems / R. A. Gummow, P. Eng // J. Atmos. Sol. Terr. Phys. – 2002.

УДК 62-1/-9

## РАЗРАБОТКА ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ЗАМЕНОЙ ИХ ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ

**ДЖЕМИЛЁВ Э.Р., ШАММАЗОВ И.А.**  
Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, ремонт, устройство, вырезка, лазерное сканирование, напряженно-деформированное состояние

Одним из наиболее часто применяемых методов ремонта магистральных трубопроводов является вырезка дефектного участка и замена его на новый. При осуществлении данного метода ремонта возможно резкое смещение концов трубопровода после его резки, что является небезопасным для жизни и здоровья рабочих. При этом регламентом по вырезке дефектных участков трубопроводов РД-23.040.00-КТН-064-18 не предусматривается комплекс работ по устранению возможного смещения концов трубопровода перед его резкой [1]. В связи с этим для минимизации величины смещения концов трубопровода в производственных условиях его зачастую прижимают ковшом экскаватора, что противоречит технике безопасности ведения ремонтных работ.

В результате данного исследования проведен патентный поиск и литературный обзор на предмет способов и устройств для ремонта магистральных трубопроводов с вырезкой дефектного участка. На основе выявленных достоинств и недостатков специалистами решения проблемы резкого смещения концов трубопровода была предложена конструкция устройств, позволяющих с помощью системы гидроцилиндров зафиксировать положение трубопровода перед его разрезанием, а также центрировать его концы перед приваркой нового участка.

Для центрирования концов трубопровода устройствами в автоматическом режиме в качестве входных данных для расчета усилий, подаваемых на гидроцилиндры, используется уравнение, описывающее пространственное положение центральной оси трубопровода. Для точной и оперативной оценки пространственного положения трубопровода в ремонтном котловане разработаны технологии лазерного сканирования трубопровода, а также обработки данных сканирования [2].

Разработанные в рамках исследования техника и технологии позволяют существенно повысить как уровень производственной безопасности, так и экономическую и технологическую эффективность процесса ремонтных работ.

### Литература

1. РД-23.040.00-КТН-064-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Вырезка и врезка катушек, соединительных деталей, запорной и регулирующей арматуры. Подключение участков магистральных трубопроводов. Требования к организации и выполнению работ.
2. Shammazov I., Dzhemilev E., Sidorkin D. Improving the Method of Replacing the Defective Sections of Main Oil and Gas Pipelines Using Laser Scanning Data // Applied Sciences. – 2022. – Т. 13. – №. 1. – С. 48.

УДК 620.164.3

## ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМУ ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЗОНЫ ОХРУПЧИВАНИЯ МЕТАЛЛА ТРУБ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «ЯМБУРГ – ЕЛЕЦ 2» НА ПОДВОДНОМ ПЕРЕХОДЕ ЧЕРЕЗ РЕКУ ВОЛГА

**ИГНАТОВА Н.С.<sup>1</sup>, САДТРИНОВ Р.Р.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет  
<sup>2</sup>ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Ключевые слова: охрупчивание, твердость, собственные (остаточные) напряжения, коэрцитивная сила, ремонтная камера, темплеты, кессон

В ходе исследования участка трубы магистрального газопровода «Ямбург – Елец 2» на подводном переходе через реку Волга проведена оценка состояния металла труб магистрального газопровода, а также возможных зон охрупчивания металла в месте обнаруженного дефекта непосредственно в кессоне, а также на темплетях определены соответствия магнитных характеристик трубным сталям, произведена оценка собственных (остаточных) напряжений [1] в металле на основе расчета анизотропии магнитных свойств, оценка остаточных ресурсов металла дефектной трубы по методике, предусматривающей измерение статистических показателей твердости металла. Доказано, твердость с малой нагрузкой является наиболее оптимальной для оценки состояния металла нефтегазопроводов в условиях эксплуатации [2]. Также произведены измерения коэрцитивной силы в металле дефектного участка трубы, который в ремонтной камере



кессона разрезали на темплеты, размеры которых позволяли их извлечь из ремонтной камеры через шахту кессона непосредственно на платформу. Общеизвестно, что коэрцитивная сила – является одним из важнейших параметров, определяемых по полной петле магнитного гистерезиса и определяющих магнитные свойства ферромагнетиков [3].

Кроме того, положительный опыт применения методики исследования в кессоне и на платформе фрагментов аварийно-разрушившихся труб позволяет выработать наиболее рациональные рекомендации по методу проведения ремонта и протажности ремонтируемого участка, при этом данные исследования имеют малую критичность к условиям измерения, в отличие от лабораторных.

### Литература

1. Кузьбожев А.С. Обоснование материаловедческих критериев повреждаемости металла труб магистральных газопроводов и прогнозирование остаточного ресурса: дис. канд. тех. наук. : 05.02.01 : защищена 28.06.2003 – М.: МГВМИ, – 2013. – 124 с.
2. Михалев А.Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металл труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой: дис... канд. техн. наук: 25.00.19 / Михалев Андрей Юрьевич. – Ухта: УГТУ, – 2012. – 127 с.
3. Бердник М.М. Развитие метода оценки напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов по коэрцитивной силе металла: дис. канд. техн. наук: 25.00.19 / Бердник Мария Михайловна. – Ухта: УГТУ, – 2010. – 175 с.

УДК 537.3-047.37

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ ВНУТРИТРУБНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ЗОНДА КАТОДНО-ПОЛЯРИЗУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА

КОСАРЕВ О.В., КАТУНЦОВ Е.В., ЛУНТОВСКАЯ Я.А.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: математическое моделирование электрического поля, катодная электрохимическая защита магистрального трубопровода, внутритрубная диагностика, коррозия, метод фиктивных источников, градиент электрического поля, вычислительный эксперимент, электрическое зондирование

Магистральные трубопроводы (МТ) подвержены коррозии, что является основной причиной их аварий и простоев [1,2]. Оценить качество внутритрубной изоляции снаружи трубы затруднительно в силу экранирующих возбуждаемое поле свойств металла трубы. Решением в таких случаях является использование внутритрубных снарядов (зондов) [3]. Применение внутритрубного источника постоянного электрического тока в хорошо проводящих ток транспортируемых средах (соляные растворы, вода, некоторые продукты многотоннажных химических производств и пр.) и водонефтяных средах [4,5] делает возможным исследование взаимовлияния качества внутренней изоляции и градиента измеряемого зондом электрического поля.

Цель данной работы – разработка математической модели внутритрубного контроля состояния сопротивления изоляции катодно-поляризуемых МТ по данным

электрометрии. В работе решены следующие задачи: построенная дифференциальная математическая модель электрического поля СКЗ и внутритрубного электрического зонда методом фиктивных источников сведена к дискретной модели в виде системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ); методом вычислительного эксперимента исследовано влияние нарушения внутренней изоляции на градиент электрического поля внутритрубного зонда.

### Литература

1. Нишкевич Ю.А. Коррозия: способы борьбы с коррозией в нефтяной промышленности: монография / Ю.А. Нишкевич, А.Ю. Тропин, Ф.Ф. Насибуллин [и др.]. – Москва: ИНФРА-М, 2018. – 88 с. – (Научная мысль). – DOI: 10.12737/monograph\_y\_59a018d0867c99.11635048.
2. Пассивная защита трубопроводов от коррозии / Ф.М. Мустафин, Ц. Чэнь, О.Ф. Мустафин [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 2(98). – С. 86–90.
3. Makhutov N.A., Neganov D.A., Studenov E.P. & Zorin N.E. (2022). Development of status, strength and operating life diagnostics and monitoring methods for continuously operating oil trunk pipelines. In Procedia Structural Integrity (Vol. 40, pp. 283–295). Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.prostr.2022.04.038.
4. Голубев И.А., Голубев А.В., Лаптев А.Б. Практика применения аппаратов магнитной обработки для интенсификации процессов первичной подготовки нефти // Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 554–560. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.7.
5. Mayet A.M., Alizadeh S.M., Nurgalieva K.S., et al. (2022). Extraction of Time-Domain Characteristics and Selection of Effective Features Using Correlation Analysis to Increase the Accuracy of Petroleum Fluid Monitoring Systems, Energies, Issue 62932, Vol. 15 DOI: 10.3390/en15061986.

УДК 624.131

## МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

НЕЧАЕВ Д.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Ключевые слова: нефтепровод, криолитозона, ГИС-технологии, карст

Стратегически важные объекты транспорта углеводородов (природный газ, нефть и т.д.), трассы которых расположены на территориях со сложными геологическими условиями, в том числе и в зонах широкого распространения криолитозоны (Ямал, Якутия, Забайкальский край и т.д.), требуют особенного внимания в вопросах, касающихся взаимодействия трубопровода с окружающим массивом грунта в условиях активации опасных геологических процессов. Одной из актуальных задач является разработка методов оценки общего состояния системы «грунт-трубопровод» для определения ресурса работы трубопроводных систем.

Наиболее перспективным на сегодняшний день методом однозначно является построение прогнозных карт с использованием ГИС-технологий [1]. Различные прогнозные карты разрабатываются как к оценке определенного инженерно-геологического фактора, так и к комплексным исследованиям [2]. Предлагается использовать



различные подходы и методы оценки применительно к нефте- и газопроводам, обработку которых возможно реализовать в определенной среде ГИС. На основе общей совокупности всех данных определяются массивы данных для детальной обработки общей геотехнической картины трассы исследуемого трубопровода [3]. Оценка пространственного положения трубопровода и его изменение в массиве грунта позволит определить расчетные модели для получения значений напряженно-деформированного состояния трубы.

Предлагаемый методологический подход применен для оценки карстово-суффозионной опасности нефтепровода «Чаянда-ВСТО», расположенного в республике Саха (Якутия). В результате получена карта восприимчивости, которая идентифицирует конкретные границы участков и позволяет определить направления организации мониторинга за развитием экзогенного процесса и оптимизации процессов эксплуатации нефтепровода.

#### Литература

1. Nefros C., Loupasakis C. Introducing a geospatial database and GIS techniques as a decision-making tool for multicriteria decision analysis methods in landslides susceptibility assessment // Bulletin of the Geological Society of Greece. – 2022. – Т. 59. – №. 1. – с. 68–103. DOI: 10.12681/bgsg.29038.
2. Rasyid A.R., Bhandary N.P., Yatabe R. Performance of frequency ratio and logistic regression model in creating GIS based landslides susceptibility map at Lompobattang Mountain, Indonesia // Geoenvironmental Disasters. – 2016. – Т. 3. – с. 1–16. DOI: 10.1186/s40677-016-0053-x.
3. Строкова Л.А., Нечаев Д.А. Роль опасных геологических процессов при эксплуатации нефтепровода «Чаянда-ВСТО» // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University Geo Assets Engineering. – 2022. – Т. 333. – №. 9. – с. 86-98. DOI: 10.18799/24131830/2022/9/3752.

УДК 621.317.311

## АНАЛИЗ СРЕДСТВ И МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ СИЛЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В СИСТЕМАХ ДИСТАНЦИОННОГО КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

САВЧЕНКОВ С.В.<sup>1</sup>, АГИНЕЙ Р.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром проектирование»

<sup>2</sup>Ухтинский государственный технический университет

Ключевые слова: коррозийный мониторинг, сила тока в трубопроводе, измерение постоянного тока

Важным параметром, определяющим эффективность работы катодной защиты трубопроводов, а также, например, стальных обсадных колонн скважин, является сила катодного тока, протекающего по сечению трубопровода. Параметр силы тока – один из важных показателей, обрабатываемых системой дистанционного коррозионного мониторинга.

Анализ применяемых на практике методов измерения силы тока показывает, что на практике наибольшее распространение получил метод измерения. Однако метод имеет существенную погрешность [1].

В настоящее время широкое распространение получили т.н. бесконтактные измерители силы тока. Такие

устройства можно условно поделить на два класса: приборы для изменения переменного (синусоидального) тока и приборы для измерения квазипостоянного тока [2].

При измерении синусоидального тока проблем не возникает, т.к. прибор измеряет изменение переменного магнитного поля, частота которого идентична частоте поля.

В работе сформулированы требования к прибору для измерения силы катодного квазипостоянного тока в трубопроводе, изложены идеи его конструктивного исполнения.

#### Литература

1. Карнавский Е.Л. Новое оборудование в системах коррозионного мониторинга // Коррозия территории нефтегаз. – 2013. – № 6. – с. 4–6.
2. Kawamura T., Haginomori E., Goda Y., Nakamoto T. Recent Developments on High Current Measurement Using Current Shunt // Transactions on electrical and electronic engineering. – 2007. – V. 2. – № 5. – с. 516–522.

### Секция Круглый стол «Перспективы развития научных исследований в Антарктиде»

УДК 550.83

## ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В РАЙОНЕ СТАНЦИИ ВОСТОК: ИСТОРИЯ, ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ

АДАМОВИЧ О.О., ГОРЕЛИК Г.Д., ГРОХОТОВ Е.И.

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Антарктида, станция Восток, геофизические методы разведки

Геофизические исследования в районе станции Восток были проведены в два этапа. На первом этапе в 60–90-ые годы двадцатого века на основании комплексной интерпретации данных полевых сейсмических, гравиметрических, радиолокационных и спутниковых наблюдений сделано предположение о наличии подледникового озера, которое в дальнейшем было подтверждено бурением. На втором этапе геофизических исследований в девятидесятые – нулевые годы за счет использования методов радиолокации и сейсморазведки на отраженных и преломленных волнах удалось уточнить геометрию поверхности озера, дна и его глубину. При этом стоит отметить, что геологическое строение озера Восток и вмещающих пород, модели истории развития и генезиса озера имеют ряд существенных пробелов из-за недостатка информации о глубинном строении и динамике недр. В частности, нет достоверных данных о донных отложениях озера Восток и глубинном геологическом строении и ряде других ограничений.

Ключевой особенностью проведения работ в районе станции Восток являются тяжелые условия проведения работ, короткий полевой сезон, сложная логистика работ и уникальные геолого-геофизические условия, практически не имеющие аналогов на Земле, что не позволяет зачастую провести испытания в более простых



условиях. С другой стороны, развитие технологий не стоит на месте. Новые аппаратные решения и методики проведения геофизических работ позволяют запланировать проведение исследований, ранее не выполненных, таких как, например, сейсморазведка методом общей глубинной точки (МОВ-ОГТ).

В качестве подхода к проведению дополнительных геофизических исследований можно использовать комплексный многоуровневый подход. При этом применение того или иного комплекса методов позволяет изучать различные структурные этажи объекта. Для станции Восток можно предложить следующий комплекс методов:

1. Ледник – Малоглубинная радиолокация и сейсморазведка, глубинная радиолокация как в модификации совмещенный источник-приемник, так и с выносом источник-приемник. Сейсмоакустический поверхностный и скважинный мониторинг.

2. Донные отложения и вмещающие породы – Сейсморазведка методом МОВ-ОГТ.

3. Глубинное строение – Магнитотеллурическое зондирование, сейсморазведка ГСЗ и сейсмотомаграфия, детальная магнито-гравиметрия.

Проведение предложенных исследований позволит уточнить геологическое строение озера Восток и представления о его происхождении, обосновать точки бурения скважин для отбора глубинных образцов вещества, а также изучить геодинамические процессы, происходящие в леднике и недрах в районе станции Восток.

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.*

УДК 551.32

## ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ПРОЦЕССЫ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ПОДЛЕДНИКОВЫХ ОЗЕР АНТАРКТИДЫ

**БОРОНИНА А.С.**<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup>Государственный гидрологический институт

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный университет

Ключевые слова: подледниковые озера, математическое моделирование, Антарктида

В настоящее время в Антарктиде насчитывается более 675 подледниковых озер, около 140 из которых являются активными. Их существование главным образом возможно, благодаря ледниковому покрову, толщина которого превышает критическое значение. Закономерности развития подледниковых озер определяются сочетанием множества факторов, к основным из которых относятся: толщина ледника и снежно-фирнового слоя, аккумуляция, температура окружающего воздуха, геотермический поток и горизонтальные движения ледника (его растекание). Изучение развития подледниковых озер, а также различных субгляциальных процессов возможно выполнить лишь посредством математического моделирования [1]. Современные модели, позволяющие описывать тепломассоперенос в теле ледника, а также его динамику, крайне сложны

и ресурсоемки. В этой связи оценка степени вклада каждого из факторов в процессы, протекающие на ложе ледника, позволяет не только выявить особенности образования и эволюции подледниковых озер, но также оптимизировать процесс моделирования с учетом именно основных факторов.

В настоящей работе выявлена степень вклада перечисленных факторов на формирование и развитие подледниковых озер Антарктиды. В основу положено численное решение одномерной задачи Стефана.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РНФ № 22-27-00266.*

### Литература

1. Попов С.В., Пряхина Г.В., Боронина А.С., Кашкевич М.П. Математическое моделирование, как основной метод изучения процессов, протекающих в ледниках и подледниковых водоемах Антарктиды // Сборник материалов IV-й Международной научно-практической конференции, посвященной 15-летию Государственного учреждения «Республиканский центр полярных исследований». – Минск: УО БГТУ. – 2022. – С. 192–195. EDN LWDNFA.

УДК 576.8(99)

## ВОДА ПОДЛЕДНИКОВОГО АНТАРКТИЧЕСКОГО ОЗЕРА ВОСТОК МОЖЕТ НЕ СОДЕРЖАТЬ МИКРОБНЫЕ СООБЩЕСТВА, ЧТО ПОДТВЕРЖДЕНО ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫМ МЕТОДОМ OXFORD NANOPORE СЕКВЕНИРОВАНИЯ

**БУЛАТ С.А.**<sup>1</sup>, **ДОРНИН М.В.**<sup>1</sup>, **СУМБАТЯН Д.А.**<sup>2</sup>, **ШВЕЦОВ А.В.**<sup>1</sup>

<sup>1</sup>НИЦ КИ – Петербургский институт ядерной физики, Гатчина, Россия

<sup>2</sup>Azrieli Faculty of Medicine, Bar-Ilan-University, Israel

Ключевые слова: Антарктика, озеро Восток, глубокое бурение, вскрытие озера, замерзшая вода озера, микробные сообщества, нанопоровое секвенирование, контаминация

Цель заключалась в поиске микробной жизни в подледниковом антарктическом озере Восток путем анализа верхнего слоя воды, поступившей в скважину после вскрытия озера. Образец представлял собой замерзшую воду с глубины 3721 м, вошедшую в скважину после вскрытия озера.

Озеро Восток – это гигантский (270 x 70 км, площадь 15800 км<sup>2</sup>), глубокий (до 1,3 км) пресноводный водный резервуар, погребенный в полу-грабене под 4-км толщей Восточно-Антарктического ледникового щита с температурой около температуры таяния льда (около -2,5 °С) под давлением 400 атмосфер. Водоем исключительно олиготрофный и бедный по содержанию первичных химических ионов (сравнимый с поверхностным снегом), с высоким содержанием растворенного кислорода (в диапазоне 320–1300 мг/л) и закрытый от поверхностной биоты около 15 млн лет назад [1].



Лед был тщательно деконтаминирован и растоплен в холодном и «чистом» помещении, а выделенная геномная ДНК амплифицирована с помощью вырожденных праймеров на область v3-v4 16S рРНК бактериальных генов. Ампликоны были секвенированы как по методу Сэнджера, так и высокопродуктивной технологией секвенирования Oxford Nanopore.

В результате анализа ДНК по методу Сэнджеру было получено в общей сложности 16 бактериальных филоотипов. Из них только один филоотип 3721v34-24 прошел все контроли на контаминацию. Он был доминирующим – состоящим из 41,4 % клонов с тремя аллельными вариантами. Классифицировать его не удалось – 87,7 % (ниже уровня семейства) сходства с *Mucilaginibacter daejeonensis* NR\_041505 из Bacteroidetes (Sphingobacteriaceae).

Применив технологию Oxford Nanopore к тому же ампликону, было получено в общей сложности 20 535 прочтений. Из них, 92 % чтений были классифицированы с точностью более 85 %. В результате было идентифицировано 17 бактериальных филоотипов с численностью выше 0,5 %.

Таким образом, истинных находок методом нанопорового секвенирования выявлено не было, это свидетельствует, что верхний горизонт воды в озере Восток может быть свободен от микробной ДНК. В настоящее время изучаются дополнительные образцы замерзшей воды, чтобы прояснить этот вопрос.

#### Литература

1. Bulat S., Petit JR. (2022) Vostok, Subglacial Lake. In: Gargaud M. et al. (eds) Encyclopedia of Astrobiology. Springer, Berlin, Heidelberg. – Pp. 1–7. DOI: 10.1007/978-3-642-27833-4\_1765-3.

УДК 550.822.7

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА УЛАВЛИВАНИЯ ШЛАМА ПРИ БУРЕНИИ ЛЕДНИКОВ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ

**ВАСИЛЬЕВ Д.А., БОЛЬШУНОВ А.В.**

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: продувка воздухом, снежно-фирновая толща, шламоборный фильтр, Антарктида

Перспективным направлением в области бурения верхних проницаемых горизонтов ледников является разработка технологии бурения снарядами на грузонесущем кабеле с обратной призабойной циркуляцией сжатого воздуха. Предполагается, что при успешном внедрении данной технологии существенно повысится производительность, энергоэффективность и безаварийность бурения, по сравнению с методами шнекового и теплового колонкового бурения.

Одной из решаемых задач, в рамках разработки данной технологии, является создание эффективной системы улавливания ледяного шлама. За более чем полувековой опыт глубокого бурения ледников было опробовано множество систем шламоулавливания, отличающихся разнообразием конструкций и физических

процессов, лежащих в основе их работы. Однако, в настоящее время не существует четкого представления об эффективности работы данных систем при использовании воздуха в качестве очистного агента.

В 68-й Антарктической экспедиции, в ходе сезонных работ на станции Восток, были проведены экспериментальные исследования процесса улавливания ледяного шлама из восходящего потока воздуха. Исследования проводились на экспериментальном стенде [1], в качестве транспортируемого материала выступал реальный ледяной шлам, полученный в результате бурения неглубокой скважины VK-23 (36 м).

В результате экспериментальных работ установлено, что циклонные фильтры, ранее не применявшиеся при бурении льда, значительно эффективнее сетчатых (количество уловленного шлама по массе 96,8 % и 57,8 % соответственно). Полученные экспериментальные данные обуславливают целесообразность применения циклонных шламоуловительных систем при бурении ледников с продувкой воздухом.

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.*

#### Литература

1. Игнатъев С.А., Васильев Д.А., Большунов А.В., Васильева М.А., Ожигин А.Ю. Экспериментальные исследования переноса ледяного шлама воздухом при бурении снежно-фирновой толщи // Лёд и Снег. – 2023. – № 63(1). – С. 141–152.

УДК 551.32

## ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АНТАРКТИДЕ

**ВОРОБЬЁВ Д.М.<sup>1,2</sup>, ПОПОВ С.В.<sup>1,2</sup>, ЕГОРОВ М.С.<sup>1</sup>, КИСЕЛЁВ А.В.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>АО «Полярная морская геологоразведочная экспедиция» (ПМГРЭ)

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный университет (СПбГУ)

Ключевые слова: геолого-геофизические исследования, Антарктида

Отечественные геолого-геофизические работы в Антарктиде проводятся на регулярной основе более шести десятилетий. Они являются наиболее важной частью научных исследований нашей страны в Южной полярной области. Их основные задачи сформулированы в Морской доктрине Российской Федерации, как осуществление государственной политики, направленной на сохранение и закрепление позиций России в этом регионе [1]. Текущие планы, связанные с его изучением и освоением Южной полярной области изложены в «Стратегии развития деятельности Российской Федерации в Антарктике до 2030 года», утвержденной Правительством РФ 19.08.2020.

Во исполнение этих планов, ПМГРЭ, на протяжении более полувека проводит планомерные геолого-геофизические исследования в Антарктике. Наиболее значимыми являются континентальные работы.





Комплексными аэрогеофизическими работами покрыто более трети территории Антарктиды. Они включают в себя гравимагнитные и радиолокационные исследования. Сейчас работы сосредоточены в обширной области Восточной Антарктиды в секторе 60° – 110° в.д., ключевым для понимания истории и этапов развития всего континента [1]. Здесь также выполнялись масштабные наземные работы, включая ГСЗ, МОВ, МОВЗ, МПВ и РЛП [1,2]. Наиболее важными из них является изучение подледникового озера Восток [2].

#### Литература

1. Погорельский А.И., Масолов В.Н., Попов С.В., Воробьев Д.М., Егоров М.С., Киселёв А.В. Основные этапы отечественных геолого-геофизических исследований в Антарктике: достижения и перспективы // Евразийское Научное Объединение. – 2020. – № 8–6(66). – С. 381–385. – EDN РННТУТ.
2. Попов С.В., Лейченко Г.Л., Липенков В.Я., Мосолов В.Н., Лукин В.В., Екайкин А.А. Отечественные исследования района подледникового озера Восток, Восточная Антарктида // Комплексные исследования природной среды Арктики и Антарктики: Тезисы докладов международной научной конференции, Санкт-Петербург, 02–04 марта 2020 года. – Санкт-Петербург: ААНИИ, 2020. – С. 191–193. – EDN MGYNSB.

при температурах ниже заявленной разрешенной производителем на 10–15 градусов по Цельсию [3]; результаты температурных датчиков на устройствах с покрытием и без него отличаются незначительно; при запуске полупроводникового температурного датчика в условиях низких температур обнаружено среднее отклонение 5 градусов по Цельсию.

#### Литература

1. Yu X.K., Tao Y.B. Получение и определение характеристик композитных материалов с фазовым переходом парафин/расширенный графит с высокой теплопроводностью, (2022) International Journal of Heat and Mass Transfer. DOI:10.1016/j.ijheatmasstransfer.2022.123433.
2. Zhang N. et al. (2020). Антарктическая подледниковая буровая установка: Часть IV. Электрическая и электронная система управления. Annals of Glaciology 1–12. DOI: 10.1017/aog.2020.40.
3. Lakshminarayanan V., Sriraam N. Влияние температуры на надежность электронных компонентов. IEEE International Conference on Electronics, Computing and Communication Technologies (CONECCT), 2014, pp. 1-6. DOI: 10.1109/CONECCT.2014.6740182.

УДК 550.8.028

УДК 621.382

## ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ МИКРОЭЛЕКТРОНИКИ В НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

**ДВОЙНИКОВ В.М.<sup>1,3</sup>, БУРЫЛОВ Д.А.<sup>2</sup>, ШПЕНСТ В.А.<sup>3</sup>,  
БОЛЬШУНОВ А.В.<sup>3</sup>, СМИРНОВ В.А.<sup>2</sup>, ТРУФАНОВ С.А.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Новел СПб»

<sup>2</sup>ЗАО «Фортэкс»

<sup>3</sup>Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: бурение, Антарктида, Арктика, микроэлектроника, температурный датчик, низкие температуры

На сегодняшний день электромеханическая буровая установка, используемая Российской экспедицией, не обладает достаточным количеством электронных измерительных средств, что приводит к снижению эффективности и скорости бурения. Использование современной микроэлектроники осложняется, в первую очередь, уникальными климатическими условиями [1], в частности, низкой температурой и атмосферным давлением. Иностраные буровые установки имеют гораздо более современное электронное сопровождение, которое также имеет ряд недостатков [2]. В работе освещена тема применения электронных измерительных устройств в процессе бурения скважин в условиях Антарктиды, а также проанализированы способы защиты электроники от воздействия низких температур. Получены результаты эксперимента над температурными датчиками различного типа и разным расположением относительно микрочипа с использованием охлаждающей камеры. Также проведен эксперимент с электроникой, покрытой водонепроницаемым полимерным покрытием. Сделаны следующие выводы: выбранные серийные микроконтроллеры и температурные датчики не выходят из строя

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ ЦЕНТР АПРОБАЦИИ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ИЗУЧЕНИЯ ПОЛЯРНЫХ РЕГИОНОВ

**ИГНАТЬЕВ С.А.<sup>1</sup>, ВОРОНОВ К.В.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский горный университет

<sup>2</sup>Научно-производственная фирма «РЕОМ»

Ключевые слова: Антарктида, Арктика, озеро Восток, экспериментальный стенд, бурение

В соответствии со Стратегией развития деятельности Российской Федерации в Антарктике до 2030 г., утвержденной распоряжением Правительства РФ от 30 июня 2021 г. № 1767-р, будет реализовано 21 Мероприятие в рамках «Комплексного исследования подледникового озера Восток и палеоклимата Земли в районе российской антарктической станции Восток». Одной из основных задач является разработка новых экологически безопасных технологий и технических средств бурения скважины доступа к озеру Восток, его вскрытия, отбора проб воды и донных отложений, для решения которой требуется проведение целого комплекса натурных экспериментальных исследований. Однако, внутриконтинентальное расположение станции Восток и суровые климатические условия в районе станции диктуют свои требования к научно-исследовательским работам, затрудняя их проведение сложной транспортной логистикой и коротким летним сезоном.

Аналогичная ситуация характерна и для научно-исследовательских работ, проводимых в удаленных арктических регионах Российской Федерации, объемы которых в последнее время значительно выросли, что связано с принятием Стратегией развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года, утвержденной Указом Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645.



Для эффективного решения указанных выше задач и апробации разрабатываемых технических средств возникла потребность в строительстве экспериментального центра.

В разработанном проекте экспериментального центра предусматривается строительство трех стендов:

1. Экспериментальный стенд «скважина – ледовый массив (мерзлая порода)» с климатической камерой, имитирующий массив ледника с возможностью заморозки до  $-70^{\circ}\text{C}$ ;

2. Экспериментальный стенд «скважина – ледовый массив (мерзлая порода)» с климатической камерой, позволяющей моделировать градиент температуры в пределах  $+25^{\circ}\text{C} - 70^{\circ}\text{C}$ ;

3. Экспериментальный стенд «скважина – водоем» с бассейном для апробации технических средств отбора проб донных отложений подледниковых озер.

Конструкции и технические параметры климатических камер для экспериментальных стендов были проработаны совместно с ООО «НПФ «РЕОМ».

УДК 551.324.24

## ПЕРВИЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЕТРОСТРУКТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЧАСТИ ЛЕДОВОГО КУПОЛА АНТАРКТИДЫ И ПЛАНЫ НА ПЕРСПЕКТИВУ

**КРИКУН Н.С., ГРОХОТОВ Е.И., ВОЛКОВА В.И.**

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: станция Восток, фирн, Антарктида

Расчленение верхней части Антарктического ледового купола, исследование границ и факторов перехода снег-фирн и фирн-лед, изучение особенностей физико-механических свойств среды [1] необходимо для подбора параметров разрабатываемых буровых технологий и оборудования. Кроме того, учет особенностей геологического строения района работ и динамического состояния среды при датировании позволит уточнить результаты, полученные с использованием изотопных методов, и необходим для избежания получения «кажущегося» возраста и геологически абсурдных результатов. Помимо этого, петроструктурные особенности, данные о вариации структурных и реологических характеристик несут информацию необходимую для исследования напряженного состояния ледника, построения палеодинамических и палеоклиматических реконструкций [2].

В ходе сезонных работ 68-й РАЭ в районе станции Восток была пробурена скважина VK-23 (глубиной 36 метров). По керну, поднятому из скважины, помимо стыковки, точного измерения длины и плотности производилось изучение петроструктурных особенностей фирна и льда с использованием микроскопа и светового стола. Изготовление и описание пришлифованных пластин выполнялось с интервалом в 5 м.

В результате выполнено расчленение верхней части разреза ледового купола Антарктиды. Установлено, что с глубиной происходит рост размера зерен фирновых отложений и увеличение доли кристаллов более крупных

фракций, что обусловлено процессами перекристаллизации под действием направленного стресса и с течением времени. Кроме того, рост давления с глубиной обеспечивает улучшение прочностных свойств исследуемых пород и повышение их плотности, что объясняется эволюционным изменением в процессе уплотнения и динамометаморфизма. Важно отметить, что увеличение плотности ледовых пород можно также связать с уменьшением закрытой пористости. Чтобы качественно оценить этот показатель в дальнейшем, необходимо привлечение компьютерной микротомографии, что также позволит изучить проницаемость и перколяцию снежно-фирновых и ледниковых отложений. Помимо этого, планируется провести аналогичные исследования на удалении от скважины VK-23 для корреляции полученных данных и построения структурных карт выделенных горизонтов.

### Литература

1. Ekaykin A.A., Tchikhatchev K.B., Veres A.N., Lipenkov V.Ya., Tebenkova N.A., Turkeev A.V. Vertical profile of snow-firn density in the vicinity of Vostok station, Central Antarctica. *Led i Sneg. Ice and Snow*. 2022, 62 (4). P. 504–511. [In Russian]. DOI: 10.31857/S2076673422040147.

2. Особенности строения антарктического ледникового покрова в районе станции Восток по результатам петроструктурных исследований ледяного керна / В.Я. Липенков, Е.В. Полякова, П. Дюваль, А.В. Преображенская // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2007. – № 2(76). – С. 68–77.

УДК 622.243.5

## КОНЦЕПТУАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ СТЕНДА ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОЦЕССА РЕЗАНИЯ ЛЬДА И МЕРЗЛЫХ ПОРОД ВЫСОКОСКОРОСТНЫМИ СТРУЯМИ ЖИДКОСТИ

**ОЖИГИН А.Ю., КЛИМОВ В.Я., ИГНАТЬЕВ С.А.**

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: бурение льда, вращательное бурение, высокоскоростные струи жидкости, Антарктида

Для дальнейшего углубленного изучения подледникового озера Восток требуется бурение новой скважины доступа. Ввиду суровых климатических условий, сложной логистики, а также короткого сезона ведения работ, существующие технологии бурения глубоких скважин во льду требуют значительных временных затрат. В связи с чем существует необходимость разработки новой технологии, позволяющей существенно увеличить скорость бурения.

В различных отраслях промышленности получил распространение и хорошо себя зарекомендовал способ разрушения материалов высокоскоростными струями жидкости. В горной отрасли данный метод широко применяется на угольных шахтах при очистных и проходческих работах. Применение данной технологии позволило увеличить энерговооруженность выемочных машин без увеличения их габаритов и веса и уменьшить усилие резания на резце в 1,5–1,8 раза, и увеличить скорость подачи более чем в 2 раза [1].

Ранее проведенные в Горном университете исследования показали, что оптимальное расстояние от среза



сопла до поверхности забоя скважины находится в диапазоне от 3 до 10 мм, а предельное давление в гидронасосе не должно превышать 100 МПа, в противном случае температура жидкости превышает 60 °С, что может приводить к наступлению необратимых процессов в структуре кремнийорганической жидкости [2], которую предполагается использовать при бурении скважины доступа.

Для дальнейшего изучения процессов разрушения льда высокоскоростными струями жидкости необходима разработка экспериментального стенда чтобы определить влияние на процесс резания льда и мерзлых пород фактора затопления струи, взаимодействие струи и реза, их оптимальное взаимное положение, оптимальное количество форсунок и их диаметр, оценить энергоёмкость и эффективность метода.

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.*

### Литература

1. Жабин А.Б. Обоснование параметров взаимодействия агрегированного механогидравлического инструмента с массивом для эффективного разрушения крепких горных пород: дис. канд. тех. наук: 05.05.06 / Жабин Александр Борисович. – М. – 1984.
2. Патент № 2779170 Российская Федерация МПК E21B7/18 Способ бурения скважин в ледниковом покрове / Литвиненко В.С., Трушко В.Л. – RU 2779170 C1 заявл. 23.03.2022г., опубли. 09.05.2022 г.

важную информацию о мощности ледника в районе забоя скважины. В настоящее время Горный университет и ПМГРЭ планируют приступить к работам, направленным на подготовку к реализации следующего этапа изучения озера Восток – бурения новой скважины доступа к озеру, его вскрытие, отбор проб воды и донных отложений [2]. Работы будут включать проведение дополнительных геофизических исследований, которые с учетом сейсмических и радиолокационных данных, полученных ПМГРЭ на начальном этапе изучения озера Восток, позволят обоснованно выбрать точку заложения новой скважины доступа к озеру.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РФФ № 22-27-00266 «Разработка математической модели развития ледникового покрова с последующим применением для описания субгляциальных гидрологических процессов в районе подледникового озера Восток, Восточная Антарктида».*

### Литература

1. Попов С.В., Лейченко Г.Л., Липенков В.Я., Мосолов В.Н., Лукин В.В., Екайкин А.А. Отечественные исследования района подледникового озера Восток, Восточная Антарктида // Комплексные исследования природной среды Арктики и Антарктики: Тезисы докладов международной научной конференции, Санкт-Петербург, 02–04 марта 2020 года. – Санкт-Петербург: ААНИИ, 2020. – С. 191–193. – EDN MGYNSB.
2. Большунов А.В., Васильев Н.И., Тимофеев И.П., Игнатьев С.А., Васильев Д.А., Лейченко Г.Л. Перспективное технологическое решение по отбору проб донных отложений подледникового озера Восток: актуальность и постановка задач исследований // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 779–787. – DOI: 10.31897/PMI.2021.6.1. – EDN VKPIKQ.

УДК551.32

## РЕЛЬЕФ ДНА ПОДЛЕДНИКОВОГО ОЗЕРА ВОСТОК В РАЙОНЕ ТОЧКИ ПЛАНИРУЕМОГО БУРЕНИЯ НОВОЙ СКВАЖИНЫ

**Попов С.В.<sup>1,2</sup>, Большунова В.В.<sup>3</sup>, Воробьёв Д.М.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>АО «Полярная морская геологоразведочная экспедиция», Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, Санкт-Петербург

<sup>3</sup>Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург

Ключевые слова: Антарктида, геофизические исследования, подледниковое озеро Восток.

Открытие озера Восток является величайшим событием в истории антарктических исследований. Практически сразу после этого наша страна приступила к его планомерному изучению. На начальном этапе Полярная морская геологоразведочная экспедиция (ПМГРЭ) в тесном сотрудничестве с Российской антарктической экспедицией проводила комплексные геофизические исследования, направленные на создание всестороннего представления об этом уникальном объекте: картировалась его береговая линия, мощность ледникового покрова, глубины озера, рельеф дна, и подледный рельеф [1]. Данные работы, помимо чисто научных задач, оказывали существенную помощь при проведении буровых работ на станции Восток, особенно на этапе проникновения в озеро, поскольку давали

УДК 550.8.028

## ВЫБОР ЭФФЕКТИВНОЙ КОМПОНОВКИ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОТБОРА ПРОБ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПОДЛЕДНИКОВЫХ ОЗЕР

**Ракитин И.В., Шишкин Е.В., Ожигин А.Ю.**

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: полярные регионы, подледниковые озера, донные отложения, отбор проб

Одними из самых малоизученных сред на Земле являются подледниковые озера, залегающие в полярных регионах. Их количество в настоящее время насчитывает более 700 объектов, около 80 % из которых являются замкнутыми системами [1], изолированными от атмосферы на протяжении многих тысяч лет. Донные отложения подледниковых озер содержат данные о формировании ледникового покрова и изменении климата планеты. Помимо этого, отложения могут содержать уникальные микроорганизмы, условия эволюции которых, сравнимы с подледниковыми водоёмами на других объектах Солнечной системы.

Получение подобного рода информации невозможно без прямых исследований с использованием пробоотборных устройств, конструкции которых должны соответствовать следующим условиям эксплуатации: градиент температуры (от –60° до +5°) и давления (0,1–50 МПа); дорогостоящая логистика; ограниченные



возможности ремонта; необходимость экологически чистого доступа к подледниковой среде; требование к ненарушению реликтовой системы озера [2].

Применение устройств пробоотбора, имеющих механизм перемещения по донной поверхности, позволяет расширить область отбора проб осадочных отложений, что особенно важно для неглубоких озер, залегающих под мощными ледниками. Наиболее подходящей под требуемые условия эксплуатации является конструкция пробоотборного устройства с двигателем шагающего типа, представленным в работе [3].

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.*

### Литература

1. Livingstone, S.J., Li, Y., Rutishauser, A. et al. Subglacial lakes and their changing role in a warming climate. *Nat Rev Earth Environ* 3, 106–124 (2022). DOI:10.1038/s43017-021-00246-9.
2. Litvinenko V. Foreword: Sixty-year Russian history of Antarctic subglacial lake exploration and Arctic natural resource development // *Chemie der Erde*. 2020. Vol. 80. Iss. 3. № 125652. DOI: 10.1016/j.chemer.2020.125652.
3. Шишкин Е.В., Большунов А.В., Тимофеев И.П., Авдеев А.М., Ракитин И.В. Модель шагающего пробоотборника для исследования донной поверхности подледникового озера Восток // *Записки Горного института*. – 2022. – Т. 257. – С. 853–864.

УДК 622.243.94

## ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ В ТЕРМОГИДРАВЛИЧЕСКОМ БУРОВОМ СНАРЯДЕ – РАСШИРИТЕЛЕ ПРИ ПРОКАЧКЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

**СЕРБИН Д.В., ДМИТРИЕВ А.Н.**

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Антарктида, станция Восток, гидравлические потери, местные сопротивления, бурение

Технология бурения плавлением сплошным забоем с одновременным расширением скважин в ледовом массиве объединяет два технологических процесса: контактное бурение плавлением и конвективное расширение скважин подогреваемым теплоносителем. Данная технология реализуется при помощи термогидравлического бурового снаряда – расширителя (ТБСР), разработанного специалистами Санкт-Петербургского горного университета.

Общее давление  $P_n$  прокачиваемого теплоносителя, которое должен развивать насос, определяется как сумма частных гидравлических сопротивлений трения и местных сопротивлений с запасом в 20–50 % и находится из выражения (1) [1, 2]:

$$P_n = \kappa_3 \left( \sum_{n=1}^N P_n^T + \sum_{m=1}^M P_m^M \right) \quad (1)$$

где,  $P_n^T$  – потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений трения на различных участках циркуляционной системы и пенетратора, Па;  $P_m^M$  – потери

давления на преодоление местных гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе и пенетраторе, Па;  $\kappa_3$  – коэффициент, учитывающий необходимость запаса давления насоса.

Анализ гидравлических потерь циркуляционной системы и пенетратора позволил выявить экстремумы значений для их последующего учета в проектной документации, а также сделать правильный выбор насосного оборудования для включения его в конструкцию реального ТБСР.

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.*

### Литература

1. Маковой Н. Гидравлика бурения / Маковой Н. – Пер. с РУМ. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
2. Талалай П.Г. Научно-практические основы эффективной и экологически чистой технологии бурения глубоких скважин в ледниках / Талалай П.Г. // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Санкт-Петербург, – 2007. – 304 с.

УДК 650.3

## ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ КАК ПРОБЛЕМА ДЛЯ РАЗВИТИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ АНТАРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

**СВЕТНОВА Е.И.**

ИФЗ РАН

Ключевые слова: эволюция газовых гидратов, математическое моделирование

В дне акваторий и в зонах распространения вечной мерзлоты широко распространены термобарические условия благоприятные для образования газовых гидратов. Газовые гидраты – это соединения газа и воды, которые образуются при определенных термобарических условиях и наличии необходимого газа и флюида как для роста гидратонасыщенности, так и соблюдения локальных условий термодинамического равновесия гидрата с насыщающим коровым флюидом [1,2]. Геофизическими наблюдениями в различных научных экспедициях в последние годы было обнаружено большое количество скоплений газовых гидратов в земной коре различных регионов и, в том числе, в Антарктических. Но газовые гидраты рассматриваются не только как возможный источник углеводородов в будущем, но и как источник геологической опасности для проведения полевых работ или научных исследований в зонах потенциального наличия газовых гидратов в среде земной коры. Геологическая опасность включает неконтролируемые выбросы газа при производстве геофизических исследований или работ в зонах существования газовых гидратов, потенциально приводящих к изменению термобарических условий в структурах земной коры. Очень важно, что гидратонасыщенность осадков может косвенно указывать на историю и характер фильтрационного режима осадков в морском дне в зоне гидратонасыщенности [3,4], что существенно для предварительных



прогнозов газонасыщенности. Поэтому представляется необходимым изучение различных сценариев эволюции гидратных скоплений в Антарктическом регионе, вызванных различными природными процессами как экспериментального в лабораторных условиях и в течение морских экспедиционных исследований, так и теоретического с помощью математического моделирования.

#### Литература

1. Суетнова Е.И. Моделирование аккумуляции газгидратов при осадконакоплении и уплотнении осадков субаквальных условиях. // Физика Земли. – 2007. – № 9. – С. 87–93.
2. Суетнова Е.И. Влияние флюидодинамических и реологических свойств осадков на процесс вязкоупругого уплотнения при различных скоростях осадконакопления. // Физика Земли. – 2010. – № 6. – С. 72–79.
3. Суетнова Е.И. Математическое моделирование процессов аккумуляции газовых гидратов для различных геофизических условий в морском дне // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, – 2018. – № 11. – С. 31–35.
4. Собисевич А.Л., Суетнова Е.И., Жостков Р.А. Влияние слоистых структур морского дна на формирование газовых гидратов в окрестности глубоководных грязевых вулканов: математическая модель // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле, – 2022. – Том 503. – № 1. – С. 36–40.

УДК 551.324.85

## ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ ГЛЯЦИО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИИ ЛЕДОВЫХ АЭРОДРОМОВ В АНТАРКТИДЕ

**СУХАНОВА А.А.<sup>1</sup>, КАШКЕВИЧ М.П.<sup>2</sup>,  
ПОПОВ С.В.<sup>3,2</sup>, ПОЛЯКОВ С.П.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Первая Геотехническая Компания», г. Санкт-Петербург

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский Государственный университет,  
г. Санкт-Петербург

<sup>3</sup>АО «Полярная Морская Геологоразведочная Экспедиция»,  
г. Санкт-Петербург

<sup>4</sup>Арктический и Антарктический научно-исследовательский институт

Ключевые слова: георадиолокация, выводные ледники, ледниковые трещины

Одним из основных и наиболее быстрых способов снабжения круглогодичных станций в Антарктиде является воздушное сообщение.

Ледники в краевой части материка подвержены процессам формирования обширных систем трещин, поэтому крайне важным является своевременное изучение приповерхностного строения и динамики ледников для оценки возможного их влияния на жизнедеятельность станций.

В настоящей работе приводятся примеры успешной реализации комплексных гляцио-геофизических работ в период 2018–2023 гг. в районах российских антарктических станций Мирный, Прогресс, Русская и полевой базы Оазис Бангера. Исследования на станции Русская в сезон 65-й РАЭ (2018/19г.) были направлены на поиск новой площадки для строительства аэродрома в условиях расконсервации станции. Работы в районе базы Оазис Бангера в сезон 64-й РАЭ (2018/19 г.) позволили определить безопасное место для строительства ВПП на льду залива. В ходе работ в сезон 64-й РАЭ (2018/19г.) на станции Мирный был выполнен мониторинг состояния

существующей ВПП и поиск участка для запасного аэродрома с целью приема самолетов как на лыжных, так и на колесных шасси. Исследования в районе станции Прогресс в сезон 68-й РАЭ (2022/23 г.) проводились в районе действующей ВПП «Зенит» для оценки трещиноватости ледника и динамической ситуации в его пределах.

Основой комплекса гляцио-геофизических работ является метод георадиолокации, с 2014 г. успешно применяющийся для изучения ледниковых трещин и покровного льда водоемов в рамках сезонных работ РАЭ. Георадиолокационное профилирование дополняется керновым бурением для проведения структурного, плотностного и температурного анализа приповерхностного льда. Высокоточные геодезические GNSS измерения положения гляциологических вех дают возможность оценить скорости и направление течения льда в различных его областях.

УДК 622.243

## БУРЕНИЕ ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ 5Г-5 В ИНТЕРВАЛАХ ГЛУБИН 3300-3535 МЕТРОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КЕРНА ДРЕВНЕГО ЛЬДА НА СТАНЦИИ ВОСТОК, АНТАРКТИДА

**ТУРКЕЕВ А.В.<sup>1</sup>, БОЛЬШУНОВ А.В.<sup>2</sup>, СЕРБИН Д.В.<sup>2</sup>,  
ИГНАТЬЕВ С.А.<sup>2</sup>, ДМИТРИЕВ А.Н.<sup>2</sup>, КАДОЧНИКОВ В.Г.<sup>2</sup>,  
ВАСИЛЬЕВ Д.А.<sup>2</sup>, ШАДРИН В.С.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Арктический и Антарктический научно-исследовательский институт

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Антарктида, станция Восток, глубокое бурение ледника, древний лед, кристаллическая структура льда

Проведенные исследования показали, что атмосферный лед, залегающий на станции Восток в интервале глубин 3318 – 3538 м, датируется возрастом более 1,2 млн лет [1]. В рамках инициативы VOICE (Vostok Oldest Ice Challenge) в сезоне 2018/19 года на глубинах 3266–3291 метров было проведено отклонение от основного ствола скважины 5Г с целью забурирования нового ствола 5Г-5 для получения параллельного керна древнего льда. Операция отклонения выполнена с использованием стандартного электромеханического снаряда КЭМС-135, предназначенного для бурения глубоких скважин в леднике, без существенных изменений в его конструкции. Технология отклонения и электромеханический снаряд были разработаны специалистами Санкт-Петербургского горного университета.

В сезонах 2021/22 и 2022/23 годов бурение нового ствола 5Г-5 было продолжено и по результатам окончания сезонных работ 68-ой Российской антарктической экспедиции глубина скважины составила 3535 метров. Таким образом, забой скважины находится в непосредственной близости к границе «древний (атмосферный) лед – конжеляционный (озерный) лед».

В докладе рассмотрены метод и алгоритм выполнения буровых работ для получения керна в интервале глубин 3300 – 3535 метров, отмечены их особенности, а также мероприятия по поддержанию непрерывного процесса бурения ледника при резком увеличении размеров кристаллов древнего льда. Представлен опыт бурения



бокового ствола скважины 5Г-5 и описаны конструкции буровых коронок, используемых при выполнении отклонения и бурения скважины в леднике.

#### Литература

1. Липенков В.Я., Екайкин А.А. В поисках древнейшего льда Антарктиды. Лёд и Снег. 2018; 58 (2): 255-260. DOI: 10.15356/2076-6734-2018-2-255-260.

УДК 550.822.7

## ВОЗВРАТНО-ВРАЩАТЕЛЬНЫЙ СПОСОБ БУРЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ В АНТАРКТИДЕ

**ШАДРИН В.С., БОЛЬШУНОВ А.В., КЛИМОВ В.Я.**

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: Антарктида, бурение скважин, возвратно-вращательный способ, экспериментальный стенд

Одним из основных методов комплексного исследования Антарктиды является изучение кернового материала льда и подледниковых пород, а также проб донных отложений. В реализованных проектах для отбора кернового материала из скважин и проб донных отложений использовались технологии, основанные на различных физических процессах разрушения горных пород [1].

В Горном университете под руководством Э. А. Загрявного был разработан способ разрушения горных пород, основанный на возвратно-вращательном движении породоразрушающего инструмента. Основными преимуществами данного способа являются компенсация реактивного момента бурового снаряжения при его взаимодействии с горной породой, позволяющая отказаться от распорного устройства, и вибрационное воздействие породоразрушающего инструмента на горную породу, интенсифицирующее процесс бурения [2].

С целью исследования процесса разрушения льда возвратно-вращательным способом в НЦ «Арктика» был разработан экспериментальный стенд, прошедший апробацию в условиях станции Восток в рамках сезонных работ в 68-й Российской Антарктической экспедиции.

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2023 г. № FSRW-2021-0011.*

#### Литература

1. Gong, D.; Fan, X.; Li, Y.; Li, B.; Zhang, N.; Gromig, R.; Smith, E.C.; Dummann, W.; Berger, S.; Eisen, O.; Tell, J.; Biskaborn, B.K.; Koglin, N.; Wilhelms, F.; Broy, B.; Liu, Y.; Yang, Y.; Li, X.; Liu, A.; Talalay, P. Coring of Antarctic Subglacial Sediments. J. Mar. Sci. Eng. 2019, 7, 194. DOI: 10.3390/jmse7060194.

2. Поддубный Д.А. Лабораторные экспериментальные исследования динамически уравновешенного бурового снаряжения на грузонесущем кабеле с авторезонансным электроприводом возвратно – вращательного движения. / Э.А. Загрявный, Н.С. Губарь, Д.А. Поддубный // «Народное хозяйство республики Коми» // г. Воркута, – № 1, – 2013. – С. 39–44.

## Секция «Актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин»

УДК 550.832.5

## ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГЕОФИЗИЧЕСКОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ДОБЫЧИ УВС И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

**БАБКИН И.В.<sup>1</sup>, ЕГУРЦОВ С.А.<sup>1</sup>, ИВАНОВ Ю.В.<sup>1</sup>, АХМЕДСАФИН С.К.<sup>2</sup>, КИРСАНОВ С.А.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Институт нефтегазовых технологий «ГеоСпектр»

<sup>2</sup>ПАО «Газпром»

Ключевые слова: технологическая платформа, мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж, газонефтенасыщенность, галитизация, рапа, литий, цементный камень

Существенное усложнение горно-геологических условий разработки месторождений УВ повышает требования к информативности геофизических исследований скважин (ГИС). В связи с этим был проведен комплекс теоретических и опытно-экспериментальных исследований, математического и натурального моделирования, направленный на совершенствование научного, методического, программно-интерпретационного и аппаратного обеспечения проведения и обработки материалов ГИС. Исследования учитывали специфические особенности геологического строения и литологического состава пород месторождений, разрабатываемых ПАО «Газпром».

В результате создана инновационная технологическая платформа мультиметодного многозондового нейтронного каротажа (ТП ММНК), предназначенная для решения актуальных задач геолого-геофизического сопровождения разработки как вновь вводимых, так и находящихся на поздних стадиях освоения месторождений. Применение платформенных подходов в геофизических исследованиях скважин относится к перспективным направлениям инновационного развития ПАО «Газпром».

УДК 622.245.422.2

## ОЦЕНКА УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЦЕМЕНТНО-ЭПОКСИДНЫХ СИСТЕМ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН

**БЛИНОВ П.А.<sup>1</sup>, САДЫКОВ М.И.<sup>1</sup>, ЯКОВЛЕВА А.А.<sup>1</sup>, МОРОЗОВА А.В.<sup>2</sup>, ДЬЯЧЕНКО Е.В.<sup>2</sup>, ИВАЩЕНКО А.Н.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Санкт-Петербургский горный университет

<sup>2</sup>ООО «БурСервис»

Ключевые слова: цементный камень, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, время переходного периода

Работа посвящена исследованиям упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидного камня. Упругие свойства определены с помощью разрушающих и ультразвуковых методов оценки, прочностные свойства определены



разрушающими методами контроля по стандартам API 10B-2/ISO 10426-2, технологические свойства оценены по методикам API 10B-2 и API 10B-6. Проведено сравнение упруго-прочностных свойств разработанных составов с существующими отраслевыми решениями подрядчиков по цементированию скважин. Для экспериментов использовались химические реагенты российских производителей [1,2].

К выводам работы можно отнести:

1. Эпоксидная смола эффективно улучшает упругие свойства цементного камня, при этом увеличивая прочность образца на сжатие и изгиб, до концентрации 10 % (ЦР-2, ЦР-3, ЦР-5);

2. Наилучшими показателями обладает ЦР-5, в котором прослеживается совместное действие смолы и диспергируемого латекса в минимальных концентрациях, так, динамический модуль Юнга снижен на 14 %, коэффициент Пуассона незначительно снижен на 7,5 %, относительно существующего отраслевого решения (ЦР-6); относительно базового цементного раствора без эластификаторов (ЦР-1) можно отметить снижение динамического модуля Юнга на 51,65 % и увеличение динамического коэффициента Пуассона на 53,57;

3. Использование смолы в составе цементного раствора снижает также и проницаемость цементного камня, благоприятно сказываясь на герметичности крепи [3].

#### Литература

1. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. – 2009.

2. Агзамов Ф.А., Белоусов А.О., Комлев Я.К. Применение упругого цементного камня для повышения устойчивости крепи скважин при ударных и динамических нагрузках // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 2 (124). – С. 9–19.

3. Садыков М.И., Блинов П.А. Оценка упруго-прочностных свойств цементно-эпоксидных систем // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – С. 97–105. DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3925.

УДК 622.245

## СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ИССЛЕДОВАНИЯ ОТМЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУФЕРНЫХ СОСТАВОВ

**ИСХАКОВ А.Р., СЫРКИН Д.А., МИРОНОВ Д.А.**

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Ключевые слова: качество крепления, цементный раствор, буферная жидкость, отмывающая способность, цементирование колонн

В настоящее время буровые растворы на углеводородной основе (РУО) активно применяются при бурении скважин. Одним из основных недостатков применения РУО является низкое качество крепления из-за невозможности полноценно вытеснить и отмыть фильтрационную и масляную пленки традиционными методами.

Есть несколько общепринятых методик: оценка отмывающей способности по изменению масс цилиндра вискозиметра, по изменению масс цилиндра вискозиметра с установленной сеткой от вибростата на цилиндр

[1], по изменению масс синтетического образца горной породы [2]. Данные методики просты в применении, однако имеют высокую погрешность.

В лаборатории крепления скважин был разработан комплексный подход к изучению отмывающей способности различных буферных составов: дизельное топливо (ДТ), раствор нитрилтриметилфосфоновой кислоты (НТФК), раствор сульфонола, растворитель «Нефрас» С2 80/120.

Проведены исследования отмывающей способности буферных составов следующими методами: классический метод на ротационном вискозиметре; отмыв РУО с искусственного и натурального керна; отмыв РУО с металлических патрубков (высота 100 мм, диаметр 50 мм) и измерение адгезии цементный камень – металл; измерение адгезии горная порода – цементный камень (выдавливание образца натурального керна из цементного кольца).

Разработанная комплексная методика позволяет в полной мере оценить отмывающую способность буферных жидкостей и ее влияние на качество цементирования. Наибольшую отмывающую способность по всем способам показали: ДТ, ДТ + 5 % раствор сульфонола, растворитель «Нефрас» С2 80/120.

#### Литература

1. Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Воронкова Н.В. и др. Разработка буферной жидкости для повышения качества крепления скважин, пробуренных с применением растворов на углеводородной основе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 10. – С. 32–36.

2. Табатабаи Моради С.Ш., Николаев Н.И. Разработка буферных жидкостей для повышения качества цементирования скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 7. – С. 32–34.

УДК 622.245

## КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ФАКТОРОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ ПРИТОКА В ОПРЕДЕЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

**КРУК П.Е., ГОЛУБЕВ И.А.**

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Ключевые слова: устройство контроля притока, прорыв газа и воды к скважине, горизонтальная скважина, функциональные испытания

Увеличение потребности в нефти и нефтепродуктах ставит задачи по увеличению добычи нефти и применению для этих целей новых технологий добычи нефти. Одной из таких технологий в 1980-х годах стало бурное развитие технологии строительства горизонтальных скважин. Одной из существенных проблем при эксплуатации горизонтальных скважин является прорывы воды из подстилающего слоя и прорывы газа из газовой шапки.

Одним из эффективных способов борьбы с прорывами воды и газа в горизонтальной скважине является технология контроля притока при помощи устройств контроля притока (УКП). Одними из первых подобную

технологии применила компания Norsk Hydro в начале 1990-х годов на своем оффшорном месторождении Troll в Норвегии [1]. На данный момент различными производителями разработан ряд УКП различного типа.

Для успешной работы УКП в скважинных условиях необходимо предварительно определить рабочие характеристики устройства и его функциональную пригодность для работы в осложненных внутрискважинных условиях. Для определения рабочих характеристик и функциональной пригодности существует ряд зарубежных стандартов: API SPEC 19ICD, TR2385, AWES RP 3362-78. При этом учет ряда факторов, влияющих на работу компоновки заканчивания скважины с УКП, не предусмотрен данными стандартами. Так, совершенно не учитывается взаимное влияние УКП и другого внутрискважинного оборудования для заканчивания скважин. Примером подобного воздействия УКП на внутрискважинное оборудование может служить влияние работы УКП на коррозию стенки НКТ хвостовика заканчивания скважины с установленным в нее УКП [2].

#### Литература

1. Brekke K. and Lien S. // New and Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improved Production Performance in High-Permeability Thin Oil Zones.- SPE 24762 presented at the 67th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, U.S.A., October 4–7, 1992.

2. Kruk P., Golubev I., Shaposhnikov N., Shinder J., Kotov D. The Effect of the Operation of Downhole Equipment on the Processes of Corrosive Wear (by the Example Inflow Control Devices of Nozzle Type). Materials. 2022. 15(19):6731. DOI: 10.3390/ma15196731.

УДК 622.279.76

## ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКИХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ ПРИ РЕВИЗИИ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ЛИФТОВЫХ КОЛОНН

МАЦКО А.В.

ООО «Газпром подземремонт Уренгой»

Ключевые слова: концентрические лифтовые колонны, обводнение скважин, центральная лифтовая колонна, боковые силы, запирание, пакер-пробка, ГНКТ

В связи с большим количеством скважин, находящихся на поздней стадии разработки месторождений, в которых добыча газа осложнена скоплением воды и разрушением призабойной зоны, существует потребность в применении специальных технологий, позволяющих снизить данный эффект. Одним из самых инновационных способов является использование концентрических лифтовых колонн (КЛК). Кроме положительных аспектов применения технологии КЛК, существует ряд ограничений и осложнений.

В статье приведены основные ограничения и осложнения, возникающие при использовании технологии КЛК на основе производственного опыта ООО «Газпром подземремонт Уренгой». Основное внимание уделено процессу извлечения центральной лифтовой колонны (ЦЛК) при ревизии с применением изолирующих устройств. Технология ревизии подразумевает спуск и установку

специальной пакер-пробки на ГНКТ с последующей ее активацией и деактивацией созданием дополнительных растягивающих усилий на башмаке ЦЛК. Сложное нагруженное состояние ГНКТ и ЦЛК при этом подразумевает применение нестандартных расчетных подходов.

В данной работе предлагается расчетная схема для моделирования процесса ревизии ЦЛК с использованием актуальных аналитических моделей. Приводятся результаты расчета критических нагрузок для ЦЛК и ГНКТ, в том числе, оценка боковых сил, возникающих между ГНКТ и ЦЛК и дополнительных усилий необходимых для активации/деактивации изолирующего устройства.

В заключение статьи демонстрируется методологический подход для моделирования условий комплексного нагружения ЦЛК-ГНКТ, обозначены пути минимизации рисков и перспективы дальнейших исследований сложно нагруженного состояния ГНКТ.

УДК 622.244.5

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВСКРЫТИИ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВ

НИКИТИН В.И.

Самарский государственный технический университет

Ключевые слова: математическое моделирование, вскрытие продуктивных пластов, фильтрация, буровой раствор, буровые промывочные жидкости, фильтрат, реология, программное обеспечение

Работа посвящена математическому моделированию фильтрационных процессов при вскрытии нефтенасыщенных пластов. При вскрытии пластов фильтрат буровых промывочных систем на водной основе проникает в поровое пространство пласта за счет репрессии и естественной фильтрации. Математическое моделирование данного процесса позволяет прогнозировать изменение фильтрационных характеристик призабойной зоны. Расчетные данные могут быть использованы в процессе проектирования жидкостей вскрытия с целью сохранения фазовой проницаемости для нефти. Показатели глубины проникновения и насыщенности призабойной зоны фильтратом бурового раствора также полезны при планировании процесса обработки призабойной зоны и добычи с учетом скин-фактора. Автором представлены расчетные методики, реализованные в авторском программном обеспечении [1, 2]. Расчетные алгоритмы учитывают фильтрационные характеристики породы, скважинные условия, свойства пластовых жидкостей, в том числе с учетом неьютоновских свойств высоковязкой нефти [3, 4].

Представленные программы являются частью работ кафедр «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского государственного технического университета.

#### Литература

1. Никитин В.И. Программа для расчета проницаемости фильтрационной корки буровой промывочной жидкости / Реестр программ для ЭВМ, регистрационный № 2021664846 от 14.09.2021.





2. Никитин В.И. Программа для расчета объема фильтра-та, проникающего в пласт при бурении скважин / Реестр программ для ЭВМ, регистрационный № 2021665538 от 28.09.2021.

3. Никитин В.И. Математическое моделирование проникновения фильтра буровой промывочной жидкости в призабойную зону пласта с учетом вязкопластичных свойств нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 130-137.

4. Nikitin V.I. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottom-hole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase / V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva, O.A. Nechaeva, E.A. Kamaeva // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources, Volume 2, 2019. P 558-562.

УДК 624.196

## ЗАКОЛОННЫЕ ПЕРЕТОКИ, МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЛАТЕКСНОГО ГАЗОБЛОКАТОРА

НУРСКАНОВ В.Д.<sup>1</sup>, ЕГОРОВ А.О.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Химпром», Пермь

<sup>2</sup>ООО «Интеко ТС», Тюмень

Ключевые слова: заколонные перетоки, снижение обводненности продукции, качество цементной крепи, латексный газоблокатор, снижение флюидопроницаемости цементного камня, тампонажные растворы, первичное цементование

Обводненность добываемой продукции на месторождениях РФ увеличивается с каждым годом. В конечном итоге это приводит к нецелесообразности дальнейшей эксплуатации скважин и выводу их в бездействующий фонд, который в настоящее время составляет более 35 %.

Основная причина высокой обводненности продукции заключается в образовании каналов фильтрации между скважинами, которые нагнетают, и скважинами, из которых добывают нефть и газ.

В докладе представлены причины и методы предупреждения образования заколонных перетоков как основного фактора, влияющего на резкий рост обводненности продукции, а также результаты лабораторных и промысловых испытаний.

Применение технологий, основанных на расширяющихся, самозалечивающихся цементах, не всегда позволяет добиться высокого результата по причине сильной зависимости технологий от барометрического профиля скважины, поступающего флюида.

Применение латексного газоблокатора позволяет добиться надежного результата вне зависимости от скважинных условий и является мерой превентивной.

Вместе с тем, применение жидких латексов, как правило, ограничено невысокой технологичностью материала (замерзанием жидкого раствора, ограниченной температурой применения). Подобранный химический состав описываемого материала позволяет существенно повысить технологичность: увеличить температуру применения до 170 °С и количество циклов заморозки водного раствора до четырех без потерь свойств.

УДК 622.279.76

## РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА В ООО «ГАЗПРОМ ПОДЗЕМРЕМОНТ УРЕНГОЙ»

ПЕТРОВ П.В.

ООО «Газпром подземремонт Уренгой»

Ключевые слова: технологический менеджмент, цифровизация, инжиниринг

В современных условиях производства на скважинах, с растущей сложностью геолого-технических условий, цифровой инжиниринг становится неотъемлемым инструментом для эффективного управления и развития технологических процессов. Одним из важных аспектов его применения является капитальный ремонт скважин, который требует высокой точности и индивидуального подхода в каждом конкретном случае. В данной работе рассматривается опыт развития цифрового инжиниринга в ООО «Газпром подземремонт Уренгой» (далее – Общество) и его влияние на повышение эффективности процессов ремонта скважин.

Одним из ключевых направлений развития цифрового инжиниринга в Обществе является визуализация скважин до и в процессе ремонта.

Еще одним важным направлением развития цифрового инжиниринга в Обществе является создание «мини-калькуляторов». Эти программы позволяют шаблонизировать типовые решения при производстве работ, снижая вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором, и улучшая эффективность процесса разработки геолого-технических планов. Мини-калькуляторы предоставляют специалистам возможность быстрого доступа к типовым решениям, что значительно сокращает время и ресурсы, затрачиваемые на разработку планов работ.

Эффективное управление большим объемом документов – важная задача в капитальном ремонте скважин. Общество использует специальные программные решения для документооборота, такие как 1С: Документооборот КОРП, которые позволяют хранить все необходимые данные для расчетов и геолого-технического анализа в удобных каталогах.

УДК 622.245

## РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ СШИВАЮЩИМСЯ ТАМПОНАЖНЫМ МАТЕРИАЛОМ

ПРЕДЕИН А.А.<sup>1,2</sup>, МУСТАЕВ Р.М.<sup>2</sup>, МЕЛЕХИН А.А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

<sup>2</sup>Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Ключевые слова: строительство скважин, катастрофическое поглощение, ликвидация поглощений, сшивающийся тампонажный материал

При строительстве скважин одним из осложняющих факторов могут являться катастрофические поглощения бурового раствора. Катастрофические поглощения

характерны для пород с наличием карстовых пустот, каверн, осложненных тектоническими дислокациями. Как правило, при вскрытии таких зон фиксируется увеличение механической скорости, вплоть до провалов бурового инструмента, с последующей потерей циркуляции. Потеря циркуляции при вскрытии интервалов трещиноватых пород в значительной мере увеличивает время строительства скважин по причине отсутствия эффективных тампонажных изоляционных составов.

Существует большое количество методов и рекомендаций по предупреждению поглощений, разработанных отечественными и зарубежными исследователями [1]. При этом проблемы с отсутствием технологических решений для ряда геолого-технических условий актуальны.

Применяемые технологии ликвидации поглощений и рецептуры изоляционных составов не всегда обеспечивают высокую эффективность проводимых работ.

Для изоляции зон катастрофических поглощений в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» разработан сшивающийся тампонажный изоляционный материал (СТИМ) [2]. Предлагаемый состав представляет собой комбинацию цементной суспензии и шитого геля.

#### Литература

1. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов // Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», – 2000. – 679 с.

2. Тампонажный изоляционный состав для ликвидации зон интенсивного поглощения: [разработка отнесена к объекту «ноу-хау» по приказу № 1038 от 24.12.2012] / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми. – Пермь, – 2012.

УДК 622.24

## ОПТИМИЗАЦИЯ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ ЗА СЧЕТ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВЫХ ТИПОВ СКВАЖИН

**ЯДРИН А.А., ПРОНИН Е.П., МАРДАГАНИЕВ Т.Р.**  
ООО «РН-БашНИПИнефть»

Ключевые слова: снижение капитальных затрат, многофункциональная скважина, горизонтальный ствол, отдельно-раздельная эксплуатация, байпасный электро-центробежный насос

В настоящее время для добычи нефти и поддержания пластового давления строятся две отдельные скважины с одинаковой конструкцией и технологией бурения при разработке месторождения горизонтальными скважинами. Возможность объединить в одной скважине две функции: добычи и закачки, представлена в предлагаемой многофункциональной скважине. Строительство многофункциональных скважин позволит сократить часть скважин на кустовой площадке, вследствие чего уменьшается ее размер, и как результат, снижаются затраты на строительство.

Многофункциональная скважина представляет собой обычную горизонтальную скважину с измененной формой горизонтального ствола в одном продуктивном пласте – бурится подковообразный профиль с двумя прямолинейными горизонтальными участками, расположенными параллельно навстречу друг другу.

При такой форме горизонтального профиля в первом горизонтальном участке происходит добыча нефти, во втором горизонтальном участке, расположенном параллельно добывающему, проводится закачка вытесняющего агента.

Проведенный технологический расчет параметров бурения показал возможность строительства скважин с таким профилем, подобраны компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для каждой секции конструкции скважины. Для качественной очистки ствола скважины и снижения коэффициента трения на разных участках подобраны оптимальные режимы и буровые растворы. Для спуска хвостовика до проектного забоя и избежания синусоидального изгиба (баклинг-эффекта) выбран комбинированный хвостовик 127 мм\*114 мм.

Для отдельно-раздельной добычи и закачки (ОРДиЗ) подобрана компоновка: НКТ 102 мм, внутри которой находится НКТ60 мм, соединенные с байпасным ЭЦН, ниже которого, через стыковочный узел, спущено НКТ73 мм во второй горизонтальный участок. Башмачная часть НКТ73 мм оснащена пакером-отсекателем для разделения горизонтальных стволов.

В результате можно сократить капитальные затраты на этапе планирования схемы разработки месторождения. Данный подход имеет ряд геологических, технологических, эксплуатационных и др. ограничений. Однако его можно использовать в ряде случаев, где вышеперечисленные ограничения несут незначительные, и строительство многофункциональных скважин даст наилучший эффект.

## Секция «Инновационные технологии разработки и повышения коэффициента извлечения углеводородов при эксплуатации месторождений»

УДК 622.276

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ РЕКУПЕРАЦИИ ЭНЕРГИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАВЛОВСКОЙ ГРУППЫ)

**БАКАНЕЕВ В.С., ЛЕКОМЦЕВ А.В., СТЕПАНЕНКО И.Б.,  
ЛИСИН В. А.**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Ключевые слова: добыча нефти, струйный насос, система поддержания пластового давления, Ansys CFX, опытно-промышленные испытания

Струйные аппараты показывают высокую эффективность в нефтегазовой отрасли и за последние два десятилетия получили широкое распространение во всей технологической цепочке добычи углеводородного сырья. Авторы разработали и опробовали технологию по повышению эффективности добычи нефти на основе рекуперации энергии системы поддержания пластового давления.



В ходе выполнения работы проведен обширный обзор научно-технической литературы по тематике исследования, описана технология и разработана технологическая схема, сформированы критерии для подбора объекта внедрения, проведены лабораторные исследования для предотвращения осложнений при реализации технологии, проведено математическое и программное моделирование в программном продукте Ansys CFX и, как результат, проведены комплексные опытно-промышленные испытания разработанной технологии, которые показали высокую эффективность.

Реализуемые на месторождениях системы заводнения имеют высокий энергетический потенциал за счет высокого давления в системе трубопроводов. Авторами работы предлагается рационально использовать энергию системы заводнения путем использования ее в комбинации с поверхностным струйным аппаратом. Преимущества предложенной авторами технологии – отсутствие существенных капитальных затрат, использование действующей инфраструктуры кустовой площадки и скважины.

Авторами работы проведены опытно-промышленные испытания разработанной технологии на одной из кустовых площадок Пермского края.

УДК 622.248.3

## КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ С ОБРАЗОВАНИЕМ ТЕХНОГЕННЫХ И СУЩЕСТВОВАНИЕМ ПРИРОДНЫХ ГАЗОГИДРАТОВ, НА ВСЕХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА СКВАЖИНЫ

**ВАСИЛЬЕВА З.А.<sup>1</sup>, БУСЛАЕВ Г.В.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: низкотемпературные газовые месторождения, газогидратные залежи, диссоциация, аварийный выброс, образование каверн

Известно, что процессы вскрытия, исследования и разработки газовых месторождений связаны между собой. Но при освоении низкотемпературных газовых и газогидратных месторождений эти процессы сопровождаются изменением температуры и давления, что является причиной фазовых превращений различной природы на всех стадиях жизненного цикла скважины и каждый цикл зависит от предыдущих. Поэтому возникает необходимость комплексного исследования проблем, связанных с образованием техногенных и существованием природных газогидратов, на различных этапах жизненного цикла скважины.

В процессе бурения скважин диссоциации газогидратов в шламе может значительно газировать буровой раствор и снизить его плотность, что может привести к аварийным выбросам. Опасность аварийных выбросов наиболее велика при неглубоком залегании газогидратосодержащих пластов.

Присутствие природных газовых гидратов в толще многолетнемерзлых пород и в подмерзлом слое могут усугублять известные осложнения при бурении в криолитозоне. Таяние льда и термическая диссоциация газогидрата способствуют созданию в породе термодинамических

условий для интенсивного образования каверн. В свою очередь кавернообразование является причиной ряда осложнений при бурении: поглощения бурового раствора, некачественного цементирования, неучтенные объемы протаявших каверн служат причиной недоподъема цементного раствора в затрубном пространстве. Пузырьки газа, попадая в цементный раствор, снижают его качество. В результате неплотного сцепления цементного камня с мерзлыми породами появляется трещина вдоль ствола скважины, которая может достигать область стабильности газогидратов и спровоцировать эндотермическую диссоциацию газогидратов и, как следствие, смещение бурового оборудования.

Характерные осложнения при строительстве скважин в зоне многолетнемерзлых пород, влияют впоследствии на взаимодействие нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород в процессе разработки. Растепление многолетнемерзлых пород и диссоциация газогидратов являются причиной обрушения отдельных интервалов ствола скважины и перераспределением напряжений по обсадной колонне.

При разрушении гидрата во время бурения невозможно провести полноценные исследования скважин. Если не контролировать образование и диссоциацию гидратов во время исследования скважин, то можно «загидратить» или разрушить призабойный коллектор и не получить притока газа во время разработки.

УДК 622.324.5

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАСТОЙНЫХ ОБЛАСТЕЙ

**ВОРОНКОВ Д.И., ХИСМАТУЛИН Р.Р.**

АО «Газпром Промгаз»

Ключевые слова: определение неоднородности, экранирование, взаимодействие между скважинами, ранговая корреляция, ранжирование дебитов, гидродинамическое моделирование

При создании гидродинамической модели требуется представление о структуре течения флюида в продуктивной залежи в межскважинном пространстве, что позволяет выполнить качественную адаптацию ГДМ по историческим данным.

Основную часть картины течения флюида получают по результатам сейсмических работ, по результатам газодинамических исследований, а также при выполнении гидропрослушивания.

Но не всегда данные методы позволяют составить корректную картину течения флюида, что часто встречается на месторождениях сложного геологического строения с маломощными непроницаемыми границами.

В таких случаях необходим комплексный анализ технологического режима, либо проведение большого числа расчетов с небольшими изменениями параметров ГДМ (пористость, проницаемость, проводимость, размещение экранов) до достижения требуемого схождения.

При комплексном анализе технологического режима возможно применение методов математической



статистики, а именно, коэффициента ранговой корреляции Спирмена.

Работа посвящена теме выделения зон с пониженной проницаемостью и определения степени взаимодействия между скважинами.

Все расчеты выполнены на примере одного из месторождений Камчатского края.

#### Литература

1. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. – М.: Недра – 2003. – 880 с.
2. Большев Л.Н., Смирнов Н.В. Таблицы математической статистики, – М: Недра, – 1982. – 416 с.
3. Котлярова Е.М. Прогнозирование застойных зон Оренбургского месторождения и определение степени взаимодействия скважин // Оренбургский газохимический комплекс. Современное состояние, проблемы и перспективы развития. – 2004. – С. 21.

УДК 622.276

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ КАШИРО-ПОДОЛЬСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ИСЛАМОВ Я.Р., ГАРЕЕВ А.Т., КАШАПОВ Б.А.  
ООО «РН-БашНИПнефть»

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, гидроразрыв пласта, кратное увеличение массы проппанта, гидropескоструйная перфорация

Арланское нефтяное месторождение – уникальное по запасам нефти, расположено на северо-западе Республики Башкортостан в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Месторождение введено в разработку в 1958 г. и в настоящее время является основным по запасам, обеспечивая до 35 % годовой добычи и объема геолого-технических мероприятий ООО «Башнефть-Добыча».

Геологическое строение месторождения отличается высокой неоднородностью распределения запасов нефти по продуктивному разрезу. В разрезе по запасам преобладают два объекта разработки – терригенная толща нижнего карбона (ТТНК), находящаяся на заключительной стадии и каширо-подольские отложения (КПО).

Объект КПО находится на начальной стадии разработки и является драйвером роста добычи нефти за счет проведения ГТМ на действующем фонде и бурения горизонтальных скважин. В разрезе объекта выделено четыре пачки с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами, насыщенными нефтью повышенной вязкости. Коллектора характеризуются низкой выдержанностью по площади и разрезу, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пачки составляет 3 м, при общей этажности пачек до 20 м.

Основным видом ГТМ, обеспечивающим наибольшую дополнительную добычу нефти, является проведение гидроразрыва пласта (ГРП).

Активное проведение ГРП на наклонно-направленных скважинах объекта началось в 2015 г., ежегодно

выполняется до 150 операций. Опробованы различные технологии: проппантный ГРП без кислоты (ПГРП), кислотный ГРП без проппанта (КГРП), проппантный ГРП на кислотном геле, кислотно-проппантный ГРП (КПГРП). Наибольшая экономическая и технологическая эффективность отмечается по КПГРП.

На горизонтальных скважинах в 2020 г. апробирована технология ГРП с инициацией трещин с применением гидropескоструйной перфорации (ГПП). ГРП с ГПП, как правило, выполняется через 1–2 года после ввода скважины из бурения после снижения коэффициента продуктивности. По эффективности ГРП с ГПП показал более высокие запускные приросты в сравнении с КПГРП на ННС (на 29 %) и меньшие темпы падения (40 % против 55 %).

Одним из подходов в повышении эффективности ГРП на наклонно-направленных скважинах является внедрение технологии высокотоннажного КПГРП (кратное увеличение массы проппанта) с увеличением коэффициента охвата по разрезу.

Данная технология апробирована в конце 2022 г., масса закачанного проппанта в пласт была увеличена в 10 раз по сравнению со стандартными КПГРП (до 40 т). Запускной дебит превысил показатели стандартных ПКГРП на 70 %.

Планируется дальнейшее доизучение геологического строения объекта, тиражирование и совершенствование технологий ГРП с целью повышения эффективности разработки месторождения.

УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА ГИДРОУДАРНИКОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН НА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

КАРАКОЗОВ А.А.

Донецкий национальный технический университет, Донецк

Ключевые слова: освоение нефтегазовых месторождений, инженерно-геологические изыскания, шельф, бурение инженерно-геологических скважин, гидроударник

При разработке математической модели рабочего цикла гидроударника с учетом особенностей параметров всей системы используются известные уравнения неустановившегося течения жидкости. Поскольку сложность системы затрудняет получение аналитического решения, то проще получить численное решение, определяемое на прямоугольной сетке характеристик [1]. Неустановившееся движение жидкости на каждом участке трубопровода описывается системой уравнений движения и неразрывности потока:

$$\frac{\partial p_i(x_i, t)}{\partial x_i} + m_i \cdot \frac{\partial Q_i(x_i, t)}{\partial t} + \rho_i \cdot Q_i(x_i, t) \cdot |Q_i(x_i, t)| + \sin \alpha_i \cdot \rho \cdot g = 0$$

$$\frac{\partial p_i(x_i, t)}{\partial t} + m_i \cdot \frac{\partial Q_i(x_i, t)}{\partial x_i} \quad (1)$$

где  $p_i(x_i, t)$  – давление в сечении  $i$ -го участка с координатой  $x_i$  в момент времени  $t$ ;  $Q_i(x_i, t)$  – расход в сечении  $i$ -го участка с координатой  $x_i$  в момент времени  $t$ ;  $0 \leq x_i \leq L_i$ ;



$L_i$  – длина  $i$ -го участка;  $m_i$  – коэффициент повышения давления при гидравлическом ударе;  $\sin_i$  – синус угла наклона  $i$ -го участка к горизонту;  $\rho$  – плотность жидкости;  $n_i$  – удельные потери давления на  $i$ -м участке;  $c$  – скорость распространения ударной волны;  $S_i$  – площадь сечения  $i$ -го участка;  $d_i$  – его диаметр;  $\lambda_i$  – коэффициент Дарси на  $i$ -м участке.

Для анализа условий работы гидроударника с учетом распределенных параметров потока жидкости и возможности быстрых изменений мгновенных значения давления и расхода по длине трубопровода, систему уравнений (1) рассматриваем в характеристической форме. После перехода от дифференциалов к конечным приращениям, с соблюдением необходимого условия формирования сетки характеристик для численных расчетов  $\Delta x = \pm \Delta t \cdot c$ , где  $\Delta x$  – шаг по пространственной координате сетки,  $\Delta t$  – шаг по временной координате сетки, получим:

$$\Delta p_i(x_i, t) + m_i \cdot \Delta Q_i(x_i, t) + (f(x_i, t) + k_i) \cdot \Delta x = 0, \quad (2)$$

$$\Delta p_i(x_i, t) - m_i \cdot \Delta Q_i(x_i, t) - (f(x_i, t) + k_i) \cdot \Delta x = 0, \quad (3)$$

где  $k_i = \sin_i \cdot \rho \cdot g$ . Уравнение (2) отображает соотношения между приращениями давления и расхода на прямых (С\*), а уравнение (3) – на обратных (С) характеристиках. В начале трубопровода формируется граничное условие  $Q_i(0, t) = Q_n$ , где  $Q_n$  – подача насоса. Аналогично получают описания граничных условий для всех участков трубопровода.

Для решения системы уравнений (1) использовался пакет Scilab, позволяющий не только рассчитать параметры рабочего цикла, но и визуализировать полученные результаты в виде графиков рабочего процесса гидроударников.

#### Литература

1. Фокс. Д. Гидравлический анализ неустановившегося течения жидкости в трубопроводах. – М.: Энергоиздат, – 1981. – 247 с.

преждевременному обводнению продукции, а также к заземлению нефти в залежи (добыча таких запасов невозможна) [1].

Вышеуказанные проблемы возникают из-за неверной последовательности разработки залежей с нефтяными оторочками, а также из-за разницы в объеме нефтяной оторочки и газовой шапки над ней.

Проблему конусообразования и прорыва газа можно решить следующими способами: барьерным заводнением, что малоэффективно из-за высокой пропускающей способности воды, созданием гелевых экранов, однако гель может не успеть расположиться на уровне ГНК полностью в виду своей способности к застыванию, созданием экранов из пенообразующих агентов, что является дешевым и доступным способом [2].

Проблему смещения газонефтяного контакта можно решить следующими способами: с помощью акустического скважинного каротажа, с помощью специальных датчиков и манометров, а также с помощью моделирования процесса движения ГНК [3,4].

#### Литература

1. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. (2013). Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чагинского НГКМ). Вестник газовой науки // 5(16), – pp. 124–133.

2. Olabode O.A., Ogbemor V.O., Onyeka E.O. & Felix, B. C. (2021). The effect of chemically enhanced oil recovery on thin oil rim reservoirs. Journal of Petroleum Exploration and Production, 11(3). DOI: 10.1007/s13202-021-01090-9.

3. Nagimov V. Virt, V., Kosolapov V., Bakhitov D., Maslennikova, Y., Spirina L. & Shigapov I. (2019). Efficiency analysis of 30-stage fracturing in a horizontal well to oil rims based on through-barrier diagnostics. Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2019, RPTC 2019. DOI: 10.2118/196834-MS.

4. Zhang A., Fan Z., Zhao L. & Xu A. (2020). An integrated model for moving distance of oil-gas contact of oil-rim reservoir with condensate gas cap. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, – pp. 1–13. DOI: 10.1080/15567036.2020.1783394.

УДК 622.276

## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ

**КРЫЛОВ В.Е.**

Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: нефтяная оторочка, конусообразование, прорыв газа, смещение газонефтяного контакта

На сегодняшний день в России становится все меньше месторождений углеводородов, разработка которых не представляет особых трудностей. К одному из видов трудноизвлекаемых запасов относятся нефтегазоконденсатные месторождения с нефтяными оторочками.

К основным проблемам, возникающим при разработке нефтяных оторочек, относятся конусообразование и, как следствие, прорыв газа и смещение газонефтяного контакта. Это приводит к уменьшению нефтеотдачи,

УДК 532.542, 622.279.6

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВОСХОДЯЩЕГО ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЕ

**МУСАКАЕВ Н.Г.<sup>1,2</sup>, ОГАЙ В.А.<sup>1</sup>, ЮШКОВ А.Ю.<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет

<sup>2</sup>Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича СО РАН

Ключевые слова: газожидкостное течение, поверхностно-активные вещества, экспериментальная установка

В работе рассматривается один из эффективных способов борьбы с проблемой «самозадавливания» газовой скважины, суть которого состоит в подаче на забой скважины поверхностно-активных веществ (ПАВ) [1]. При взаимодействии ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, происходит снижение плотности газожидкостной смеси и поверхностного натяжения жидкости, что в итоге приводит к улучшению условий ее выноса из скважины. Так как технология

эксплуатации газовых скважин с применением ПАВ становится все более распространенной, то актуальным является экспериментальное исследование восходящего газожидкостного потока, которое позволяет получить более детальную информацию о таком двухфазном течении в широком диапазоне режимных параметров.

Для изучения восходящего газожидкостного потока с растворами ПАВ был разработан специализированный стенд и представлена методика экспериментального исследования при различных значениях давления [2]. Получены данные о стационарном вспененном газожидкостном потоке при давлении до 1 МПа, расходе жидкости до 5 л/мин. и объемной скорости газа до 10 м/с. Для определения объемных содержаний фаз в газожидкостном потоке производилось отсечение участка трубы длиной 1 м в верхней части лифтовой колонны. После отсечения потока и стекания воды и пены в нижнюю часть участка осуществлялось измерение начальной высоты столба жидкости и высоты столба пены. После распада пены измерялась высота столба жидкости. С учетом измеренных величин рассчитаны объемные содержания фаз. В ходе проведения экспериментов было оценено влияние давления на входе в экспериментальную установку на параметры изучаемого течения газожидкостной смеси в вертикальном канале.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Тюменской области в рамках научного проекта № 20-41-720002.*

#### Литература

1. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 85–89.
2. Мусакаев Н.Г., Орай В.А., Юшков А.Ю., Бородин С.Л. Восходящее течение газожидкостной смеси в скважине в присутствии поверхностно-активных веществ. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, – 2023. – 160 с.

УДК 622.279.23

## ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ УЧЕТ ПРЕДЕЛЬНЫХ ДЕПРЕССИЙ ПО ФОНДУ ДОБЫВАЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ТУРОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ НА ВЕСЬ ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

**ШАРИПОВ Р.И.**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия

Ключевые слова: туронские газовые залежи, индивидуальное обоснование предельной депрессии, цифровизация проектирования разработки, термогидродинамическое моделирование

Процесс добычи природного газа сопряжен со снижением пластового давления в целом по залежи и пластовой температуры в областях расположения забоев скважин, вследствие эффекта Джоуля-Томпсона [1]. Наиболее подверженными к образованию гидратов являются скважины, пробуренные в газовые пласты с низкой начальной

пластовой температурой и аномально высоким пластовым давлением. Удовлетворяющими условиями залегания под вышеприведенные критерии обладают залежи туронского яруса, расположенные на севере Западной Сибири.

Для компонентного состава туронского газа температура гидратообразования может вычисляться по следующей формуле:

$$T_g = \frac{\ln \frac{P}{27,388}}{0,102}, \quad (1)$$

где  $T_g$  – температура гидратообразования, °С;  $P$  – давление, МПа.

На основе результатов термогидродинамического моделирования для каждой добывающей скважины был рассчитан параметр, характеризующий изменение температуры на единицу изменения давления при притоке газа из пласта к забоям скважин. Далее, на основании данного параметра, для скважин были выявлены функциональные зависимости от величины пластового давления. Построение такого вида зависимости позволило учесть результаты термогидродинамического моделирования при расчете двухфазной изотермической гидродинамической модели туронской залежи и рассчитать термобарические условия углеводородного сырья на весь период разработки, во всем диапазоне изменения энергетического состояния залежи.

#### Литература

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа: монография / Истомин В.А., Квон В.Г. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 509 с. – Текст: непосредственный.

УДК 622.279

## АЛГОРИТМ ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

**ЩЕКИН А.И., ВЕРЖБИЦКАЯ В.В., ХАНДЗЕЛЬ А.В.**

Северо-Кавказский федеральный университет, Ставрополь, Россия

Ключевые слова: факторный анализ, узловой анализ, газовые скважины, подземное хранилище газа, газовое месторождение

С целью эффективного управления технологическими процессами в системе «пласт–скважина–шлейф» требуется проводить исследование влияния факторов, а также определять взаимосвязи, которые могут проявляться в процессе эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа. Решение таких задач возможно с использованием методов детерминированного факторного анализа [1,2]. Методы факторного анализа позволяют количественно оценить степень влияния отдельных факторов на отклонение исследуемого показателя.

В данной работе рассмотрен методологический подход по проведению факторного анализа в системе «пласт–скважина–шлейф» с применением интегрального метода. Использование методов факторного анализа, показателей работы газовых скважин с учетом наземной инфраструктуры позволяет системно подойти к решению вопросов, возникающих при управлении процессами эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа.



Рассматриваемый алгоритм проведения факторного анализа предполагает расчет дебита газовой скважины в системе «пласт–скважина–шлейф» при условии, что заданы пластовое давление, давление на выходе из шлейфа и все параметры гидравлических сопротивлений рассматриваемой системы. Для решения задачи был применен интегральный метод, основанный на нахождении полного дифференциала функции с последующим интегрированием его по линии изменения аргументов функции.

#### Литература

1. Применение факторного анализа при управлении технологическими процессами эксплуатации скважин на подземных хранилищах газа / А. И. Щекин, В. В. Вержбицкий, Т. А. Гунькина и др. // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: Сборник трудов II Международной научно-практической конференции (09-10 декабря 2021 г.). – Ставрополь: ООО Бюро новостей, – 2021. – С. 320–325.
2. Щекин А.И., Вержбицкий В.В., Гунькина Т.А., Хандзель А.В. (2022). Факторный анализ параметров работы газовых скважин. Георесурсы, 24(3), – с. 139–148. DOI: 10.18599/grs.2022.3.12.

**Секция «Инновационное нефтегазовое оборудование: в бурении, добыче, подготовке и переработке углеводородов»**

УДК 622.692.4.053

### **ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ СПЛОШНОГО РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

**БАТЫРОВ А.М., ШАММАЗОВ И.А.**  
Санкт-Петербургский горный университет

Большая часть нефтегазовых месторождений России расположена в арктических регионах. Поэтому основные трассы магистральных трубопроводов проложены в районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Подземная прокладка трубопроводов в таких районах осложнена многими факторами, поэтому практичнее сооружать магистральные трубопроводы надземным способом. Повреждение даже коротких участков трубопроводов часто влечет за собой серьезные последствия, связанные с потерей сырья, дорогостоящим ремонтом, загрязнением экосистемы и прочими негативными эффектами [1–2].

На данный момент трассы магистральных трубопроводов в России насчитывают более 500 км, которые проходят по участку преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых пород [3].

Территории многолетнемерзлых пород охватывают около 60 % всей площади Российской Федерации, что составляет порядка 10 млн км<sup>2</sup> [4].

Целью данного исследования является повышение технологической эффективности, а также безопасной

эксплуатации надземных магистральных трубопроводов путем разработки конструкции опоры, включающий этапы надежной фиксации трубопровода при воздействии сил морозного пучения, а также дальнейшую сохранность проектного положения трубопровода [5].

Получены различные значения напряжений разрушения и физические характеристики грунта морозного пучения. Предложена опорная конструкция, защищающая надземные магистральные трубопроводы от действий сил морозного пучения.

В рамках работы проведен патентный поиск известных опор надземных магистральных трубопроводов.

#### Литература

1. Кондратов Д.И. Вызовы для России на мировом рынке природного газа / Д.И. Кондратов // Экономика. Налоги. Право. – 2022. – Т. 15. – № 1. – С. 35–44. – DOI 10.26794/1999-849X-2022-15-1-35-44. – EDN TYVAOQ.
2. Литвиненко В.С. Цифровая экономика как фактор технологического развития минерально-сырьевой отрасли. Нат. Ресур. – 2020, 29, 1521–1541.
3. Shammazov I.A., Dzhemilev E.R., Sidorkin D.I. Improving the Method of Replacing the Defective Sections of Main Oil and Gas Pipelines Using Laser Scanning Data Applied Sciences (Switzerland). – 2023. – № 13. – pp. 48–75.
4. Buslaev G, Tsvetkov P, Lavrik A, Kunshin A, Loseva E, Sidorov D. Ensuring the Sustainability of Arctic Industrial Facilities under Conditions of Global Climate Change. Resources. 2021; 10(12):128. <https://doi.org/10.3390/resources10120128>.
5. Череповицын А. Е. Критический анализ методических подходов к оценке устойчивости арктических нефтегазовых проектов / А.Е. Череповицын, П.С. Цветков, О.О. Евсеева // Записки Горного института. – 2021. – Т. 249. – № 3. – С. 463–478. – DOI 10.31897/PMI.2021.3.15. – EDN BOFHSH.

УДК 621.671

### **ДИАГНОСТИКА И ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УСТАНОВКИ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СИГНАЛАМ**

**КОРОЛЁВ Н.А.**  
Санкт-Петербургский горный университет

Ключевые слова: асинхронный двигатель, погружная насосная станция, диагностика, техническое обслуживание

Электротехнические комплексы приводного механического оборудования нефтедобывающей промышленности являются основным узлом на всех стадиях добычи углеводородов (бурение, добыча, транспортировка). Добычные комплексы реализованы в виде погружных насосных станций (ЭЦН, УЭЦН) и наземных станций, таких как штанговые глубинные насосы (ШГН). Транспортировка либо перекачка связана насосными станциями различных конфигураций и мощности.

Электродвигатели переменного тока являются наиболее распространенным видом привода. Применение асинхронных двигателей (АД) непрерывно растет и по прогнозу специалистов достигает 85–90 % [1]. Значительную часть затрат от общих эксплуатационных затрат предприятий составляют техническое обслуживание и ремонт



(ТОиР) электроприводного оборудования (ЭПО). Общая доля затрат в процессе эксплуатации возрастает по мере выработки ресурса ЭПО [2].

Необходим переход к прогностическому обслуживанию, направленного на то, чтобы планировать ТОиР, прогнозируя состояние оборудования с помощью анализа его работы. Наряду с технологиями прогнозного технического обслуживания совершенствуются технологии автоматизации, в результате чего развиваются технологии автоматической настройки процессов и реконфигурации производства. То есть, если система прогностического обслуживания предсказывает время простоя или ухудшение производительности, этот процесс можно отрегулировать с помощью новой архитектуры автоматизации [3].

### Литература

1. Жуковский Ю.Л. Оценка технического состояния и остаточного ресурса электромеханического агрегата с асинхронным двигателем / Жуковский Ю.Л. // Горное оборудование и электромеханика. – М. – 2017. – № 6 (133). – С. 20–25.
2. Korolev N., Kozyaruk A., Morenov V. Efficiency increase of energy systems in oil and gas industry by evaluation of electric drive lifecycle //Energies. – 2021. – Т. 14. – №. 19. – С. 6074.
3. Dogaru L. The main goals of the fourth industrial revolution. renewable energy perspectives //Procedia Manufacturing. – 2020. – Т. 46. – С. 397–401.

УДК 622.691.4.07

## ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

**КОЧАРЯН Е.В., БАЛАЛА М.А., КОЧАРЯН П.Е.**

Кубанский государственный технологический университет

Ключевые слова: газ, транспорт, трубопровод, гидравлические потери, энергоэффективность, внутреннее покрытие газопроводов

Добываемый в России природный газ поступает в магистральные газопроводы, объединенные в Единую систему газоснабжения. Оператор системы газоснабжения ПАО «Газпром» проводит последовательную энергосберегающую политику, с учетом требований Энергетической стратегии России. Одним из направлений внедрения энергосберегающих технологий является снижение расходов на собственные технологические нужды, около 80 % которых приходится на магистральный транспорт.

Одним из перспективных направлений повышения энергоэффективности транспорта газа является применение трубопроводов с внутренним гладкостным покрытием для уменьшения гидравлических потерь [1]. Сдерживающим фактором применения таких решений является значительно более высокая стоимость таких трубопроводов, при подтвержденной технической эффективности. Однако, с учетом того, что распределение гидравлических потерь по длине трубопровода не является равномерным [2], из-за изменения плотности газа при снижении давления, перспективным решением по внедрению инновационных трубопроводов является их монтаж не по всей длине трассы, а только на наиболее гидравлически неблагоприятных участках. Ввиду того, что потери давления на 1 км трубы будут увеличиваться по длине газопровода пропорционально квадрату

увеличения скорости потока, гидравлические потери, последней четверти газопровода могут превышать потери на первой четверти более чем в 2 раза [2]. Таким образом, необходимо на основании технико-экономических расчетов определить какую часть магистрального трубопровода – последнюю треть или четверть, целесообразно выполнять с внутренним гладкостным покрытием.

### Литература

1. Ретроспективный анализ развития и перспективы применения трубопроводов с внутренним гладкостным покрытием / А. Б. Васенин, С. Е. Степанов, А. М. Зюзев [и др.] // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. – 2022. – № 3(49). – С. 46–56.
2. Кочарян, Е.В. Пути повышения эффективности транспорта газа в магистральных газопроводах / Е.В. Кочарян, Е.Д. Скиба // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2018. – № 4. – С. 32–35.

УДК 621.65.03

## ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ «ЭЛКАМ» ПОД ОСЛОЖНЕННЫЙ ФОНД ЗАКАЗЧИКА

**ЛИХАРЕВ В.В.**

ООО «ЭЛКАМ»

Ключевые слова: импортозамещение, линейный наземный привод, скважины малого диаметра, штанговый насос прямой промывки, поддержание пластового давления, сепаратор механических примесей, автоматизация процесса добычи нефти, сервисное обслуживание

Компания «ЭЛКАМ» (основана в 1993 году) является отечественным разработчиком и производителем оборудования для нужд нефтяной отрасли, поставки производимой продукции осуществляются на территории РФ, в СНГ, ближнее и дальнее зарубежье. Цель компании – подобрать наиболее эффективное технологическое решение (комплекс оборудования, услугу) для осложненного фонда заказчика с целью повышения эффективности его работы и сокращения эксплуатационных затрат. Линейка выпускаемого оборудования включает не только штанговые глубинные насосы, их части и дополнительное защитное оборудование к ним, но и наземные приводы, а также комплексы для одновременно-раздельной добычи, поддержания пластового давления, бесштанговой добычи.

За несколько лет до введения санкций компания уже начала разработку решений отечественного производства для замещения зарубежных аналогов в нефтяной отрасли. Среди них — приводы, которые приводят в движение скважинный штанговый насос.

Специалисты компании «ЭЛКАМ» регулярно работают над усовершенствованием конструкций серийного оборудования, а также разрабатывают новое, которое бы решало задачи, стоящие перед нефтяными компаниями. Так в качестве решения для эффективного прогрева колонн малого диаметра от 102 мм был разработан греющий кабель (ГКЛ) плоского сечения, который прокладывается по наружной стенке НКТ. Во время работы кабельная линия прогревает наружную стенку колонны НКТ. Тепловой





расчет Пермского Национального Исследовательского Политехнического Университета показал, что на НКТ 73 в 146 колонне при одинаковой удельной мощности нагрева 23,4 Вт/м площадь нагрева с применением стандартного кабеля составляет всего лишь 8 %, в то время как площадь прогрева с применением кабеля плоского сечения достигает 69 %. В настоящее время опытный образец проходит испытания в скважине с наработкой более 200 суток и обеспечивает эффективный прогрев.

Для эксплуатации малодобитного и периодического фондов, наклонно-направленных стволов и объектов с большой глубиной спуска насосной установки специалисты компании «ЭЛКАМ» разработали установку с погружным линейным приводом и бесштанговым плунжерным насосом.

УДК 622.276

## ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА НАРУЖНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

СЕРЕДЕНКО В.А.<sup>1</sup>, АГИНЕЙ Р.В.<sup>2</sup>, ИГНАТОВА Н.С.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ПАО «Газпром»

<sup>2</sup> Ухтинский государственный технический университет

Ключевые слова: обсадная колонна, скважина, защита от коррозии

Обсадные трубы газовых, нефтяных и водяных скважин обычно цементируются для закрепления труб в скважине и изоляции различных геологических слоев друг от друга [1]. Общеизвестно, что стали, контактирующие с цементом, находятся в пассивном состоянии и, таким образом, защищены от любого вида внешней коррозии, за исключением случаев, когда цемент содержит ионы хлорида [2]. В работе проанализирована зарубежная нормативная документация, нормативная документация РФ, включая отраслевые локальные нормативные документы и нормативно-техническая документация, введенная во времена бывшего СССР, которая регламентирует подходы проектирования систем катодной защиты обсадных колонн скважин.

Установлено, что в современных отечественных документах отсутствует информация об особенностях проектирования катодной защиты обсадных колонн скважин, считается, что она существенно не отличается от проектирования катодной защиты других подземных сооружений, например, трубопроводов.

Приведен перечень отличий трубопровода от обсадной колонны скважин как объекта катодной защиты, который определяет существенные отличия в подходах, применяемых при проектировании таких систем.

В зарубежных документах информация приведена в общем виде [3]. Показан пример определения требуемой силы тока, если есть возможность провести натурные исследования на скважине.

Предложен алгоритм проектирования катодной защиты обсадных колонн скважин, составленный на основании анализа имеющихся документов, регламентирующих вопросы проектирования систем противокоррозионной защиты обсадных колонн скважин.

## Литература

1. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, – 1987. – 281 с.
2. Долгих С.А. Катодная защита обсадных колонн скважин: оценка эффективности и оптимизация параметров: специальность 05.17.03 - Технология электрохимических процессов и защита от коррозии : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Долгих С.А. «Казанский национальный исследовательский технологический университет» – Казань, – 2014. – 144 с.
3. Hamberg, A. Well Casing Cathodic Protection Current Requirement Tests / A. Hamberg // COFRC, Report TM88000494. (Apr. 2006). – 2006.

УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА ГИБРИДНОГО ДОЛОТА

ТРЕТЬЯК А.Я.

Южно-Российский государственный политехнический университет (НИ) имени М.И. Платова

Ключевые слова: гибридное, двухъярусное долото, резцы PDC, оптимальная конструкция долота

В настоящее время технологи по бурению скважин хотели бы иметь буровое долото, способное бурить горные породы от I до XII категории по буримости. Над созданием такого долота работают многие специалисты всего мира.

В ЮРГПУ (НПИ) разработано гибридное двухъярусное долото, состоящее из хвостовика с резбовой частью, нижнего забуривающего и верхнего разбуривающего яруса с шестью режущими лопастями, армированными резцами PDC и имеющее следующие конструктивные опции: возможность замены любой из трех частей и любой из шести лопастей долота; наличие на режущих лопастях гибридных резцов PDC обычных и вращающихся на 360°, которые расположены в тех областях бурового долота, где наблюдается наибольший износ; установка конусного резца PDC в центре долота; сменные гидромониторные насадки изготовлены в виде эжекционных форсунок, струя которых направлена строго на режущие лопасти; возможность замены износившихся резцов; лопасти установлены в виде спирали, расположенной от эвольвенте; углы установки резцов увеличиваются от периферии к центру долота; расположение резцов PDC по схеме – три резца в одной паре, обеспечивает устойчивый зубчатый профиль забоя; несимметричные режущие лопасти предотвращают повторное генерирование вибраций.

Наличие оригинальной конструкции, двух ярусов у долота, параболического профиля, комбинированных резцов, высокой ремонтпригодности дает возможность бурить мягкие, средние и твердые породы.

Предложена оптимальная конструкция гибридного долота, не имеющая аналогов в мире, с «агрессивным» вооружением режущей части. Разработанное гибридное двухъярусное, антивибрационное долото, армированное резцами PDC, при экспериментальных исследованиях позволило установить, что обладает большой работоспособностью при разбуривании мягких, средних и крепких горных пород и может с успехом заменить известные долота.

**Наш адрес не дом и не улица,  
наш адрес**

**burneft.ru**



Международная специализированная выставка

# **ЦЕМЕНТ. БЕТОН. СУХИЕ СМЕСИ - 2023**

**18-20 октября 2023**

ЦВК «Экспоцентр»  
г. Москва

Уважаемые партнеры, гости  
и участники выставки, приглашаем  
посетить стенд «Химпром»

Стенд №

**C2-1**

павильон 8.2



+7 (342) 225 02 06  
[info@himprom-group.ru](mailto:info@himprom-group.ru)  
[www.himprom-group.ru](http://www.himprom-group.ru)



# ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ



НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



СТРОИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ



ГОРНОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ



ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



ПРОМЫШЛЕННОЙ ВОДОПОДГОТОВКИ,  
ВОДООЧИСТКИ



ООО «Химпром»  
+7 (342) 225 02 06  
info@himprom-group.ru  
www.himprom-group.ru