

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации



Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМПЕРАТРИЦЫ ЕКАТЕРИНЫ II



Генеральный партнер  
конференции  
ООО «Химпром»

III МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

22-24 мая 2024

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМПЕРАТРИЦЫ ЕКАТЕРИНЫ II

# ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

III МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

22–24 мая 2024 г.

*Тезисы докладов*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2024

УДК 622.24+550.8  
ББК 33.13+33.36  
П 819

В сборнике представлены тезисы докладов участников III Международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья». Рассмотрены актуальные проблемы строительства скважин, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, добычи углеводородного сырья. Материалы сборника представляют интерес для руководителей, инженерно-технических специалистов, научно-педагогических работников, а также аспирантов, магистрантов и студентов технических специальностей в области бурения скважин.

Редакционная коллегия: д-р. техн. наук, профессор, заведующий кафедрой бурения скважин, научный руководитель Научного центра «Арктика» *М.В. Двойников*; канд. техн. наук, исполнительный директор Научного центра «Арктика» *К.С. Купавых*; канд. хим. наук, научный руководитель лаборатории Сооружения скважин Научного центра «Арктика» *Е.Ю. Камбулов*; канд. техн. наук, научный руководитель лаборатории Управления объектами разработки нефтяных и газовых месторождений Научного центра «Арктика» *Никитин В.И.*; канд. техн. наук, научный руководитель лаборатории Термодинамических, газохимических и энергетических процессов нефтегазовых производств Научного центра «Арктика» *Г.В. Буславев*; научный руководитель лаборатории Технологии и техники бурения скважин в условиях станции Восток Научного центра «Арктика» *А.В. Большунов*.

## Содержание

<b>Секция 1. Актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин .....</b>	<b>7</b>
Алешкин С.В., Зарипов Р.Р., Петрова Д.А. Повышение эффективности процесса бурения за счет применения нового структурообразователя .....	7
Алхаззаа М., Нуцкова М.В. Влияние минеральной ваты, пропитанной углеродными нанотрубками, на прочности цемента на сжатие .....	9
Бабкин И.В., Егурцов С.А., Иванов Ю.В., Слугин П.П., Кирсанов С.А. Применение методов искусственного интеллекта при ГИС-контроле скважин НГКМ .....	11
Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Одновинтовые гидравлические машины и их роль в технологиях нефтегазовой промышленности .....	13
Блинов П.А., Овчинников С.Ю., Никишин В.В. Анализ и исследование влияния фиброармирующих волокон на прочностные свойства тампонажных растворов в статических и динамических условиях нагружения .....	14
Бобров В.А., Леконцев А.С., Александров И.И., Газаров Д.И., Иванушкин С.Е. Сравнение результатов электромагнитного контроля состояния ГНКТ .....	16
Гилязов Л.Р., Сибгатуллин М.Э., Плотникова И.Н., Салахов М.Х. Цифровой сейсмометр для организации мониторинговых систем регистрации микросейсмических сигналов .....	18
Двойников В.М., Шпенст В.А. Анализ математических моделей для разработки методологии измерения энергетических и пространственных характеристик осевого удара при бурении скважин на основе наддолотного амортизатора .....	19
Дерендяев В.В., Чернышов С.Е., Кармаенков М.С. Анализ причин и предупреждение возникновения заколонных циркуляций на этапе цементирования обсадных колонн нефтедобывающих скважины .....	21
Джумаев Э.М., Гарипов А.В. Оптимизация бурения с применением роторно-управляемых систем в условиях ЯНАО .....	23
Живаева В.В., Лукьянов С.А. Импортзамещение и тенденции в современном ННБ .....	25
Исхаков А.Р., Сыркин Д.А., Зарипов И.М., Зарипов А.М., Камашева Д.Н., Исмагилов А.А., Осипов Р.М. Повышение качества цементирования скважин, пробуренных на буровом растворе на углеводородной основе .....	27
Клыков П.И., Мелехин А.А. Разработка требований к буровому раствору для вскрытия неустойчивых отложений на основе комплексного геомеханического моделирования .....	29
Конесев В.Г., Лукьянов П.В., Давыдова И.Н., Лобанков Е.В. Оценка изменения фракционного состава кольматанта в промывочной жидкости в процессе строительства скважин .....	31
Коптева А.И., Шаньшерев А.В., Двойников М.В., Блинов П.А. Цементирования кондукторов в условиях многолетнемерзлых пород .....	32
Крук П.Е., Голубев И.А. Разработка подходов по оценке риска прорыва воды к горизонтальной скважине для дальнейшей оценки целесообразности введения предупредительных мероприятий .....	34
Кутузов П.А., Двойников М.В. Неопределенности процесса бурения наклонно направленных скважин на примере потери устойчивости бурильной колонны .....	36
Лягов И.А., Лягов А.В. Технология радиального вскрытия продуктивного пласта разветвленными каналами по прогнозируемой траектории для реанимации старого фонда скважин .....	38
Нигматуллин Т.Э., Шаймарданов А.Р., Магзянов И.Р., Лихачев П.А., Хусаинов Б.И., Ахмадуллин М.Э. Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах Северо-Комсомольского месторождения .....	40
Новиков А.А., Новикова Е.В. Направленное колтюбинговое бурение на депрессии разветвленных боковых стволов и многозабойных скважин .....	42

<b>Попов А.О.</b> Оптимизация технологического процесса освоения газовых скважин сеноманской залежи Ямбургского и Уренгойского нефтегазоконденсатных месторождений .....	44
<b>Предеин А.А., Некрасова И.Л., Мустаев Р.М., Кобелев Н.Г., Мелехин А.А.</b> Методология разработки тампонажных составов с «нестандартными» свойствами .....	46
<b>Силичев Н.М., Блинов П.А.</b> Направленное бурение с отбором керна .....	48
<b>Слугин П.П., Кирсанов С.А., Поляченко Л.Б., Иванова А.Ю., Егурцов С.А.</b> Новый методический подход к определению пористости и построению литологической модели газовых объектов при использовании нефилтрующих буровых растворов по данным комплекса ГИС открытого ствола .....	50
<b>Слугин П.П., Кирсанов С.А., Егурцов С.А., Иванов Ю.В.</b> Научно-технологическая платформа «Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж». Актуальное состояние и перспективы развития.....	52
<b>Сундеев С.Ю., Бакиров Р.И.</b> Применение эксцентричного калибратора-расширителя при строительстве горизонтальных скважин .....	54
<b>Сусоев А.С., Живаева В.В.</b> Обеспечение безопасного процесса строительства скважин за счет применения дополнительного барьера .....	56
<b>Цаплин Д.В., Нечаева О.А.</b> Анализ отклонений фактической траектории скважины от проектного плана и определение зависимости тенденции КНБК .....	57
<b>Секция 2. Химические реагенты и материалы для технологических процессов .....</b>	<b>59</b>
<b>Бармин А.В.</b> Организация импортозамещающего производства акриловых полимеров для нефтяной отрасли.....	59
<b>Важенин И.А., Кожевников Р.О., Машаров М.Т.</b> Оценка эффективности брейкера барита при различных скважинных условиях .....	61
<b>Евдокимов Д.В., Козырев А.С., Валиева О.И., Бембак Е.В., Макатров А.К.</b> Повышение качества реагентов для буровых растворов – скрытый потенциал улучшения технико-экономических показателей строительства скважин.....	63
<b>Егоров А.О.</b> Сокращение сроков строительства скважин.....	65
<b>Камаев Д.Р., Живаева В.В.</b> Проведение экспериментальных исследований для определения скорости химической реакции составляющих тампонажных материалов с агрессивными агентами ....	66
<b>Каразеев Д.В., Фахреева А.В.</b> Газо- и водоизоляция скважин с использованием гидрогелевых изоляционных составов на базе реагента «NGT-СHEM-3» .....	68
<b>Кондратюк А.А., Бабицкая К.И.</b> Акустико-химическая обработка призабойной зоны пласта с целью одновременной интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока к скважине .....	70
<b>Коростелев А.С., Белей И.И.</b> Исследование взаимодействия портландцементного раствора и камня с моделью высокоминерализованной пластовой воды месторождений Восточной Сибири ....	72
<b>Кревер А.С.</b> Опыт подбора композиций для проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов осложненных месторождений Восточной Сибири.....	74
<b>Леушева Е.Л., Дзыба В.А., Егорова Е.В.</b> Изучение возможности применения порошка из сухих листьев деревьев в качестве добавки в буровой раствор.....	76
<b>Леушева Е.Л., Морозов Д.О., Морозов А.О.</b> Оценка возможности применения порошка яичной скорлупы в составе бурового раствора на водной основе.....	78
<b>Лосев А.П., Бачурин И.И., Ватузов С.М., Елизаров А.А., Савельева Я.Л.</b> Особенности реологических измерений глинистых суспензий .....	80
<b>Лунева А.И., Казакова П.Ю., Павельев Р.С., Губайдуллин Ф.А. Варфоломеев М.А.</b> Разработка и исследование составов на основе полиакрилатов для ремонтно-изоляционных работ и выравнивания профиля приемистости.....	82
<b>Нурсканов В.Д., Часовских В.Р., Шатунова А.В.</b> Оценка эффективности использования новых реагентов и тампонажных систем при проведении работ по первичному цементированию .....	84

<b>Плотникова И.Н., Краснов Д.В., Былинкин Р.А., Тамочкин М.Н., Ся Вэньхуа, Ескин К.В., Хайртдинов Р.К., Володин С.А., Мифтахов Ф.И.</b> Тестирование реагента FlexNano для увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарстана .....	86
<b>Раупов И.Р., Сытник Ю.А.</b> Опыт разработки полимерных составов для повышения коэффициента охвата заводнением .....	88
<b>Стрекаль Н.Д., Мотевич И.Г., Попов А.В., Ветлужских Д.А.</b> Трассеры для разработки нефтяных и газовых месторождений.....	90
<b>Тарантин А.Н., Кожевников Р.О., Машаров М.Т.</b> Разработка бурового раствора на основе прямой эмульсии для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях Западной Сибири.....	92
<b>Ульянова З.В., Кульшев Ю.А., Чернышов С.Е.</b> Научно-обоснованное управление эксплуатационными характеристиками катионных буровых растворов как технологическая основа их эффективности для повышения технико-экономических показателей буровых работ.....	95
<b>Шубин В.В., Морозова А.В.</b> Зеленое цементирование или опыт применения буферных жидкостей с использованием отходов электрогенерирующих предприятий .....	97

### **Секция 3. Инновационные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений, транспортировки и хранения углеводородов .....99**

<b>Александров С.В., Мозговой А.В., Агишев А.Р.</b> Новые технологические решения в трубной продукции для повышения эффективности разработки нефтяных и газовых скважин .....	99
<b>Аскаров Р.А., Кудайкулова Г.А.</b> Актуальные вопросы прогнозирования и оценки эффективности проектов полимерного заводнения .....	102
<b>Васильева З.А., Бутузов В.И., Лубников Д.А.</b> Исследование рисков образования газогидратов в призабойной зоне и на забое скважины .....	104
<b>Ведменский А.М., Мулявин С.Ф., Паклинов Н.М.</b> Влияние волн негармонических упругих колебаний на фильтрационные процессы в нефтяном пласте .....	106
<b>Вернигора Д.Е.</b> Опыт применения термогенерирующих материалов для увеличения эффективности кислотных обработок в условиях низкотемпературных доломитизированных карбонатных коллекторов Восточной Сибири.....	108
<b>Галкин А.И., Лихарев В.В.</b> Энергоэффективные технологические решения для ППД, снижающие операционные затраты .....	110
<b>Гизатуллин Р.Р., Двойников М.В., Романова Н.А.</b> Оптимизация технологии сохранения стабильного состояния газогидратных отложений при строительстве скважин в условиях вечной мерзлоты.....	113
<b>Доровских И.В., Князев Л.А., Коршун С.В., Барбачев С.А.</b> Обеспечение электроэнергией удаленных кустовых площадок путем генерации электричества мобильными энергетическими установками (МЭУ) с использованием природного и попутного нефтяного газа .....	115
<b>Казакова П.Ю., Лунева А.И., Павельев Р.С., Варфоломеев М.А.</b> Разработка реагентов комплексного действия – ингибиторов гидратообразования и коррозии – на основе сополимеров изопропилакриламида и малеинового ангидрида.....	118
<b>Крылов В.Е., Рогачев М.К.</b> Определение оптимального расстояния между горизонтальным стволом и водонефтяным контактом во избежание прорыва газа и воды при разработке нефтяных оторочек .....	120
<b>Лаврик А.Ю., Буслаев Г.В.</b> Перспективные азотсодержащие ингибиторы гидратообразования для освоения скважин.....	122
<b>Никитин В.И., Агрелкина М.М.</b> Выбор функций относительных фазовых проницаемостей при обработке эксперимента по вытеснению углеводородной фазы фильтратом бурового раствора .....	124
<b>Новиков А.А., Новикова Е.В.</b> Инновационная технология интенсификации добычи нефти с многофакторным воздействием на продуктивный пласт-коллектор .....	126
<b>Овчаров В.В., Самоловов Д.А.</b> Стратегия разработки нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ, текущие вызовы и решения .....	128

<b>Пшенин В.В.</b> Сокращение эмиссии углеводородов при погрузке танкеров.....	131
<b>Раупов И.Р., Бурханов Р.Н., Лутфуллин А.А., Максютин А.В., Валиуллин И.В., Егорова Ю.Л., Чухновская Н.А.</b> Ретроспективный анализ и проблемы разработки природного карбонатного нефтяного резервуара .....	133
<b>Резанов К.С., Шестаков Р.А.</b> Уточненная математическая модель участка нефтепровода с лупингом с наличием утечек .....	135
<b>Рогов Е.А.</b> Регенерация фильтров в газовых скважинах .....	137
<b>Рязанов А.А., Ермаков А.С., Лягов И.А., Баширов А.И., Лягов А.В., Макаренко В.А., Шубенок Р.Н.</b> Технология радиального бурения каналов как метод восстановления аварийного фонда скважин.....	139
<b>Соромотин А.В., Мартюшев Д.А.</b> Разработка автоматизированного способа оценки характеристик состояния призабойной зоны пласта.....	141
<b>Харламов Е.И., Ламонов А.А., Кривонос Д.В.</b> Разработка комплекса скважинного оборудования для добычи ТРИЗ методами термохимического воздействия на пласт .....	143
<b>Чашихин Д.В.</b> Криогенные технологии переработки газа.....	145
<b>Яраханова Д.Г.</b> Элемент цифровизации для рациональной разработки месторождений углеводородов .....	148

#### **Секция 4. Актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин ..... 150**

<b>Большунов А.В., Игнатъев С.А., Дмитриев А.Н., Сербин Д.В., Кадочников В.Г., Горелик Г.Д., Васильев Д.А., Крикун Н.С., Шадрин В.С., Ракитин И.В.</b> Результаты научно-исследовательских работ сотрудников Горного университета в сезонах 67-69 РАЭ .....	150
<b>Дмитриев А.Н., Сербин Д.В., Кадочников В.Г.</b> Практические аспекты глубокого механического бурения на ледниках Арктики.....	152
<b>Попов С.В., Шерстенникова С.Р., Боронина А.С.</b> Математическое моделирование как основной метод изучения криолитозоны.....	153
<b>Ракитин И.В., Большунов А.В., Шишкин Е.В., Ожигин А.Ю.</b> Аспекты проектирования технических средств для отбора проб донных отложений подледниковых водоёмов.....	155
<b>Шадрин В.С., Большунов А.В., Климов В.Я., Шишкин Е.В.</b> Отечественный и зарубежный опыт колонкового бурения подледниковых горных пород.....	157
<b>Шерстенникова С.Р., Боронина А.С.</b> Основные результаты математического моделирования процессов в многолетней мерзлоте на Холмах Ларсеманн, Восточная Антарктида.....	159

# Секция 1.

## Актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин

УДК 622.24

Алешкин С.В.<sup>1</sup>, Зарипов Р.Р.<sup>2</sup>, Петрова Д.А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> главный специалист группы инженерно-технологического сопровождения строительства скважин, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», г. Ижевск, Россия, SVAlshkin@udn.rosneft.ru

<sup>2</sup> к.т.н., начальник отдела сопровождения бурения, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», г. Ижевск, Россия

<sup>3</sup> инженер отдела технологий и инжиниринга бурения, ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, г. Ижевск, Россия

### Повышение эффективности процесса бурения за счет применения нового структурообразователя

**Аннотация.** В данной статье рассматривается изменение механизма образования структуры бурового раствора на водной основе – альтернативный вариант для замены ксантанового биополимера на вязкоупругое поверхностно-активное вещество. Лабораторные исследования буровых растворов с применением вязкоупругого поверхностно-активного вещества показали ряд конкурентных преимуществ перед буровыми растворами на основе биополимеров ксантанового ряда. Успешно проведены полевые испытания. Применение бурового раствора с вязкоупругим поверхностно-активным веществом позволило исключить из рецептуры сразу несколько химических реагентов: ксантановый биополимер, бактерицид и смазывающую добавку, что привело к общей экономии затрат.

**Ключевые слова:** вязкоупругий ПАВ, структурообразователь, структура бурового раствора, буровой раствор, лабораторные испытания, реологические и фильтрационные свойства бурового раствора.

Применение полимерных растворов с использованием в качестве структурообразователя ксантановой смолы началось в нашей стране с начала 70-х годов XX века. За более чем 50 лет использования ксантан занял доминирующее положение структурообразователя в рецептурах буровых растворов на водной основе, но на данный момент в Российской Федерации отсутствует его производство. Ксантановый биополимер (смола) – это натуральный полимер, произведенный бактериями *Xanthomonas campestris* в течение своего жизненного цикла.

В рамках поиска альтернативного отечественного структурообразователя растворов на водной основе для вскрытия продуктивного пласта сотрудниками ЗАО «ИННЦ» был изучен рынок различных альтернативных структурообразователей для растворов на водной основе. По результатам лабораторных исследований найденные альтернативные структурообразователи не подошли по ряду параметров для дальнейшего внедрения в буровые растворы. Также был рассмотрен вязкоупругий ПАВ (ВУПАВ) – жидкость для гидроразрыва пласта [1] как новая альтернативная добавка, обладающая реологическими свойствами. Вязкоупругие поверхностно-активные вещества (ВУПАВ) интенсивно внедряются в практическую отрасль [2] в силу их способности к мицеллообразованию и, как следствие, образованию длинных цилиндрических мицелл в водном растворе. Для придания вязкоупругих свойств раствору с ВУПАВ требуется электролит с оптимальной концентрацией, благодаря чему и образуются червеобразные мицеллы ПАВ, создающие структуру в растворе.

В лабораторном комплексе ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова были проведены исследования рецептуры бурового раствора с использованием ВУПАВ в двух различных средах: с низкой минерализацией (для бурения хвостовиков), и с высокой минерализацией (для бурения эксплуатационных колонн) на соответствие требуемым для бурения параметрам. По результатам испытаний буровые растворы с ВУПАВ:

1. Показали оптимальные фильтрационные, реологические и псевдопластичные свойства, а также оказался стабилен в условиях лабораторных исследований – седиментация за 24 часа отсутствует.
2. Исследования смазывающих способностей реагента ВУПАВ в сравнении с применяемыми смазывающими добавками для буровых растворов показали снижение коэффициента трения металл-металл и металл-корка и сопоставимы с концентрацией смазывающей добавки в концентрации 2%.
3. Обладают ярко выраженными ингибирующими свойствами.
4. При оценке воздействия на параметры бурового раствора под влиянием бактериального разложения процесс биодеструкции не выявлен.
5. Фильтрационная корка разрушается при соляно-кислотных обработках и отсутствует необходимость в дополнительном подборе брейкерных систем.

На основании полученных данных по лабораторным испытаниям в 2023 г. были проведены промышленные испытания нового бурового раствора с ВУПАВ (далее – ПАВБР) на двух скважинах с боковым наклонно-направленным стволом. При бурении буровой раствор с ВУПАВ (далее – ПАВБР) показал ряд преимуществ по сравнению с применяемым минерализованным крахмально-биополимерным буровым раствором (МКБПР) [5]:

- все параметры соответствовали проектным, статистическое напряжение сдвига за 10 сек и 10 мин ниже, чем на МКБПР;
- количество затраченных химических реагентов ниже: на скважинах с ПАВБР не использовался биополимер, смазочная добавка и бактерицид;
- хорошее качество цементирования и отсутствие заколонной циркуляции.

Приведенные качества бурового раствора на основе указанного реагента дают основания для опробования данной промывочной жидкости при бурении скважин на различных месторождениях с различными геологическими условиями. Сам принцип подхода к выбору механизма структурообразования является инновационным и ранее не рассматривался в устоявшейся парадигме буровых растворов.

### Список литературы

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н., Крисанова П.К., Бородин С.А., Фан Ву Ань. Биополимерная технологическая жидкость для гидроразрыва пласта на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 5. С. 36-43.
2. Рязанов А.А., Склюев П.В., Бабицкая К.И., Булгаков С.А. Применение вязкоупругих систем в процессах интенсификации добычи нефти // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 1. С. 99-111.
3. Алешкин С.В., Мартынов С.М. Химический состав фильтрата бурового раствора на водной основе как важнейший показатель качества // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 25-28.
4. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе. Москва: ФГУП «Стандартинформ», 2015.
5. Разработка рецептуры минерализованного бурового раствора на основе структурообразователя вязкоупругого ПАВ / С.В. Алешкин, Р.Р. Зарипов, К.Ю. Корнева [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 2(279). – С. 42-47. – EDN KXAFLB.

## Влияние минеральной ваты, пропитанной углеродными нанотрубками, на прочности цемента на сжатие

**Аннотация.** Условия высоких температур оказывают значительное влияние на физические характеристики цемента, особенно на его прочность. В текущей работе было изучено, как добавление минеральной ваты, пропитанной углеродными нанотрубками в тампонажный цемент Саудовского класса G повлияет на физические характеристики цемента при воздействии высоких температур (300 °С).

**Ключевые слова:** тампонажный цемент; саудовский цемент класса G; прочность цемента на сжатие; минеральная вата; углеродные нанотрубки; высокотемпературные условия.

**Введение (Introduction).** Процедура цементирования является ключевым компонентом при строительстве нефтяных и газовых скважин, особенно в условиях высокого давления и высоких температур (НРНТ). Цемент обеспечивает зональную изоляцию, механическую поддержку и защиту обсадной колонны и пласта [1]. Однако обычный цемент для нефтяных скважин, такой как класс G, подвергается существенному ухудшению своих механических свойств и долговечности в условиях НРНТ.

За последние годы предлагались разные решения, ученые стремились внедрить новые технологии [2, 3]. Одной из наиболее перспективных технологий в этой области является внедрение наноматериалов, таких как углеродные нанотрубки (УНТ), в цементную матрицу. Углеродные нанотрубки, обладают исключительными механическими, электрическими, термическими и химическими свойствами. Эти свойства могут значительно повысить прочность, устойчивость, проводимость и долговечность веществ на основе цемента. Однако дисперсия углеродных нанотрубок в цементной матрице представляет собой сложную проблему, требующую внимания. Поэтому добавление минеральной ваты в цементную смесь считается методом улучшения свойств цемента из-за его большой площади поверхности и пористости.

Целью данного исследования является изучение влияния включения минеральной ваты, насыщенной углеродными нанотрубками (MWICN), в цемент Саудовского класса G на прочность на сжатие цементного камня в условиях высоких температур 300 °С.

**Методы (Methods).** По методу (Шабани и др.) [4] волокна минеральной ваты обрабатывают с получением минеральной ваты, пропитанной углеродными нанотрубками, цементные растворы плотностью примерно 1,97 г/см<sup>3</sup> были составлены и оценены в соответствии с методикой АНИ (API RP 10B-2) [5].

Основной состав цементного раствора: цемент – 500 г, пластификатор (С-3) 0,8% от массы цемента, вода 44% от массы цемента. Изготовлено 6 образцов цементного раствора, и их состав был закодирован следующим образом: Ах, где А представляет собой образец, а х означает содержание (%) MWICN. Следовательно, А0 обозначает основной состав, А5 обозначает цементный раствор, содержащий 5% MWICN, а А10, А15, А20 и А25 представляют собой цементные растворы, содержащие 10, 15, 20 и 25 мас.% MWICN соответственно. После приготовления тампонажные растворы помещали в кубические формы с размерами ребер 40 мм для испытаний на прочность при сжатии. Затем

формы погружали в водяную баню с температурой 25 °С на заданное время. использовались два температурных режима: низкотемпературный (25 °С) и высокотемпературный (циклически меняющийся от 25 °С до 300 °С). Перед испытаниями тампонажного камня на прочность на сжатие, исследуемого в низкотемпературном режиме, образцы погружали в водяную баню на 7 и 28 сут. Образцы, исследуемые в высокотемпературном режиме, помещались в водяную баню при температуре 25 °С на 4 и 25 сут., затем в течение 3 сут. в автоклаве подвергались воздействию температуры в 300 °С для имитации цикла работы паронагнетательных скважин. Затем эти образцы охлаждались и испытывались также, как и для низкотемпературных условий.

**Результаты и Обсуждение.** На основании предположения, что прочность цемента снижается при температуре выше 110 °С, исследуется влияние добавки MWICN на сохранение прочности исследованных образцов цементного камня при различных термических условиях. Прочность на сжатие образцов цементного камня основного состава (А0), выдержанных в условиях высокой температуры (300 °С), демонстрирует снижение на 81,1% и 78,6% относительно прочности образцов, выдержанных в условиях более низких температур (25 °С) после 7 и 28 дней отверждения соответственно. Введение MWICN в цементный раствор повышает прочность цемента во всех исследованных термических условиях: при 300 °С прочность образца А5 составила 43,5 МПа через 7 дней и 48,6 МПа через 28 дней. При 25 °С введение 15% MWICN увеличило прочность цемента на 26,22% через 7 дней (достижение прочности 56,8 МПа) и на 31,42% через 28 дней (достижение прочности 6,4 МПа) по сравнению с образцом А0.

Такое улучшение прочности связано с изменениями в микроструктуре, поскольку высокие температуры вызывают изменения в микроструктуре цементной смеси, что приводит к образованию трещин, расположенных вдоль поверхности нагрева, и повышению порового давления из-за испарения воды.

**Заключение.** Обобщая полученные данные можно сказать, что лучшие результаты по исследованиям получены для концентрации 15% MWICN. Так прочность на сжатие при температуре 25 °С выше прочности базового состава на 26%, при температуре 300 °С – в 6,4 раза. Однако, концентрация добавки в 5-10% также даёт видимый положительный эффект. Негативное воздействие повышенного MWICN (более 15%) связано с агломерацией частиц, приводящей к неровной микроструктуре и возможному образованию микротрещин в цементном камне.

Хотя добавление 10% MWICN в состав тампонажного раствора дает удовлетворительные результаты, для практического использования можно рекомендовать добавление до 15% MWICN для обеспечения высоких показателей прочности (до 59,3 МПа при 300 °С).

### Список литературы

1. Litvinenko, V.S., and Dvoynikov, M.V. "Methodology for determining the parameters of drilling mode for directional straight sections of well using screw downhole motors." *Journal of Mining Institute*. 2020; 241(1): 105-112. <https://doi.org/10.31897/pmi.2020.1.105>.
2. Choupani, M.A., Tabatabaee Moradi, S.S., and Tabatabaei Nejad, S.A. "Study on Attapulgit as Drilling Fluid Clay Additive in Persian Gulf Seawater." *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*. 2022; 35(3): 587-595. <https://doi.org/10.5829/IJE.2022.35.03C.12>
3. Dvoynikov, M.V., Kuchin, V.N., and MintsaeV, M.S. "Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling." *Journal of Mining Institute*. 2021; 247(1): 57-65. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.7>
4. Shaabani, A., Hezarkhani, Z., and Badali, E. "Wool supported manganese dioxide nano-scale dispersion: a biopolymer based catalyst for the aerobic oxidation of organic compounds" *RSC Advances*. 2015; 5(76): 61759-61767. <https://doi.org/10.1039/C5RA10522F>
5. API Recommended Practice 10B-2. "Recommended Practice for Testing Well Cements, 2nd ed." 2013. Washington: American Petroleum Institute.

**Бабкин И.В.<sup>1</sup>, Егурцов С.А.<sup>2</sup>, Иванов Ю.В.<sup>3</sup>, Слугин П.П.<sup>4</sup>, Кирсанов С.А.<sup>5</sup>**

<sup>1</sup> д.т.н., начальник лаборатории методического обеспечения ГИС, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», г. Москва, Россия

<sup>2</sup> президент, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», г. Москва, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., исполнительный директор, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», г. Москва, Россия, у [ivanov@int-geos.ru](mailto:ivanov@int-geos.ru)

<sup>4</sup> первый зам. начальника Департамента, ПАО «Газпром», г. Санкт Петербург, Россия

<sup>5</sup> к.т.н., начальник Управления, ПАО «Газпром», г. Санкт Петербург, Россия

## **Применение методов искусственного интеллекта при ГИС-контроле скважин НГКМ**

**Аннотация.** Рассмотрены особенности применения нейросетевых алгоритмов при геофизических исследованиях скважин (ГИС) на примере оценки текущей газонасыщенности в нижнемеловых отложениях при ГИС-контроле в обсаженной газовой скважине.

**Ключевые слова:** искусственный интеллект, искусственные нейронные сети, геофизические исследования скважин, обучающая выборка, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж.

В ближайшее десятилетие приоритетами научно-технологического развития следует считать направления, позволяющие получить значимые научные и научно-технические результаты, создать отечественные наукоемкие технологии [1]. К таким направлениям с полным основанием можно отнести применение методов искусственного интеллекта при обработке данных геофизических исследований скважин НГКМ и ПХГ.

В процессе разработки НГКМ падение пластового давления и выработка залежей приводят к проявлению обводнения нижней части коллекторов и, следовательно, к падению текущих значений  $K_g$  до значений остаточной газонасыщенности. При интерпретации таких объектов по данным методов ГИС-контроль необходимо повышать точность оценки  $K_g$ , которую не может обеспечить имеющаяся информация о связи скважинных измерений с геофизическими и подсчетными параметрами, полученная на этапе первоначальной оценки запасов, т.к. в процессе эксплуатации в разрабатываемых объектах могут происходить необратимые изменения, приводящие к тому, что полученные на начальном этапе связи между данными методов ГИС и текущим  $K_g$  могут нарушаться.

Для обеспечения точности определения текущего  $K_g$ , в том числе и остаточной газонасыщенности, необходимо обобщать всю имеющуюся информацию не только по исследуемой скважине, но и по всему месторождению.

Для решения подобной задачи наиболее эффективным представляется применение искусственного интеллекта на основе технологии нейронных сетей [2], являющейся прорывной активно развиваемой цифровой технологией, открывающей новые возможности и широкие перспективы в развитии инновационных направлений исследования скважин, позволяющей путем обобщения всего массива имеющейся информации выявлять неизвестные связи между данными методов ГИС-контроль и значениями текущей газонасыщенности.

Решающую роль для качественной работы нейронной сети имеет построение обучающей выборки, которая должна быть достаточно представительной, чтобы содержать большинство возможных вариантов литотипов коллекторов, встречающихся на исследуемом НГКМ либо объектов хранения на ПХГ, и иметь объем данных, достаточный для проведения обучения сети с требуемой точностью оценки текущего  $K_g$ . Вся обучающая выборка делится на три части – собственно обучающая, выборка валидации (обе равные по объему) и тестовая выборка (меньшая по объему, чем первые две), далее элементы каждой выборки тасуются случайным образом и подаются на вход обучающего алгоритма до тех пор, пока суммарная ошибка нейронной сети

уменьшается с ростом числа обучений (эпох). Первые две выборки нужны для оценки сходимости процедуры обучения, тестовая выборка применяется для контроля процесса обучения нейронной сети.

Обученная таким образом нейронная сеть может успешно решать задачи выделения типов коллекторов по грациям значений текущего  $K_g$  на основе данных ГИС-контроль с привлечением всей доступной информации по месторождению или ПХГ.

Задача определения текущей газонасыщенности продуктивных коллекторов в скважинах сложной многоколонной конструкции встает при проведении комплекса ГИС на газовых и газоконденсатных месторождениях и ПХГ. Такие скважины имеют несколько обсадных колонн и НКТ, что не позволяет получать достоверную информацию о заколонном пространстве, используя только стандартный комплекс ГИС (основными методами в котором являются ГК и НГК). Наиболее эффективным в технически сложных условиях многоколонных конструкций газовых скважин является метод ИННК, который обычно не включается в стандартный комплекс применяемых методов в силу дороговизны приборов и трудоемкости его обработки, поэтому измерения проводят лишь в нескольких скважинах. Однако эффективность ИННК делает актуальной задачу разработки технологии обобщения результатов, полученных по отдельным скважинам, и их распространения на всю площадь.

Процедура определения газонасыщенности с использованием нейронных сетей и метода ИННК показана на примере двух валанжинских газовых скважин одного из месторождений Западной Сибири. В этих скважинах был выполнен одинаковый комплекс ГИС-бурение, а ГИС-контроль в скважине «А» включал еще и ИННК, по которому в ней определялся  $K_g$ .

В скважине «Б»  $K_g$  определялся по тому же комплексу методов (но без ИННК) на основе нейронной сети, обученной на данных скважины «А» [3]. Обе скважины в исследуемых интервалах разреза, пересекающих пласты БУ-8 – БУ-12 были перекрыты 168 мм-колонной и НКТ диаметром 101.6 мм.

### Список литературы

1. Указ Президента РФ от 28.02.2024 N 145 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации».
2. Рашид Т. Создаем нейронную сеть. Пер. с англ. СПб.: ООО «Диалектика», 2019. 272 с.
3. Бабкин И.В. Технология определения газонасыщенности продуктивных коллекторов по данным ядерно-геофизических методов ГИС в обсаженных газовых скважинах. Дисс. на соискание ученой степени д.т.н. М., 2014.

## Одновинтовые гидравлические машины и их роль в технологиях нефтегазовой промышленности

**Аннотация.** В докладе подводятся итоги и перспективы применения одновинтовых гидравлических машин (ОГМ) в технологиях нефтегазовой промышленности.

**Ключевые слова:** винтовые забойные двигатели, винтовые насосы, НИОКР, рабочие органы, скважина, технология бурения.

В последние десятилетия ОГМ получили широкое распространение в бурении и добыче углеводородов, способствуя реализации прорывных технологий в нефтегазовой отрасли. Их отличительные особенности – оптимальные энергетические характеристики, простота конструкции, высокая удельная мощность.

В буровой технике ОГМ в качестве винтовых забойных двигателей (ВЗД) применяются как альтернатива другим забойным приводам породоразрушающего инструмента, а также в различных технологиях ремонта нефтяных и газовых скважин [1].

Отечественная промышленность выпускает гамму ВЗД с наружным диаметром от 43 до 285 мм с множеством типоразмеров, отличающихся назначением, кинематической схемой, компоновкой, конструктивным исполнением, частотой вращения и крутящим моментом. Ведущие мировые нефтяные издания отнесли ВЗД с многозаходными рабочими органами к выдающимся достижениям буровой техники XX века, оказавшим влияния на развитие технологий наклонно-направленного и горизонтального бурения [2].

ОГМ в качестве насосов заняли свою нишу среди технических средств механизированной добычи нефти как бесштанговые и штанговые скважинные насосы. Область применения винтовых насосов – скважины с высокой вязкостью и газосодержанием пластовой жидкости, малодобитные режимы эксплуатации. Насосы также применяются в инновационных технологиях ОРЭ, ППД, SAGD, мультифазных процессах, экологических проектах [1].

Созданию конкурентоспособных отечественных ОГМ предшествовали многолетние НИОКР ряда российских НИИ, ВУЗов и заводов. Ими были созданы теория рабочего процесса, научно-обоснованные методики проектирования, технологии изготовления винтовых рабочих органов с различным кинематическим отношением и эксплуатации ОГМ в различных технологических процессах в бурении и добыче.

В настоящее время НИОКР ведутся в направлении разработки новых конструктивных модификаций ОГМ и технологических решений с их использованием, развития цифровых систем управления производственными процессами, создания инновационных материалов для рабочих органов и других узлов гидромашин, совершенствования технологии изготовления винтовых пар [3].

К числу последних технологических решений с использованием ВЗД относится предложенная НПО «Буровая техника» неизвлекаемая забойная компоновка для бурения, заканчивания и эксплуатации нефтяных и газовых скважин на основе способа бурения на обсадных или насосно-компрессорных трубах за один рейс [4]. Такая компоновка позволяет упростить технологические процессы, сократить время строительства скважины, улучшить качество ствола в зоне продуктивного пласта в осложнённых горно-геологических условиях.

### Список литературы

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины (в двух томах). М., ИРЦ «Газпром», 2005-2007. – 956 с.
2. Samuel R., Baldenko D.F., Baldenko F.D. Positive Displacement Motors. Theory and Applications. SigmaQuadrant Publisher, 2015. – 434 p.
3. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. История создания в России одновинтовых гидравлических машин // Бурение и нефть, 2021, № 12. С. 4-10.
4. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Пономаренко М.Н., Чайковский Г.П. Неизвлекаемая забойная компоновка для бурения, заканчивания и эксплуатации нефтяных и газовых скважин скважин. Полезная модель по заявке N 2024101074/03, 16.01.2024.

**Блинов П.А.<sup>1</sup>, Овчинников С.Ю.<sup>2</sup>, Никишин В.В.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> к.т.н., доцент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия, [Blinov\\_PA@pers.spmi.ru](mailto:Blinov_PA@pers.spmi.ru)

<sup>2</sup> студент 5-го курса, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., доцент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия

## **Анализ и исследование влияния фиброармирующих волокон на прочностные свойства тампонажных растворов в статических и динамических условиях нагружения**

**Аннотация.** На сегодняшний день нефтегазовая отрасль является одним из основных источников дохода России. Ежегодно в разработку вводятся месторождения и участки месторождений, имеющие сложное геологическое строение, в результате чего, значительно усложняется процесс строительства скважин. В связи с этим, проблема повышения качества крепления скважин является актуальной и требует дальнейших исследований.

**Ключевые слова:** крепление скважин, тампонажный раствор, цементный камень, армирующие добавки, динамическая нагрузка.

**Введение.** Цементирование обсадных колонн является одной из важнейших операций, от качества выполнения которой зависит безопасность процесса бурения и эксплуатации скважины. В ходе строительства скважины и проведения в ней ряда технологических операций (разбуривания цементного стакана, перфорации), возникают не только статические, но и значительные динамические нагрузки, которые могут привести к нарушению целостности цементного камня в затрубном и межколонном пространстве и, как следствие, возникновению осложнений и аварий (заколонные перетоки, грифоны), ликвидация которых зачастую требует значительных финансовых затрат на проведение ремонтных работ [1-2].

Большой вклад в изучение влияния динамических нагрузок на крепь скважины внесли такие ученые, как Агзамов Ф.А. [3], Федюк Р.С. [4], Бакиров Д.Л. [5] и др. Для улучшения качества крепления скважины необходимо повысить прочностные характеристики цементного камня, чего можно добиться за счет добавления в тампонажный раствор фиброармирующих волокон.

**Методы.** В научно-исследовательской работе проанализированы отечественные и зарубежные источники, посвященные изучению физико-механических свойств тампонажных растворов с добавками наполнителей и их влияние на прочностные свойства цементного камня.

В рамках исследования, с целью определения динамической устойчивости цементного камня, сконструирован испытательный стенд. Статическая прочность определялась стандартными методами при помощи гидравлического пресса. Испытания на статическую и динамическую устойчивость проводились на цементных образцах кубической формы 4x4 см и водотвердым отношением равным 0,5. Время ОЗЦ принималось равным двум суткам. В качестве вяжущего вещества использовался бездобавочный цемент марки М500 (ЦЕМ I 42,5Н).

**Результаты.** По полученным в результате исследований данным были сделаны выводы о влиянии армирующих добавок (базальт, углерод, полиакрилонитрил, полипропилен) на прочностные свойства цементного камня.

1. При определенных концентрациях волокон базальта и углерода удалось достичь повышения статической прочности на 19,05 и 21,14% по сравнению с исходным цементом при этом число циклов динамического нагружения увеличилось в 10,3 и 11,5 раз соответственно.

2. Испытания цементного камня с добавками фибры, обладающей низким модулем Юнга и высоким относительным удлинением, показали наибольшую эффективность в армировании тампонажного раствора по сравнению с низко модульной фиброй. Так при использовании полиакрилонитрильных и полипропиленовых волокон удалось увеличить статическую прочность на 57,54 и 74,02% по сравнению с исходным цементом, а число циклов динамического нагружения увеличилось в 19,8 и 23,6 раз соответственно.

3. Увеличение концентрации фибры в тампонажном растворе при прочих равных условиях снижает подвижность. Соответственно, при повышенном ее содержании может значительно усложниться процесс закачки тампонажного раствора в скважину.

**Заключение.** Полученные результаты исследований свидетельствуют об эффективности использования волокнистых материалов для повышения, как статической, так и динамической прочности цементного камня. Однако стоит отметить, что добавление фиброармирующих волокон также оказывают влияние на такие важные свойства тампонажных растворов, как водоотдача, растекаемость, контракция и др., в связи с чем определены перспективные направления дальнейших исследований.

#### Список литературы

1. Блинов П.А. Шаньшерев А.В., Черемшанцев Д.М., Кузнецова Н.Ю., Никишин В.В., Анализ и выбор тампонажной смеси, устойчивой к динамическим нагрузкам, с целью повышения качества герметичности крепи в заглубном пространстве // Известия Томского политехнического университета, 2022, Т. 333, N 11, С. 115-123.
2. Кучин В.Н., Нуцкова М.В. Профилактика и ликвидация осложнений, возникающих при заканчивании скважин (научная статья) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, № 1, Т 20, 2020. С 14-26.
3. Агзамов Ф.А., Белоусов А.О., Комлев Я.К. Определение динамической прочности цементного камня в условиях близких к всестороннему сжатию // Нефтяная провинция. – 2020. – № 1 (21). – С. 83-96.
4. Fediuk, R.S.; Baranov, A.V.; & Liseitsev, Y.L. Increasing the dynamic strength of fiber concrete // Bulletin of the FEFU engineering school. 2019, 2(39), 90-99.
5. Бакиров Д.Л., Бурдыга В.А., Фаттахов М.М. [и др.]. Повышение устойчивости крепи скважины динамическому воздействию // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1(613). – С. 65-70. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-1(613)-65-70.

**Бобров В.А.<sup>1</sup>, Леконцев А.С.<sup>2</sup>, Александров И.И.<sup>3</sup>, Газаров Д.И.<sup>4</sup>, Иванушкин С.Е.<sup>5</sup>**

<sup>1</sup> бизнес-аналитик, ООО «ИнДрайв», г. Москва, Россия, bobrovlik@mail.ru

<sup>2</sup> генеральный директор, ООО «ИнДрайв», г. Москва, Россия

<sup>3</sup> директор по управлению проектами, ООО «ИнДрайв», г. Москва, Россия

<sup>4</sup> руководитель центра научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок, ООО «ИнДрайв», г. Москва, Россия

<sup>5</sup> заместитель руководителя центра научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок, ООО «ИнДрайв», г. Москва, Россия

## **Сравнение результатов электромагнитного контроля состояния ГНКТ**

**Аннотация.** В работе описываются результаты сравнения опытно-промышленных испытаний двух диагностических комплексов, основанных на методе неразрушающего поиска утечек магнитного потока, на ГНКТ с целью выявления функциональных особенностей дефектоскопов. Для проведения испытаний был подготовлен образец ГНКТ и электрокабель, на которые нанесён ряд дефектов для оценки качества их выявления сравнимаемыми дефектоскопами. Полученные результаты дефектоскопии позволили определить функциональные и конструкционные особенности обоих диагностических комплексов.

**Ключевые слова:** дефектоскопия, электромагнитная диагностика, поиск утечек магнитного потока, УМП, ГНКТ, гибкие насосно-компрессорные трубы, нефтесервис.

**Введение (Introduction).** Применение гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) в нефтесервисных работах обусловлено технологическими и экономическими преимуществами, что особенно актуально для нефтегазовых скважин с высоким уровнем конструкционной сложности [1]. Однако условия эксплуатации увеличивают износ ГНКТ, что может привести к авариям и осложнениям в процессе проведения работ, последствия которых угрожают экономическими издержками для подрядчика и заказчика. Одним из наиболее применяемых методов контроля состояния ГНКТ являются электромагнитные методы неразрушающего контроля, реализуемые посредством специализированных диагностических комплексов [2]. Исследование направлено на выявление функциональных и конструкционных особенностей дефектоскопов ДТ2 (СЗАО «Новинка») и СТinspect-1500 (Jereh) на базе завода производителя ГНКТ посредством сравнения их работы на подготовленном образце трубы с электрокабелем.

**Методы (Methods).** Основным принципом работы дефектоскопов является метод поиска утечек магнитного потока (MFL), который позволяет, посредством замеров изменения магнитного поля тела трубы, выявлять внутренние и наружные дефекты, а также оценивать их величину. Регистрация данных магнитного поля осуществляется посредством установленных на дефектоскопах датчиках Холла [3]. Для сравнения дефектоскопов подготовлен образец ГНКТ и электрокабель, помещённый внутрь трубы.

На образец ГНКТ и электрокабель на заданных расстояниях были нанесены дефекты, являющиеся маркерами для дефектоскопов: продольный порез трубы – 4 ед.; поперечный порез – 6 ед.; сквозное отверстие – 2 ед.; скол – 6 ед.; продольный срез с кабеля – 1 шт.; поперечный срез с кабеля – 1 шт.; обрыв кабеля внутри трубы – 1 шт.

Снятие замеров производится посредством многократного (до шести раз) перемещения дефектоскопов по телу трубы. Регистрировались и рассчитывались следующие параметры: значение MFL всех датчиков; максимальное значение по всем MFL; значение вибрации; толщина стенки; три показателя диаметра; овальность.

**Результаты (Results).** В ходе проведения испытаний были получены представленные в таблице 1 результаты дефектоскопии.

Таблица 1

**Перечень и результаты испытаний**

Вид испытания	Параметры дефекта	Результат ДТ2	Результат СТinspect-1500
Определение наличия шва	Продольный шов	Не выявлено	Не выявлено
Определение наличия шва	Кольцевой шов	Выявлено	Выявлено
Определение повтор. дефектов на расстоянии больше диаметра трубы	Продольные дефекты	Выявлено	Имеет погрешность
Определение повтор. дефектов на расстоянии больше диаметра трубы	Округлые дефекты	Выявлено	Выявлено
Определение повтор. дефектов на расстоянии меньше диаметра трубы	Продольные дефекты	Выявлено	Имеет погрешность
Определение повтор. дефектов на расстоянии меньше диаметра трубы	Округлые дефекты	Выявлено	Имеет погрешность
Определение повтор. дефектов на расстоянии меньше диаметра трубы	Поперечные дефекты	Выявлено	Имеет погрешность
Определение дефектов внутреннего объекта (кабель)	Поперечный дефект	Имеет погрешность	Имеет погрешность
Определение дефектов внутреннего объекта (кабель)	Продольный дефект	Имеет погрешность	Имеет погрешность
Определение дефектов внутреннего объекта (кабель)	Обрыв кабеля	Выявлено	Выявлено

Кроме эмпирических данных были выявлены качественные замечания к функционалу и конструкционным особенностям сравниваемых дефектоскопов:

1. ДТ2: однонаправленная отрисовка графика независимо от направления перемещения ГНКТ, возможность переналадки дефектоскопа на диаметры от 31,75 до 50,8 мм, сравнительно более качественное выявление мелких дефектов, погрешность выявления дефектов кабеля внутри трубы и др.
2. СТinspect-1500: двунаправленная отрисовка графика с учётом направления перемещения ГНКТ, невозможность переналадки на другие диаметры, сравнительно менее качественное выявление мелких дефектов, погрешность выявления дефектов кабеля внутри трубы и др.

**Обсуждение (Discussion).** Таким образом сформирован вывод о релевантности применения дефектоскопов обоих производителей в тех или иных условиях проведения работ и выявлен научный потенциал для модернизации диагностических комплексов.

**Список литературы**

1. Юшин, Е.С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море / Е.С. Юшин. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2019. – 292 с.
2. Кузеев И.Р., Наумкин Е.А., Кудашев Р.Р., Рябов А.А., Коновалов В.В. Изменения механических характеристик материала гибких насосно-компрессорных труб в условиях циклического нагружения // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2015. № 2. С. 47-53;
3. Потапов, А. П. Электромагнитная дефектоскопия с азимутальным и радиальным разрешением / А. П. Потапов, В. Н. Даниленко, В. В. Даниленко // Каротажник. – 2016. – № 6(264). – С. 194-208.

Гилязов Л.Р.<sup>1</sup>, Сибгатуллин М.Э.<sup>2</sup>, Плотникова И.Н.<sup>3</sup>, Салахов М.Х.<sup>4</sup>

<sup>1</sup> генеральный директор, ООО «Геолтех», г. Казань, Россия, lgilyazo@gmail.com

<sup>2</sup> к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, Академия наук Р.Т., г. Казань, Россия

<sup>3</sup> д.г.-м.н., начальник института, Академия наук Р.Т., г. Казань, Россия

<sup>4</sup> д.ф.-м.н., главный научный сотрудник, Академия наук Р.Т., г. Казань, Россия

## Цифровой сейсмометр для организации мониторинговых систем регистрации микросейсмических сигналов

**Аннотация.** Целью работы является разработка и реализация компактного автономного цифрового сейсмометра. В результате создан трехкомпонентный цифровой сейсмометр на базе геофонов, представляющий собой сейсмический приемник и регистратор, размещенные в едином корпусе. Создание подобного оборудования является актуальным, поскольку приборы подобного типа активно применяются при проведении сейсмических исследований при мониторинге ГРП и контроле состояний ПХГ при хранении природного или углекислого газа.

**Ключевые слова:** сейсмический приемник, геофон, мониторинг.

При проведении мониторинга ГРП и контроля состояний ПХГ одним из развиваемых в мире подходов является сейсмический мониторинг [1, 2]. Целью работы является разработка и реализация цифрового сейсмометра, который позволит формировать поверхностные мониторинговые сети для регистрации сейсмических событий. Сейсмометр должен быть компактным, для оптимальной транспортировки и размещения в точках наблюдений, обладать необходимой чувствительностью и динамическим диапазоном, при этом его стоимость должна быть ниже или на уровне аналогов, для достижения экономической целесообразности применения.

Сейсмоприемник был разработан на базе геофонов. Реализована коррекция частотного диапазона геофона ниже частот 10 Гц путем применения обратного интегратора. Проведены работы по проектированию цифрового регистратора, разработке программы управления и прототипированию корпуса устройства.

В результате проведенных работ был разработан и реализован цифровой сейсмометр, представляющая собой трехкоординатный сейсмоприемник и цифровой регистратор в едином корпусе. Цифровой сейсмометр характеризуется частотным диапазоном 0.6-500 Гц, чувствительностью ~ 2000 В/м/с, динамическим диапазоном 130 дБ, позволяет проводить запись регистрируемых сигналов на память устройства, корпус представляет собой цилиндр со следующими размерами: высота 140 мм, диаметр 125 мм. Разработка является инструментом для проведения сейсмического мониторинга и ее применение на практике позволит более эффективно развивать методы и подходы наблюдений за проведением ГРП и состоянием ПХГ. На основе сейсмометра в будущем возможно формирование систем, позволяющих проводить мониторинг в режиме реального времени.

### Список литературы

1. Meng L., Zheng J., Yang R., et al. Technology Developments and Prospects in CCUS Injection Engineering // *Energies*. 2023. Vol. 16, N7. P. 3101. DOI: 10.3390/en16073101.
2. Verliac M., Calvez J. Microseismic monitoring for reliable CO<sub>2</sub> injection and storage – Geophysical modeling challenges and opportunities // *The Leading Edge*. 2021. Vol. 40. P. 394-472. DOI: 10.1190/tle40060418.1.

## **Анализ математических моделей для разработки методологии измерения энергетических и пространственных характеристик осевого удара при бурении скважин на основе наддолотного амортизатора**

**Аннотация.** В работе выявлена недостаточная оснащенность КНБК забойными датчиками и определены их ограниченные диапазоны эксплуатации в условиях высоких термобарических и вибронегруженных условиях. Проанализированы математические модели для разработки методологии измерения пространственных и энергетических характеристик осевого удара бурильной колонны.

**Ключевые слова:** продольные колебания, амортизатор, методология измерения, энергетические характеристики, гидродинамика.

Одним из факторов выхода из строя дорогостоящего бурового оборудования являются неконтролируемые колебания бурильной колонны. Один из видов колебаний – продольные. Они могут быть вызваны деформацией бурильной колонны в результате неверно подобранных режимных параметров бурения, а также особенностями породы. Существует множество систем, измеряющих осевые колебания компоновки низа бурильной колонны. Используемые в них датчики вибраций физически не привязаны к осям, из-за чего возникает погрешность в выделении отдельных видов колебания. Также существующие системы не измеряют такие величины, как энергия, импульс и перемещение долота в продольной плоскости, которые могут быть не менее разрушительными, в особенности для шарошечных и гибридных лопастных РСД долот [1, 2].

В работе представлен анализ математических моделей, описывающих динамику работы нагруженного бурильного инструмента в скважине в процессе вращательного бурения. Представлены основные современные системы автоматизированного управления, приборов и средств контроля режимных параметров углубления скважины [3]. Теоретически обоснована природа возникновения импульса удара при разрушении породоразрушающим инструментом горной породы, вызывающая мгновенные (высокоскоростные) динамические нагрузки в компоновке низа бурильной колонны (КНБК), обуславливающие снижение надежности системы. Выявлена недостаточная оснащенность КНБК забойными датчиками и определены их ограниченные диапазоны эксплуатации в условиях высоких термобарических и вибронегруженных условиях. Разработана структурная схема прототипа измерительной системы на основе наддолотного амортизатора [4, 5]. Система позволит определять энергетические характеристики осевого удара, а именно энергию и скорость перемещения, а также осевое перемещение бурильного инструмента с учетом давления и скорости потока раствора, переменных частот вращения и упругих свойств пружины наддолотного амортизатора. Применение измерительной системы позволит контролировать осевой ударный импульс при виброускорении до 200 г и точно определять динамическую составляющую бурения скважин. Решение данной комплексной задачи, направленной

на измерение энергетических и пространственных характеристик осевого удара и последующий их контроль и управление в динамически активных системах обеспечит надежность машин и механизмов не только в области бурения скважин, но и в других смежных отраслях промышленности.

### Список литературы

1. Kunshin, A.A.; Buslaev, G.V.; Reich, M.; Ulyanov, D.S.; Sidorkin, D.I. Numerical Simulation of Nonlinear Processes in the “Thruster – Downhole Motor – Bit” System While Extended Reach Well Drilling. *Energies* 2023, 16, 3759.
2. Литвиненко В.С., Двойников М.В. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами // Записки Горного института. 2019.
3. Buslaev, George & Kunshin, Andrey & Starikov, V.V. (2020). Research of the Influence of Mechanical Specific Energy (MSE) on the Choice of Optimal Drilling Mode Parameters. 330. 10-13. 10.33285/0130-3872-2020-6(330)-10-13.
4. Kumitskiy, Boris & Aralov, Egor & Savrasova, Natalia & Semicheva, Natalia & Budnikov, Victor. (2023). Hydrodynamic Model of Stationary Drilling Fluid Flow in a Cylindrical Pipeline. 10.1007/978-3-031-36723-6\_9.
5. Navruzov, Kuralboy & Rajabov, Suxrob & Ashurov, Muzaffar. (2023). Mathematical modeling of hydrodynamic resistance in an oscillatory flow of a viscoelastic fluid. *E3S Web of Conferences*. 401. 10.1051/e3sconf/202340102026.

Дерендяев В.В.<sup>1</sup>, Чернышов С.Е.<sup>2</sup>, Кармаенков М.С.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> аспирант, ассистент, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия, v.v.derenadyaev@mail.ru

<sup>2</sup> д.т.н., заведующий кафедрой «Нефтегазовые технологии», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

<sup>3</sup> ведущий инженер, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Россия

## Анализ причин и предупреждение возникновения заколонных циркуляций на этапе цементирования обсадных колонн нефтедобывающих скважины

**Аннотация.** В статье представлены результаты промысловых измерений давлений, возникающих вследствие вторичного вскрытия продуктивных пластов методом кумулятивной перфорации. Проанализированы основные причины, приводящие к заколонным перетокам. По результатам лабораторных исследований было установлено, что применение тампонажных растворов, обладающих способностью к самовосстановлению целостности формируемого цементного камня, позволяет предупредить возникновение заколонных циркуляций.

**Ключевые слова:** нефтяная скважина, тампонажный камень, герметичность крепи, заколонная циркуляция, самовосстанавливающийся тампонажный состав, цементирование скважин.

**Введение.** Проблема возникновения заколонных циркуляций (ЗКЦ) в добывающих скважинах не теряет своей актуальности в настоящее время даже несмотря на большое количество исследований и разработок, направленных на создание долговечной и герметичной крепи скважин [1]. Качественно проведенные цементировочные работы с получением требуемой доли сплошного типа контакта тампонажного камня с сопредельными средами не гарантируют предупреждения заколонных перетоков после вторичного вскрытия продуктивных пластов и других технологических операций ввиду высоких нагрузок, оказываемых на крепь скважины. Для решения задачи по обеспечению сохранности тампонажного камня, в первую очередь, были оценены величины избыточных давлений, возникающие при проведении вторичного вскрытия продуктивных пластов методом кумулятивной перфорации, для определения напряженно-деформированного состояния элементов крепи скважины и установления требований к физико-механическим, упруго-прочностным и самовосстанавливающим свойствам цементного камня.

**Методы.** Работы по замерам фактических значений избыточных давлений при проведении прострелочно-взрывных работ (ПВР) проводились с помощью автономных манометров-термометров и крешерных приборов, размещенных на расстоянии от 1 до 100 м от перфоратора. Всего было выполнено более 100 измерений максимальных давлений ( $P_{\max}$ ), по которым вычислены их избыточные значения ( $P_{\text{изб}}$ ). Анализ их динамики изменения в зависимости от удаленности от кабельного наконечника перфоратора показал закономерное убывание  $P_{\text{изб}}$  с увеличением расстояния от прострелочно-взрывной аппаратуры (ПВА). Говоря о величинах  $P_{\text{изб}}$ , в качестве примера рассмотрим две скважины на одном из месторождений Пермского края. Зафиксированные избыточные давления достигали значений – 38,8 МПа и 33,7 МПа на расстоянии 1 метра от перфоратора, соответственно. На расстоянии 100 м от перфоратора  $P_{\text{изб}}$  составили 17,1 МПа и 15,7 МПа, что также определяет высокие значения нагрузок, действующих на элементы крепи скважин.

В связи с этим, для улучшения эксплуатационных свойств тампонажного камня и обеспечения герметичности крепи, было предложено модифицировать тампонажные растворы специальными добавками, обеспечивающими протекание процессов самовосстановления тампонажного камня в случае его нарушения целостности. В качестве реагентов для самовосстановления были выбраны гидроизолирующие минеральные добавки (ГМД), эластомеры, а также их комбинации в виде комплексных реагентов.

Оценка эффективности самовосстанавливающихся тампонажных составов проводилась с помощью разработанной лабораторной установки [2], позволяющей создавать в образцах цементного камня искусственные каналы различного диаметра с возможностью фильтровать через них испытательную жидкость, моделируя ЗКЦ пластовых флюидов.

**Результаты.** Для проведения дальнейших сравнительных исследований были разработаны 4 рецептуры самовосстанавливающихся тампонажных растворов, обладающих технологическими свойствами, соответствующим горно-геологическим условиям крепления скважин на рассматриваемом месторождении. Результаты испытаний показывают, что для перекрытия каналов в 150 мкм наиболее эффективно применять комбинацию ГМД и эластомера при различных концентрациях. При их сочетании полная герметизация в испытуемом образце происходит через 14 часов, в случае если применять их по отдельности, образец с ГМД обеспечил восстановление герметичности только через 22 часа, а образец с добавкой эластомера не обеспечил полного перекрытия сквозных каналов, снизив лишь величину расхода циркулирующей пластовой воды в 2 раза.

**Обсуждение.** Промысловые результаты измерений  $P_{\max}$ ,  $P_{\text{изб}}$  и вычислений нагрузок, действующих на элементы крепи скважин, возникающих в процессе вторичного вскрытия продуктивных пластов, показали, что хрупкий тампонажный камень испытывает значительные нагрузки, которые могут привести к его растрескиванию и, как следствие, к возникновению заколонных перетоков. Представленные результаты лабораторных исследований показали эффективность разработанных самовосстанавливающихся тампонажных растворов. Комбинированное действие ГМД с водонабухающим эластомером обеспечивает полную герметизацию шести каналов диаметром 150 мкм за 14 часов.

**Заключение.** Полученные результаты имеют высокую практическую значимость. Предлагаемые решения по разработке и использованию самовосстанавливающихся тампонажных составов для конкретных геолого-технических условий могут быть рекомендованы в качестве метода обеспечения сохранности и герметичности формируемого тампонажного камня даже в случаях воздействия на него различных нагрузок, возникающих не только в процессе ПВР, но и в процессе дальнейшей эксплуатации скважин. Что позволит сократить затраты на ремонтно-изоляционные работы и увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин. Кроме того, в настоящее время проводятся исследования по разработке эластичных тампонажных растворов.

*Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).*

#### Список литературы

1. Popov S.N. Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of cement stone partial absence. SOCAR Proceeding. 2002. S2, pp. 45-51. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200726>
2. Кармаенков М.С., Дерендяев В.В., Чернышов С.Е., Ульянова З.В., Чудинов А.И., Сингатуллин Н.А. Комплексный подход к предупреждению межколонных и заколонных перетоков в нефтегазовых скважинах // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 1(33). DOI: 10.55557/24126497\_2022\_1\_36-44.

## Оптимизация бурения с применением роторно-управляемых систем в условиях ЯНАО

**Аннотация.** В данной статье исследуется влияние вибраций на технико-экономические показатели бурения скважин на одном из месторождений в Ямало-Ненецком автономном округе, проводится анализ наиболее часто встречающихся вибраций, рассматриваются методы оптимизации бурения, а также освещаются рекомендации по снижению вибрационных нагрузок.

**Ключевые слова:** вибрации, бурение, роторно-управляемые системы, долота Polycrystalline diamond compact (PDC), Stick&Slip, High Frequency Torsional Oscillations.

Бурение скважин сопряжено с высокими требованиями к забойному оборудованию, которые подвергаются как статическим, так и динамическим нагрузкам. Наиболее часто встречающейся причиной преждевременного износа оборудования, а следовательно непроизводительного времени являются следующие типы вибраций: осевые, радиальные и торсионные [1].

При бурении роторно-управляемой системой (РУС) «Point the Bit» важным фактором является радиальная устойчивость долота, которая влияет на вибрации и качество ствола скважины [2]. Радиальные вибрации ведут к расширению ствола скважины, что может вызвать завихрение долота, поэтому при бурении данной системой наиболее важным параметром является обеспечение стабильности долота [3]. Основными факторами, влияющими на стабильность долота являются следующие конструктивные особенности: режущая структура долота и ее агрессивность, профиль долота, наличие антивибрационных вставок и геометрия калибрующей части долота, глубина внедрения резцов Polycrystalline diamond compact (PDC) в породу [4].

При строительстве эксплуатационных скважин на месторождении ЯНАО было выявлено несколько основных типов вибраций, которые оказывали наибольшее влияние на процесс бурения:

1. S&S (Stick&Slip) – торсионные вибрации низкой частоты типа прерывистого вращения.
2. High Frequency Torsional Oscillations (HFTO) – торсионные вибрации высокой частоты.

Мировой опыт и анализ литературы показывает, что многие нефтесервисные компании и компании-операторы не уделяют достаточно внимания вибрациям типа HFTO. Для анализа наиболее часто встречающихся вибраций на месторождении ЯНАО был сделан анализ данных забойных датчиков регистрации вибраций [1]. При этом был сделан комплексный корреляционный анализ литологических и геомеханических свойств горных пород, а также были проанализированы различные типы долот, применявшиеся на месторождении.

Комплексный подход к поиску решений для снижения вибраций позволил установить прямую зависимость между вибрациями типа HFTO и показателями механической скорости бурения, а также выявил влияние характеристик долот PDC на возникновение вибраций [5]. На основе анализа данных забойных датчиков также были проанализированы вибрации, которые возникают при разбуривании технологической оснастки и выявлены пути оптимизации вибрационных нагрузок, при этом было отмечено отсутствие

прямой зависимости между изменением технологических режимов бурения и вибрационных нагрузок [1].

Интегральный анализ и применение современных средств программного обеспечения, позволили разработать новые дизайны PDC долот диаметрами 152.4/155.6 мм с инновационной режущей структурой, которые существенно снизили уровень вибраций. При этом, увеличив показатели механической скорости проходки(МСП) до 66.98% при бурении секций хвостовика.

*Авторы статьи выражают благодарность представителям компании ООО «БурСервис», которые внесли неоценимый вклад в развитие эффективных технологий для оптимизации процесса строительства скважин.*

### Список литературы

1. А.В. Гарипов, А.А. Ребриков, А.Р. Галимханов, А.В. Михайлов, А.С. Халилов, Д.С. Кочетков, Д.Ю. Тур, А.А. Яворский, В.А. Мальцев, А.А. Рыбалкин, В.В. Погурец, В.В. Золотенков, Д.Н. Левицкий Разработка конструкций PDC долот для снижения уровня вибрационного воздействия при бурении роторно-управляемыми системами в геологических условиях месторождений ЯНАО// Сборник статей Российской нефтегазовой технической конференции. Москва. 12-15 октября. 2021. С. 5-10, 29. <https://doi.org/10.2118/206460-MS>
2. Chen, S., Arfele, R., Anderle, S. et al. 2013. A New Theory on Cutter Layout for Improving PDC-Bit Performance in Hard-and Transit-Formation Drilling. SPE Drill & Compl 28 (4): 338-349. SPE-168224-PA. <https://doi.org/10.2118/168224-PA>
3. Chen, S., Khlefat, Y., Cleboski, C. et al. 2018. A New Method of Backup-Cutter Layout To Extend Bit Life Without Sacrificing Rate of Penetration. SPE Drill & Compl 33 (2): 115-129. SPE-187644-PA. <https://doi.org/10.2118/187644-P>
4. Chen S., Wisinger J., Dunbar B. et al. 2020. Identification and Mitigation of Friction-and Cutting Action-Induced StickSlip Vibrations with PDC Bits. Paper presented at the IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition, Galveston, Texas, USA, 3 March. SPE-199639-MS. <https://doi.org/10.2118/199639-MS>
5. Oueslati, H., Jain, J. R., Reckmann, H. et al. 2013. New Insights into Drilling Dynamics through High-Frequency Vibration Measurement and Modeling. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 2 October. SPE-166212-MS. <https://doi.org/10.2118/166212-MS>

**Живаева В.В.<sup>1</sup>, Лукьянов С.А.<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин»  
Института нефтегазовых технологий ФГБОУ ВО «СамГТУ»,  
Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

<sup>2</sup> аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»,  
Самарский государственный технический университет,  
Директор по Развитию ООО «Фидель», г. Самара, Россия, [sem@luckyanov.ru](mailto:sem@luckyanov.ru)

## **Импортозамещение и тенденции в современном ННБ**

**Аннотация.** Наступил важный момент для реализации смелых идей в импортозамещении и изобретательской деятельности. На примере компании «Фидель» рассмотрим современные реалии ННБ, тенденции развития отрасли, решения, которые необходимо применять, чтобы перестать зависеть от иностранных поставщиков и серого импорта. Многого можно сделать средствами малого и среднего бизнеса, но где-то необходима консолидация науки и производства на уровне государственных учреждений и недропользователей.

**Ключевые слова:** импортозамещение, изобретение, локализация, интеграция, производство, образование, наука, телесистема, бурение, скважина, нефть, газ.

Мировая потребность в углеводородных ресурсах стремительно растет. Такая ситуация ведет к увеличению темпов освоения новых месторождений [1].

Компании, эксплуатирующие забойные телесистемы с гидроканалом ощутили дефицит запасных частей ещё до февраля 2022 года [2]. Начали появляться различные схемы завоза оригинального оборудования через восточные страны, подбор альтернативных поставщиков и производителей. Со временем правила стали сложнее, схемы изощреннее, и, следовательно, дороже и дольше.

ООО «Фидель» занимается поддержкой инженерных технико-технологических сервисов России с 2012 года, осуществляя поставки высококачественных ЗИП, расходников и новых устройств. Основное преимущество в том, что компания локализатор имеет существенно больший опыт взаимодействия с иностранными поставщиками, знает слабые и сильные стороны каждого из них, как правило, имеет своего представителя непосредственно на производстве в Китае. Помимо ввоза, экспертизы и реализации на территории России запасных частей и расходных материалов, компонентов, инструмента, готовых узлов телеметрического оборудования, более 6 лет имеет собственное производство полиуретановых центраторов, отвечающих высочайшим требованиям телеметрических сервисов. А в настоящее время построен цех и находятся на этапе пусконаладки собственные станки для точной механической обработки материалов с целью изготовления особо ответственных узлов пульсаторов телесистем, работающих с гидравлическим каналом связи. Основная задача – полная локализация узлов и компонентов используемых устройств, а также создание своего продукта, удовлетворяющего современный рынок.

В настоящее время, мы сотрудничаем уже более чем с 10 российскими производствами, которые ещё несколько лет назад были непрофильными, а сейчас имеют целую линейку продукции для нефтегазовой отрасли.

Очевидно, постепенно создается лига патриотичных производителей различных изделий, которые заинтересованы в качестве, скорости, доступности своей продукции и росте своего рынка за счет снижения серого импорта, а также снижения рисков геополитической природы в отечественной нефтегазовой сфере.

Для развития этого направления нам необходимы:

- реальная цифровизация отрасли [5] со сквозной аналитикой в разрезе сфер интересов научно-образовательных учреждений [6], конструкторских бюро, производств, сервисов и заказчиков;
- прозрачный пул поставщиков и эксплуатационных организаций с индивидуальными рейтингами;
- полноценная экспертиза, расследования и претензионная работа;
- повышение ценности профессии инженера ННБ с уровня «оператор ПК» путем повышения качества подготовки специалистов под современные задачи бурения;
- привлечение учащихся начальных курсов к решениям реальных кейсов, изобретательской и исследовательской деятельности;
- сквозные стандарты оценки качества выполнения буровых работ для заказчика и исполнителя;
- поддержка шерингового способа эксплуатации оборудования с глобальным качественным сервисным обслуживанием для логического исключения серого экспорта;
- поддержка ОПИ заказчиками и государством;
- информируемость о различных видах государственной поддержки для предприятий, занимающихся реальной локализацией и импортозамещением производств и исследований;

Считаю данный набор условий необходимым для оперативного решения проблем с дефицитом оборудования и потенциала развития нефтегазовой отрасли. Безусловно, саморегулирующийся рынок выработает необходимые решения, но время, которое требуется на это, может быть слишком дорогим. Со своей стороны, наша компания продолжает этот путь, и мы хотим обратить внимание на существующую проблему, предложить решения, привлечь заинтересованных лиц и сделать что-то действительно важное для нашей страны. Ведь сейчас это как никогда необходимо.

### Список литературы

1. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Перспективные направления развития систем передачи информации с забоя. Сборник докладов «Рассохинские чтения – 2022». г. Ухта, 3-4 февраля 2022 года. С. 550-554 (РИНЦ).
2. Лукьянов, С.А., New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic. / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World. Pp 133-139.
3. Лукьянов С.А., Живаева В.В., Особенности развития индустрии забойной электроники, Журнал «Бурение и Нефть», 2021, № 7 (Июль-Август), Москва.
4. Чурилин Д.С., Живаева В.В., Анализ причин перевода скважин в бездействующий фонд и оценка возможности их восстановления, Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов III Международной научно-практической конференции / ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет». – Ставрополь. Изд-во СКФУ, 2022. – С. 390-392.
5. Власов М.В., Никитин В.И., Живаева В.В., Совершенствование режима бурения, за счёт внедрения интеллектуальных алгоритмов, Ашировские чтения: сб. статей Всероссийск. Науч.-практ. Конференции / Отв. Редактор В.В. Живаева. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2022. Т.2. – С. 23-30.
6. Никитин В.И., Нечаева О.А., Живаева В.В., Программа для расчета объема фильтрата бурового раствора, проникающего в пласт при первичном вскрытии, НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО. 2022. – № 8. – С. 126-128.

Исхаков А.Р.<sup>1</sup>, Сыркин Д.А.<sup>2</sup>, Зарипов И.М.<sup>3</sup>, Зарипов А.М.<sup>4</sup>,  
Камашева Д.Н.<sup>5</sup>, Исмагилов А.А.<sup>6</sup>, Осипов Р.М.<sup>7</sup>

<sup>1</sup> к.т.н., заведующий лабораторией крепления скважин, институт «ТатНИПИнефть»  
ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Россия, krep@tatnpi.ru

<sup>2</sup> младший научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Россия

<sup>3</sup> ведущий научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Россия

<sup>4</sup> научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Россия

<sup>5</sup> инженер, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Россия

<sup>6</sup> инженер 1-ой категории институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Россия

<sup>7</sup> руководитель сектора цементирования и ликвидации осложнений,  
ПАО «Татнефть им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Россия

## Повышение качества цементирования скважин, пробуренных на буровом растворе на углеводородной основе

**Аннотация.** Для повышения качества крепления и удаления бурового раствора на углеводородной основе (РУО) применяются различные буферные жидкости. В данной работе приведены результаты испытаний отмывающей способности различных буферных жидкостей и результаты проведения опытно-промышленных работ предложенных систем буферных жидкостей.

**Ключевые слова:** растворы на углеводородной основе, качество крепления, буферная жидкость, отмывающая способность, цементирование колонн, крепление скважин.

В настоящее время буровые растворы на углеводородной основе (РУО) активно применяются как в Российской Федерации, так и зарубежом. Применение РУО позволяет сохранить стабильность стенок скважины в неустойчивых отложениях а так же положительно влияет на сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) пласта [1]. Однако у применения РУО есть негативные стороны. На месторождениях ПАО «Татнефть» качество крепления скважин, по данным акустического каротажа цемента (АКЦ), пробуренных на РУО, в среднем на 0,2 ниже, чем качество крепления скважин, пробуренных на буровых растворах на водной основе.

Одним из путей повышения качества крепления скважин, пробуренных на РУО, является использование различных систем буферных жидкостей. Есть несколько методик испытания отмывающей способности буферных жидкостей: намывание и отмытие пленки РУО на вращающемся цилиндре по разнице масс [2], установка сетки от вибратора на цилиндр вискозиметра, намывание и отмытие пленки РУО [3], намывание и отмытие пленки РУО на образец синтетической породы [4], оценка отмывающей способности по изменению адгезии цемент-металл [5]. В работе [6] представлен комплекс методик по измерению отмывающей способности буферных жидкостей.

В лаборатории крепления скважин института «ТатНИПИнефть» были проведены испытания 19 буферных жидкостей и их комбинаций (методика с намыванием и отмытием пленки на цилиндр ротационного вискозиметра). Наилучший результат показали: нефтяной растворитель С2 80/120 – 98,83%, 30% водный раствор WellFix Spacer + 10% водный раствор буферной жидкости Winclean OBM 1 – 96,77%, Буферная жидкость WellFix Spacer + 10% водный раствор буферной жидкости Winclean OBM 1 – 96,42%, Дизельное топливо (ДТ) + 10% водный раствор сульфонола – 92,3%, ДТ + 10% водный раствор Дельта БМП-1 – 90,9%.

По результатам лабораторных исследований были выбраны 4 комбинации буферных составов для проведения опытно-промышленных работ (ОПР). Наилучший результат показала система – дизельное топливо (ДТ) + 5% водный раствор сульфонола + глинистый буровой раствор (плотность 1,27 г/см<sup>3</sup>) + 2% водный раствор ТПФН (последовательно).

Несмотря на то, что коэффициент качества крепления К14 остался на том же уровне – 0,68, доля скважин с ЗКЦ снизилась с 25% до 6%.

По результатам проведения лабораторных исследований и ОПР можно сделать вывод, что получение достаточно высокого качества крепления возможно при применении системы буферных жидкостей: растворяющей, вытесняющей и отмывающей.

### Список литературы

1. Харин С.С., Некрасова М.Н., Кардышев М.Н. и др. Минимизация рисков осложнений при бурении скважин в глинистых отложениях на Денисовском лицензионном участке за счет использования бурового раствора на углеводородной основе / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2023, № 6, с. 22-28.
2. Кузнецов О.А., Кожевников Р.О., Мелешко Е.Я., Машаров М.Т. Моющая буферная композиция для улучшения качества крепления скважин, пробуренных с применением РУО / Бурение и нефть, 2019, № 9, с. 31-33.
3. Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Воронкова Н.В., Чудновская А.В., Мелехов А.В., Соколов А.Ф., Жуков В.С., Рассохин С.Г. 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.
4. 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.
5. Лопарев Д.С., Кудимов И.А., Предеин А.А. и др. Разработка методики по комплексному подходу к подбору и оценке свойств буферных жидкостей на стадии лабораторных испытаний с целью повышения качества подготовки ствола скважины перед цементированием / Нефтепромысловое дело, 2023, № 10, с. 20-29.
6. Исхаков А.Р., Сыркин Д.А., Миронов Д.А. Совершенствование методики исследования отмывающей способности буферных составов / Инженер-нефтяник, 2023, № 3, с. 53-56.

## **Разработка требований к буровому раствору для вскрытия неустойчивых отложений на основе комплексного геомеханического моделирования**

**Аннотация.** Высокая аварийность при бурении горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях Тимано-Печорской НГП продолжает оставаться актуальной проблемой. Целью исследования явилось установление требований к буровому раствору для вскрытия неустойчивых отложений пермской системы на основе комплексного геомеханического моделирования и спектра лабораторных исследований. Полученные результаты позволили установить необходимые свойства и рецептуру бурового раствора на этапе проектирования скважины. На этапе бурения осуществлялось непрерывное инженерно-технологическое сопровождение. Представленный в работе подход позволил безаварийно пробурить скважину с горизонтальным окончанием в зоне высоких рисков осложнений, связанных с неустойчивостью ствола скважины.

**Ключевые слова:** устойчивость пород, пермские отложения, буровой раствор, геомеханическое моделирование.

Основной проблемой при строительстве скважин с горизонтальным окончанием является потеря устойчивости пород, характеризующихся повышенным содержанием глинистых минералов и вскрываемых под большими зенитными углами. Причинами возникновения осложнений при проводке скважин в интервалах глинистых отложений являются потеря ими устойчивости, связанная с геомеханическими свойствами породы, а также их разупрочнение под воздействием бурового раствора [1]. Снижение негативного влияния данных причин в комплексе может минимизировать осложнения, возникающие при бурении скважин с горизонтальным окончанием. Исследуемое в работе месторождение расположено в республике Коми, регионе, характеризующемся высоким риском осложнений, связанных с осыпями и обвалами стенок скважин. Опыт строительства скважин на месторождении указывает на проблемы при бурении связанные с потерей устойчивости горных пород в терригенной части разреза, представленной преимущественно глинами, мергелями и аргиллитами, склонными к обвалообразованию.

В рамках решения данной проблемы представлена методология исследования, включающая построение геомеханической модели месторождения, инженерные и гидравлические расчеты буримости, исследования процессов изменения и свойств неустойчивых отложений под воздействием промывочных жидкостей с различными характеристиками, разработка требований к буровому раствору и инженерно-технической сопровождение при бурении скважины. В качестве исходных данных для построения геомеханической модели были использованы данные ГИС, керновые исследования, данные о напряженном состоянии пород в регионе, а также буровые отчеты. Геомеханическая модель построена в соответствии с общепринятой методикой [2-3], определены упруго-прочностные свойства пород, поровое давление, вертикальное и горизонтальные напряжения, выполнен расчет устойчивости ствола проектной скважины с горизонтальным окончанием. В рамках лабораторных исследований выполнен комплекс работ по установлению требований к буровому раствору для вскрытия неустойчивых отложений: определение ингибирующей и кольматирующей способности БР, оценка

влияния бурового раствора на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений, обоснование требований к устойчивости БР при максимальной циркуляционной температуре.

В результате геомеханического моделирования установлено, что наиболее неустойчивой частью разреза являются глинистые отложения кунгурского яруса пермской системы. Рекомендуемая плотность при бурении под углом  $90^\circ$  –  $1,42 \text{ г/см}^3$ . При этом эквивалентная циркуляционная плотность достигает  $1,64 \text{ г/см}^3$ , что создает риск поглощения бурового раствора в случае вскрытия трещиноватых пород. Гидравлические расчеты в данном интервале указывают на наличие шламовой подушки высотой до 10 мм. Рекомендовано проводить промывку после каждого рейса в объеме не менее трёх циклов с максимально возможным расходом промывочной жидкости и скоростью вращения ротора/ВСП, проводить технологические СПО, прокачивать очищающие пакки. В результате лабораторных исследований установлено, что исходный (базовый) буровой раствор не соответствует установленным требованиям к промывочной жидкости для вскрытия отложений кунгурского яруса в части величины ДНС, концентрации сводообразующих кислот растворимых частиц для обратимой коагуляции пор продуктивного пласта, устойчивости реологических параметров к воздействию максимальной циркуляционной температуры.

На основе вышеуказанных работ определено «безопасное окно» плотности бурового раствора с учетом прочностных свойств пород, напряженного состояния и траектории скважины. Установлены требования к буровому раствору для вскрытия неустойчивых пород кунгурского яруса пермской системы. В процессе строительства скважины осуществлялось непрерывное инженерно-технологическое сопровождение бурения, в том числе: контроль свойств и рецептуры бурового раствора, отбор и анализ шлама на предмет появления обвальнoй породы, мониторинг параметров бурения. В результате применения комплексного научно-инженерного подхода удалось пробурить горизонтальную скважину в сложных горно-геологических условиях: в интервале неустойчивых трещиноватых терригенных пород при достаточно узком «окне» плотности бурового раствора. Бурение прошло в штатном режиме, аварий и осложнений не зафиксировано.

### Список литературы

1. Клыков П.И., Наговицин А.В., Зверев Г.В., Петренко И.А. Расчет устойчивости и оптимизация траекторий проектных скважин на основе 3D – геомеханического моделирования // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2023. № 5-6. С. 20-26.
2. Mark D. Zoback (2007). “Reservoir Geomechanics.” Cambridge University Press, 423-443. – ISBN-978-0-521-77069-9.
3. Лядова Н.А. Численное решение задач геомеханики / Н.А. Лядова, П.И. Клыков, А.А. Предеин // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20, № 2. – С. 126-136.

Конесев В.Г.<sup>1</sup>, Лукьянов П.В.<sup>2</sup>, Давыдова И.Н.<sup>3</sup>, Лобанков Е.В.<sup>4</sup>

<sup>1</sup> к.т.н., ведущий эксперт, «Группа компаний «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, Россия, Konesev.VG@gazprom-neft.ru

<sup>2</sup> руководитель направления, «Группа компаний «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> главный специалист, «Группа компаний «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>4</sup> руководитель направления, АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск, Россия

## Оценка изменения фракционного состава кольматанта в промывочной жидкости в процессе строительства скважин

**Аннотация.** Быстрое формирование низкопроницаемой фильтрационной корки – одна из основных задач, решаемых в проектировании систем буровых растворов. Принято считать, что ограничение поступления фильтрата промывочной жидкости в пласт достигается подбором разнофракционного кольматанта. В работе приводятся результаты исследования динамики изменения размеров кольматирующих добавок в процессе бурения.

**Ключевые слова:** кольматант, карбонат кальция, фракция, разрушение, буровой раствор, вскрытие пласта, скважина, продуктивный пласт, проницаемость, размер поровых каналов, фильтрация, фильтрат промывочной жидкости.

Статья посвящена результатам исследования степени изменения фракционного состава карбоната кальция, применяемого для временной кольматации стенок скважин при разбуривании горных пород. При планировании работ повсеместно применяются программные комплексы для расчёта количества и фракционного состава карбоната кальция. В качестве исходной информации в основном используют фильтрационно-емкостные характеристики горных пород. Ввиду анизотропии свойств пород данный подход может иметь значительное расхождение между выдаваемыми и необходимыми характеристиками кольматанта. Помимо этого, сами частицы кольматанта могут уменьшаться в размере в процессе прохождения их по всей циркуляционной системе, что в результате скажется на эффективности формирования кольматационного барьера. В работе описаны предпосылки применения разнофракционных кольматантов при строительстве скважин, а также фактический опыт использования карбоната кальция при проводке горизонтальных участков скважин на месторождениях Западной Сибири. Приведены результаты оценки размеров частиц в приготовленных буровых растворах и динамика их изменения в процессе бурения. Подтвержден и описан механизм деградации размеров кольматанта на опыте производственных данных.

### Список литературы

1. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids M.A. Dick, T.J. Heinz and C.F. Svoboda, M-I L.L.C., and M. Aston, BP Amoco.
2. Abrams, A.: «Mud Design to Minimize Rock Impairment Due to Particle Invasion» JPT (May 1977).
3. Kaeuffer, M.: «Determination de L'Optimum de Remplissage Granulometrique et Quelques Proprietes S'y Rattachant» presented at Congres de l'A.F.T.P.V., Rouen, Oct 1973.
4. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Христенко А.В., Милейко А.А. Теории подбора фракционного состава кольматанта // Бурение и нефть. 2011. № 6. С.16-18. NXCXDP EDN.
5. Конесев В.Г., Четвертнева И.А., Тептерева Г.А. Особенности методологии выбора растворов первичного вскрытия продуктивных пластов на основе проведения фильтрационных экспериментов на керне // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. № 11. С. 168-175. DOI: 10.18799/24131830/2020/11/2898. PSLHCQ EDN.

**Коптева А.И.<sup>1</sup>, Шаньшеров А.В.<sup>2</sup>, Двойников М.В.<sup>3</sup>, Блинов П.А.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> аспирант кафедры бурения скважин,  
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия, Kopteva\_AI@pers.spmi.ru

<sup>2</sup> аспирант кафедры бурения скважин,  
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> д.т.н., заведующий кафедрой бурения скважин,  
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>4</sup> к.т.н., доцент кафедры бурения скважин,  
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия

## **Цементирования кондукторов в условиях многолетнемерзлых пород**

**Аннотация.** Районы Крайнего Севера Западной Сибири являются стратегически важными и уникальными территориями с весьма сложными горно-геологическими условиями, характеризующиеся интервалами с многолетнемерзлыми породами и высокими пластовыми давлениями. Несмотря на многолетний опыт отечественных и зарубежных компаний, проблема межколонных давлений остается нерешенной. При этом отсутствуют исследования по влиянию низких и отрицательных температур на физико-механические свойства цементного раствора в процессе его гидратации, а также влияние на цементный камень циклического оттаивания-замораживания в процессе эксплуатации скважины. В ходе работы были проведены лабораторные исследования физико-химических свойств тампонажного раствора, а также физико-механических свойств цементного камня с учетом влияния циклических знакопеременных температур.

**Ключевые слова:** многолетнемерзлые породы, цементирование скважин, тампонажный раствор, бурение скважин.

Устойчивое развитие Арктического региона напрямую связано с поиском, разведкой и освоением месторождений углеводородов. Следует отметить, что территории арктической и субарктической суши с 72 параллели, включая побережье Северного Ледовитого океана, располагается в полосе холода и вечной мерзлоты [1]. При этом оттаивание и промерзание грунта носит циклический характер. Сложенные неустойчивыми мерзлыми горными породами порядка 500-700 м с градиентом температур от -5 до 0 °С, верхние интервалы которых представлены высокой льдистостью с перемешивающимися глинистыми и песчаными включениям [2]. Анализ эксплуатационного фонда газовых скважин Бованенковского, Уренгойского и других месторождений показал, что в результате циклического межсезонного естественного температурного возлеустьевого воздействия, а также внутрискважинных линейных расширений обсадных колонн и цементного камня (ЦК) по глубине распространения мерзлых пород (МП) наблюдается повсеместное наличие межколонных давлений и межпластовых перетоков флюидов [3].

Оценка температурных циклических воздействий осуществляется по результатам прочностных характеристик, а также оценивается значения проницаемости и пористости ЦК. Тестирование проницаемости проводится с помощью анализатора газопроницаемости и пористости ПИК-ПП, исследование пористости ЦК осуществляется на рентгеновском томографе SkyScan 1172. В ходе эксперимента образцы разделяются на две группы. Первую группу образцов помещают в водяную баню и выдерживают при температуре +20 °С, вторая группа помещена в криокамеру с температурой -2 °С, где после выдержки и набора прочности проводятся исследования части образцов. Другая часть образцов из

второй группы постепенно размораживается и после этого снова помещается в криокамеру. В ходе эксперимента образцы подверглись трем циклам знакопеременного температурного воздействия.

В результате проведенных замеров прочностных характеристик ЦК после циклического воздействия температуры от  $-2$  до  $+20$  °С получается, что прочность на сжатие снизилась на 43-57% по отношению к базовым образцам, набирающих прочность при температуре  $+20$  °С. Пористость ЦК увеличилась с 8,73 до 11,77% после знакопеременного циклического воздействия, а проницаемость кратно возросла от 0,00071 до 0,26 мД. Полученные результаты свидетельствуют о разрушении структуры ЦК и перехода пор с закрытого типа в открытое с капиллярным сопряжением между ними, что подтверждается рентгеновской томографией.

Разработка методологии и методики исследований физико-механических свойств цементного раствора-камня в диапазонах циклических граничных положительных и отрицательных температур с изучением механизмов гидратации и учетом физико-химических свойств компонентов в условиях низких температур и сохранения целостности структуры камня обеспечит надежность крепи скважины в интервалах МП.

### Список литературы

1. Litvinenko, V.S. Elaboration of a conceptual solution for the development of the Arctic shelf from seasonally flooded coastal areas / V.S. Litvinenko, M.V. Dvoynikov, V.L. Trushko // *International Journal of Mining Science and Technology*. – 2021. – No. б/н. – DOI 10.1016/j.ijmst.2021.09.010. – EDN RVGGJK.
2. Склифус, С.В. Основные способы сохранения отрицательной температуры при строительстве скважин в зонах распространения ММП / С.В. Склифус, И.В. Чудинова // *Новые технологии в ТЭК, энергоэффективность и энергосбережение в ТЭК : Материалы II Всероссийской научно-практической конференции, Ханты-Мансийск, 16–17 ноября 2023 года*. – Ханты-Мансийск: Югорский государственный университет, 2023. – С. 222-228. – EDN ODHPZI.
3. Васильев Г.Г., Джалябов А.А., Леонович И.А. Анализ причин возникновения деформаций инженерных сооружений объектов газового комплекса в криолитозоне // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 249. – С. 377-385. – DOI 10.31897/PMI.2021.3.6.

## Разработка подходов по оценке риска прорыва воды к горизонтальной скважине для дальнейшей оценки целесообразности введения предупредительных мероприятий

**Аннотация.** В статье рассмотрены проблемы прорыва воды к стволу добывающих нефтяных горизонтальных скважин, даны причины и последствия таких прорывов. Приведено описание стратегий и технологий борьбы с прорывами воды к стволу горизонтальных скважин. Обоснована необходимость разработки стратегии разработки горизонтальных скважин с рисками прорывов воды.

Проведен обзор методов прогнозирования и учета параметров прорыва воды к горизонтальным скважинам. Проведен анализ данных методов с определением их преимуществ и ограничений. На основании проведенного анализа предложена методика прогнозирования и учета параметров прорыва воды к горизонтальным нефтедобывающим скважинам. Представлены задачи дальнейших исследований.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, прорыв воды, ограничение водопритока, стратегия разработки.

В последние годы по всему миру для увеличения рентабельности добычи нефти при выборе типа скважин зачастую выбор падает на горизонтальный тип геометрии скважины. Технология строительства горизонтальных скважин вместе с преимуществами имеет ряд недостатков. Так одним из существенных проблем при эксплуатации горизонтальных скважин является прорывы воды из подстилающего слоя. При прорывах воды в нефтяные скважины снижается дебит нефти, увеличиваются затраты на сепарацию и утилизацию нецелевых флюидов, а также повышается вынос механических частиц из прискважинной зоны в скважину.

При этом риск прорыва воды к горизонтальной скважине с подстилающей водой невозможно полностью исключить, но возможно им управлять при помощи стратегии управления водопритоком. Для разработки такой стратегии необходимо определить модель разработки скважины с прорывом воды и выбрать подходы для количественного определения каждого из ключевых параметров такой модели скважины с прорывом воды. В рамках такой стратегии должен быть оценен эффект от введения различных мероприятий по борьбе с прорывами воды и выравниванием водопритока. На основании этого в дальнейшем возможно будет проводить классификацию скважин и методов борьбы и выравнивания притока для их подбора и оценки их эффективности.

Также для разработки подобной стратегии необходимо знать количественные показатели таких параметров как время от начала разработки на определенном режиме до наступления прорыва воды к стволу нефтяной горизонтальной скважины и показатели, а также темпы обводненности скважины после прорыва воды.

Основными методами количественного расчета таких параметров могут служить:

- Аналитические методы [1].
- Численные методы. Гидродинамическое моделирование [2].
- Статистические методы. Распределение вероятностей. Оценка рисков.
- Применение нейронных сетей [3].

Проанализировав достоинства, недостатки, точность и применимость данных методов для решения задачи определения параметров времени до прорыва воды и показателей обводненности после прорыва воды предложена комплексная методика оценки таких параметров. Согласно данной методике, расчет данных параметров проводится по скорректированным аналитическим модифицированным корреляциям с применением методов распределения вероятности влияния того или иного параметра на конечный расчетный показатель.

Предложенная методика позволит рассматривать аналитически полученные корреляции через вероятностный подход и анализ чувствительности для разных месторождений с совершенно различными параметрами эксплуатации и снять проблему ограничения использования аналитических корреляций рамками того типа месторождений, для которого они были построены.

Задачами дальнейших исследований, по мнению авторов, должны служить разработка критериев количественной оценки эффективности, вводимых для ограничения водопритока и выравнивания притока мероприятий, а также обобщение всех полученных методик и выстраивание комплексной стратегии управления водопритоком к горизонтальным нефтяным скважинам и разработка классификации скважин по риску прорывов воды к стволу горизонтальной нефтедобывающей скважины.

### Список литературы

1. Anietie Ndarake Okon, Dulu Appah Water Coning Prediction: An Evaluation of Horizontal Well Correlations // Engineering and Applied Sciences. 2018. 3 (1). С. 21-28. DOI: 10.11648/j.eas.20180301.14
2. Reda Abdel Azim Evaluation of water coning phenomenon in naturally fractured oil reservoirs // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2016. Volume 6. С. 279-291. DOI: 10.1007/s13202-015-0185-7
3. Велиев Э.Ф., Алиев А.А., Маммедбейли Т.Е. Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием // SOCAR Proceedings. 2021. № 1. С. 104-113. DOI: 10.5510/OGP20210100487

## Неопределенности процесса бурения наклонно направленных скважин на примере потери устойчивости бурильной колонны

**Аннотация.** В процессе бурения возникают множество неопределенностей. Неопределенности и несовершенства теоретических моделей затрудняют моделирование напряженно-деформированного состояния бурильной колонны при проходке наклонно направленных скважин. К числу неопределенностей можно отнести неизвестность характера траектории деформированного внутрискважинного инструмента в следствии потери прямолинейной формы устойчивости, теоретические модели определения которой до сих пор остаются несовершенными и не учитывающими множество аспектов, например, влияние разноамплитудных колебаний (вибраций). Исследования влияния вибрационного воздействия на модель сжимаемой бурильной колонны показали наличие связи между изменением критической нагрузки и присутствием вибраций, тем самым обосновывая необходимость проведения дальнейших исследований в данном направлении и целесообразность разработки систем мониторинга напряженно-деформированного состояния бурильной колонны при проходке скважин сложной траектории, нивелирующих ряд неопределенностей, неминуемо возникающих в процессе бурения.

**Ключевые слова:** неопределенности бурения, напряженно-деформированное состояние, бурильная колонна, наклонно направленное бурение, потеря устойчивости, продольный изгиб, критическая нагрузка, вибрации.

На данный момент не существует систем мониторинга напряженно-деформированного состояния бурильной колонны. На производстве оценка нагружения бурильной колонны осуществляется с помощью аналитических моделей распределения растягивающей силы и крутящего момента по колонне с привязкой к устьевым датчикам веса на крюке (верхнем силовом приводе) и крутящего момента на роторе (ВСП) [1]. Такой подход является неточным из-за наличия ряда неопределенностей, особенно при строительстве наклонно направленных скважин сложного профиля. К числу таких неопределенностей можно отнести отсутствие понимания условий возникновения потери прямолинейной формы устойчивости бурильной колонны и поведение колонны при продольном изгибе в скважинных условиях. Часто используемые модели определения критической нагрузки и деформации труб при продольном изгибе не учитывают влияние крутящего момента [2], трения между внутрискважинным инструментом и стенкой скважины [3], вращения инструмента и нахождение его в динамических условиях.

Цель проведенных исследований – разработать методику для оценки влияния вибраций на потерю устойчивости бурильной колонны. Лабораторные исследования осуществляются следующим образом. Латунные и алюминиевые стержни, имитирующие бурильную колонну, сжимаются без вибрационного воздействия и с ним в ограничивающих продольный изгиб условиях, то есть в трубке из оргстекла, имитирующей цилиндрический ствол скважины. В процессе цикла нагружения-разгружения тензодатчик фиксирует сжимающую нагрузку, действующую на стержень, акселерометр – виброускорения создаваемых вибраций.

По результатам проведенных теоретических и экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Разработана методика для оценки влияния вибраций на потерю прямолинейной формы устойчивости.

2. Подтверждено влияние вибраций на потерю прямолинейной формы устойчивости бурильной колонны и формирование последующего продольного изгиба, что является подтверждением целесообразности разработки системы мониторинга, нивелирующей неопределенности бурения и несовершенства теоретических моделей, а также дальнейшего проведения исследований в этом направлении.

3. Сделано предположение о механизмах влияния вибраций на продольный изгиб бурильной колонны.

#### **Список литературы**

1. Ramba V. и др. Evaluation of structural integrity of tubulars in directional wellbores: A case study in north-eastern parts of India // *Journal of Petroleum Science and Engineering* 2021. Т. 207. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109067

2. Li W. и др. Post-buckling loads of a horizontal pipe string with variable length // *International Journal of Mechanical Sciences* 2023. Т. 241. № August 2022. С. 107977. DOI: 10.1016/j.ijmecsci.2022.107977

3. Zhang Q. и др. Post-buckling transition of compressed pipe strings in horizontal wellbores // *Ocean Engineering* 2020. Т. 197. № November 2019. С. 106880. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2019.106880

## Технология радиального вскрытия продуктивного пласта разветвлёнными каналами по прогнозируемой траектории для реанимации старого фонда скважин

**Аннотация.** Каждый день сотни тысяч скважин простаивают в ожидании капитального ремонта, существующие технологии не всегда позволяют полностью реализовать потенциал скважины и порядка 25% нефти и газа остается в пласте. Для приобщения не вскрытых и маломощных пластов, а также объектов эксплуатация которых ограничена требуется оборудование, компоновки низа бурительной колонны которых позволяют бурить каналы по сверхмалому радиусу кривизны. Предлагается к рассмотрению одна из таких систем с возможностью проведения гамма и электро-каротажа непосредственно в пласте для более детальной информации о его продуктивности. А возможность проведения работ на легком станке для капитального ремонта скважин, позволяет применять технологию на удаленных разведочных скважинах.

**Ключевые слова:** вторичное вскрытие, радиальное бурение, перфобур, стимуляция скважин, гамма-каротаж, продуктивность, горная порода.

В настоящее время, задачи управления продуктивностью нефтегазовых коллекторов остаются актуальными, так как конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам в среднем составляет от 25 до 40%

Предлагается к рассмотрению специальная техника и технология вторичного вскрытия пласта сетью разветвленных каналов малого диаметра и сверхмалого радиуса кривизны, по прогнозируемой траектории, с возможностью последующего доступа в пробуренные каналы для их освоения, интенсификации притока, капитального ремонта, обсадки фильтрами или проведения гамма и электро-каротажа. Проведение геофизических исследований, по окончании бурения позволяют доказать, что бурение велось в заданном коллекторе, и дать более детальную информацию о продуктивности объекта. При этом области применения технологии обширны, к ним относятся повышение нефтеотдачи пластов, интенсификация притока, восстановление нормальной эксплуатации скважин, прекращенной или затрудненной вследствие падения на забой нефтепромыслового оборудования, перекрытия или загрязнения зоны перфорации, в том числе и при первичном вскрытии, увеличение приемистости нагнетательных скважин [1-4].

В докладе рассказывается о применении технологии в сложных геологических условиях, таких как высокая расчлененность пласта, неоднородность карбонатного коллектора, трещиноватость, большая латеральная изменчивость проницаемости, высокая вязкость нефти и наличие промытых зон, каверн после проведения соляно-кислотных обработок (СКО) с последующей закачкой пара. На объекте добывается высоковязкая нефти 1140 сПз при 40 °С.

Объект был введен в эксплуатацию после СКО и закачки пара и запускной дебит по нефти составил 169 бар/сут. В связи с наличием высоковязкой нефти снижение дебита более чем в два раза произошло уже через две недели эксплуатации. Для интенсификации с подключением всех целевых пропластков, а также подтверждением насыщения пропластков скважина была рассмотрена технология радиального вскрытия Перфобур с проведением специальных ГИС.

В рамках мероприятия по капитальному ремонту скважин, на скважине было последовательно отфрезерованы четыре «окна» в обсадной колонне и пробурены четыре

радиальных канала. После окончания бурения первого радиального канала, для подтверждения траектории была произведена спуск автономного инклинометра в составе технической системы «Перфобур» (ТС), а следующим этапом – в составе ТС применили комплект приборов гамма и электро-каротажа.

Для обеспечения прохождения приборов внутри канала малого диаметра и радиуса кривизны, было принято решение использовать два отдельных модуля соединенных между собой оригинальным шарнирным переводником.

Прибор гамма-каротажа имеет длину 1150 мм, диаметр 32 мм и предназначен для регистрации естественной радиоактивности горных пород в диапазоне измерения гамма-излучения (МЭД) от 2 до 6000 мкР/ч. Относительная погрешность измерения МЭД в диапазоне измерения составляет 10%. Чувствительность гамма-излучения, от 100 до 150 мкР/ч/имп. Время осреднения измерения гамма-излучения составляет 6 сек.

Автономный прибор электро-каротажа имеет длину 900мм, диаметр 40 мм и предназначен для измерения кажущегося удельного электрического сопротивления потенциал-зондом и потенциала самопроизвольной поляризации (PS ПС) в открытом стволе с максимальной рабочей температурой 120 градусов Цельсия 4 электродами.

После проведения ГИС в каждом канале была выполнена глубоко проникающая кислотная обработка, а затем и закачка пара в объеме 20000 баррелей. При закачке пара отмечалось увеличение приемистости в 1,4 раза (с 800 до 1100 bbl/d при схожих давлениях закачки). Прирост по нефти составил 182 барреля в сутки.

Модульная конструкция ТС «Перфобур» позволила адаптировано встраивать в свой состав контрольно-измерительные автономные приборы, такие как инклинометры, приборы гамма и электро-каротажа. Проведение ГИС в радиальном канале позволяет выполнять исследования в открытом стволе в отдалении до 15 м от основного ствола скважины, что помогает исключить искажение параметров из-за возможного влияние стальной эксплуатационной колонны или цементного камня.

Полученные результаты исследований позволяют расширить область применения данной технологии на геологоразведочные и пилотные скважины.

### Список литературы

1. Султанов Э.Р., Лягов А.В., Лягов И.А., Назыров М.Ф., Макаренко В.А., Мифтахов С.А. Гамма и электро-каротаж при капитальном ремонте скважин по технологии радиально-разветвленного вскрытия пласта // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 78-87. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-6-78-87>.
2. Liagova A.A., Liagov I.A. The technology of completion reservoir by drilling a network of branched channels under controlled trajectory // Youth Technical Sessions Proceedings. Proceedings of the 6th Youth Forum of the World Petroleum Council- Future Leaders Forum. 2019. С. 345-351.
3. Лягов И.А., Лягов А.В., Исангулов Д.Р., Лягова А.А. Выбор необходимого количества промывочных переводников в специальной компоновке и исследование их работы при бурении радиально-разветвленных каналов секционными винтовыми двигателями // Записки Горного института. 2024. Т. 265. С. 78-86.
4. Рязанов А.А., Ермаков А.С., Папиж В.А., Султанов Э.Р., Лягов А.В., Лягов И.А., Макаренко В.А., Баширов А.И. Технология повторного вскрытия пласта методом радиального бурения каналов с использованием технической системы «Перфобур» // Нефтепромышленное дело. 2023. № 5 (653). С. 5-12. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-5(653)-5-12.

**Нигматуллин Т.Э.<sup>1</sup>, Шаймарданов А.Р.<sup>2</sup>, Магзянов И.Р.<sup>3</sup>,  
Лихачев П.А.<sup>4</sup>, Хусаинов Б.И.<sup>5</sup>, Ахмадуллин М.Э.<sup>6</sup>**

<sup>1</sup> начальник отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин,  
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)),  
г. Уфа, Россия, nigmatullinte@bniipi.rosneft.ru

<sup>2</sup> ведущий специалист сектора технологий ремонтно-изоляционных работ,  
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), г. Уфа, Россия

<sup>3</sup> главный специалист отдела разработки и внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов,  
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), г. Уфа, Россия

<sup>4</sup> руководитель сектора повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий,  
ООО «СевКомНефтегаз» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), г. Губкинский, Россия

<sup>5</sup> ведущий специалист повышения производительности резервуаров и геолого-технических мероприятий,  
ООО «СевКомНефтегаз» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), г. Губкинский, Россия

<sup>6</sup> начальник управления разработки месторождений, ООО «СевКомНефтегаз»  
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)), г. Губкинский, Россия

## **Повышение эффективности ремонтно-изоляционных работ в горизонтальных скважинах Северо-Комсомольского месторождения**

**Аннотация.** Описаны результаты мероприятий, направленных на повышение эффективности работ по изоляции притока воды в нефтяные горизонтальные скважины, эксплуатирующие сеноманский горизонт Северо-Комсомольского месторождения. Несмотря на то что на этапе строительства скважин применяется многосегментное заканчивание с использованием набухающих пакеров и устройств контроля притока, в процессе эксплуатации скважин возникает необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР). Проведены анализ РИР, выполненных на месторождении за последние годы, гидродинамическое моделирование для различных вариантов дизайна обработок и определены факторы, влияющие на эффективность работ. В результате разработана матрица выбора технологии и построения дизайна РИР.

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, ремонтно-изоляционные работы, ограниченные водопритока.

Нефтяная часть залежи ПК1 Северо-Комсомольского месторождения представляет собой тонкую нефтяную оторочку, которая по всей площади подстилается неизолированной от нее мощной водоносной толщей. Разработка залежи осложнена высокой вязкостью нефти, а также слабоконсолидированным коллектором с большим контрастом проницаемости. Выделяют две фации с кратно различающимися фильтрационными свойствами – «пойма» (~358 мД) и «канал» (~1770 мД), в пределах последней выявляются также пропластки суперколлектора с проницаемостью более 100 Д. Для снижения риска прорыва воды к добывающим горизонтальным скважинам (ГС) применяется многосегментное заканчивание с использованием набухающих пакеров и устройств контроля притока. Тем не менее, в процессе эксплуатации скважин возникает необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) для борьбы с прорывами нагнетаемой воды и воды из аквифера [1]. Данные проблемы относятся к категории сложных [2, 3].

Цель работы – повышение эффективности РИР в сложных горно-геологических условиях Северо-Комсомольского месторождения путем выбора оптимальных технологии и дизайна работ. Для достижения цели проведены анализ выполненных на месторождении РИР и гидродинамическое моделирование различных дизайнов РИР; определены факторы, влияющие на их эффективность; разработана матрица выбора технологии и построения дизайна РИР.

По состоянию на конец 2023 г. на Северо-Комсомольском месторождении РИР по ограничению водопритока проведены в 16 горизонтальных скважинах. Применялись следующие средства изоляции: регулировка сдвижных муфт в компоновке заканчивания, установка пакер-пробки для изоляции носка горизонтального ствола, установка системы

сдвоенных пакеров чашечного типа для изоляции пятки и середины горизонтального ствола, направленная закачка вязкоупругих полимерных составов, комбинация указанных методов. Положительный эффект от РИР, сохраняющийся в течение длительного времени, характерен для 69% операций. Еще 25% мероприятий имеют краткосрочный эффект, что обуславливает актуальность мероприятий по повышению их эффективности.

Анализ показал, что:

– проведение РИР в добывающих скважинах, обводненных закачиваемой водой, характеризуется меньшим снижением обводненности по сравнению с работами в скважинах, обводненных пластовой водой. Для первого случая рекомендовано проведение РИР с одновременным или последовательным воздействием со стороны влияющей нагнетательной скважины (применение потокоотклоняющих технологий);

– продолжительность эффекта от РИР зависит от доли фации «канал» в зоне изоляции. При значении показателя более 60% рекомендовано расширить изначально планируемую зону изоляции, а при невозможности – закачивать в пласт изолирующие составы, не ограничиваясь установкой ремонтной накладкой в стволе скважины;

– в случае применения изолирующих составов продолжительность эффекта от РИР зависит от удельного объема состава. При планировании РИР рекомендовано определять объем состава из расчета не менее 3,7 м<sup>3</sup> состава на 1 м фации «канал» по стволу скважины.

Проведено гидродинамическое моделирование операций РИР для различных вариантов дизайна закачки изолирующего состава и установки ремонтных накладок в стволе скважины. Модель адаптирована на продуктивность скважины до РИР по данным промыслово-геофизических исследований и на фактическое конечное давление закачки изолирующего состава. Определено, что для профиля проницаемости с расположением пропластка суперколлектора в краевой зоне интервала РИР эффект зависит от метода изоляции. При расположении пропластка суперколлектора в середине интервала РИР результат определяется отключением данного интервала любым методом, в том числе установкой ремонтной накладкой в стволе скважины.

Таким образом, в ходе анализа проведенных РИР и гидродинамического моделирования различных дизайнов операций выделены факторы, влияющие на эффективность РИР и определяющие выбор технологии и дизайн РИР: наличие информации об источнике обводнения и профиле притока флюидов, доля фации «канал» и расположение интервала суперколлектора в планируемой зоне изоляции, удельный объем изолирующего состава. Разработана матрица решений, учитывающая данные факторы и способствующая повышению качества планирования и реализации РИР.

### Список литературы

1. Nigmatullin T.E., Nikulin V.Yu., Shaymardanov A.R., Mukminov R.R., Ivanov A.Yu., Akhmadullin M.E., Soltanov D.K. Water-and-Gas Shutoff Technologies in Horizontal Wells on North Komsomolskoe Field: Screening and Successful Trial // Paper SPE 206496 presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference to be held virtually on 12-15 October 2021.

2. Joseph A., Ajioka A.J. A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields // Paper SPE 136969 presented at 34th Annual SPE International Conference and Exhibition, Tinapa-Calabar, Nigeria, 31 July – 7 August 2010.

3. Никулин В.Ю., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г., Мукминов Р.Р., Шаймарданов А.Р. Подбор составов и технологий для проведения изоляционных работ в горизонтальных скважинах, эксплуатируемых в осложненных условиях // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 96-101. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-10-96-101. EDN MZWRQB.

## Направленное колтюбинговое бурение на депрессии разветвленных боковых стволов и многозабойных скважин

**Аннотация.** С целью повышения эффективности процесса бурения с учетом технологических и экономических показателей разрабатываются новые решения в области технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Одним из таких решений является применение технологии колтюбингового бурения. Колтюбинговый способ бурения осуществляется при помощи гибких труб, вследствие чего существенно уменьшается излишняя нагрузка на долото, что существенно будет способствовать сокращению времени затрачиваемой на строительство скважин. Одним из преимуществ колтюбингового бурения в начальном и позднем этапе разработки месторождений заключается в вскрытии пласта в условиях депрессии, что приводит к сохранению естественного скелета горной породы осуществляя естественный приток флюида и минимально загрязняет призабойную зону пласта.

**Ключевые слова:** депрессия, бурение колтюбинговое, фильтрационные свойства, высоко-технологические решения, продуктивный горизонт, шельфовые месторождения.

**Актуальность, введение.** Перспективные методы бурения нефтяных и газовых скважин остаются востребованными технологическими проектами, учитывая повышенный интерес Российской Федерации к разработке месторождений на океаническом шельфе – бурение с применением гибкой насосно-компрессорной трубы на депрессии (пониженном гидростатическом давлении на продуктивный пласт) разветвлённой сети многоканальных скважин. Бурение на депрессии позволяет осуществить следующие преимущества: увеличение коэффициента нефте-, газоотдачи продуктивных пластов; увеличение механической скорости бурения и показателей работы долот за счёт существенного снижения гидростатического давления на забой скважины; сокращение экономических расходов на технологические жидкости и приготовление буровых растворов; снижение финансовых и материальных затрат на проведение операций по освоению скважин; отсутствие необходимости остановки процесса бурения для наращивания труб, вследствие чего управляемая депрессия на пласт постоянна на всём протяжении организации буровых работ; ускорение процесса организации буровых работ и заканчивания скважин; полная экологическая безопасность вскрываемых продуктивных пластов и окружающей среды; снижение временных затрат и дополнительного расхода материалов на борьбу с осложнениями и авариями (минимизация и отсутствие поглощений, отсутствие прихватов, вызванных повышенным гидростатическим давлением на пласт).

**Методы исследований.** Для реализации проектов необходимо всесторонне исследовать скважины и подобрать скважины-кандидаты для реализации колтюбингового бурения на депрессии, вскрытие продуктивных пластов. Основные параметры: диаметр и длина ГНКТ, продуктивность по жидкости и нефти, обводнённость, дебит газа, способ эксплуатации, режим работы, время работы/наполнения, плановый прирост, геологические данные продуктивных пластов. Дизайн проекты предполагают углубление искусственного забоя с возможностью создания разветвлённой сети для максимального охвата продуктивного пласта. Анализ скорости бурения и возможности реализации проекта на шельфовых месторождениях.

**Результаты.** В результате экспериментальных работ удалось установить, что ГНКТ 38,1 мм с жесткостью стали СТ-80 представляет собой менее жесткую систему, позволяя организовывать бурение в направлениях кровли и подошвы продуктивного пласта, в отличие от ГНКТ 44,45 мм с жесткостью стали СТ-90, которая с гораздо более серьезными усилиями подвергается деформации и преимущественно позволяет строить направление в сторону кровли пласта, как естественный изгиб ГНКТ на транспортировочном барабане. Первый пробуренный ствол представляет собой индикатором направления последующих стволов.

Проведенные исследования и практическое проведение бурения на депрессии позволяет определить следующие преимущества данной технологии: увеличение коэффициента отдачи продуктивных пластов; сокращение материальных и финансовых затрат на проведение операций по освоению скважин, расхода на буровые растворы и технологические жидкости; рост механической скорости бурения и показателей работы долот за счет снижения гидростатического давления на забой скважины; снижение общего времени технологической операции бурения скважин.

**Обсуждение.** Использование систем для управления траекторией скважин позволяет максимально эффективно охватить пласт по всей мощности. Следовательно, применение технологии бурения разветвленных, многозабойных скважин при пониженном гидростатическом давлении на пласт позволяет получить ощутимый экономический эффект за счет сохранения естественных свойств пласта-коллектора, что позволяет получить долгосрочный, повышенный дебит скважин и снижения затрат на строительство и эксплуатацию скважины, в сочетании с возможностью изучения параметров скважин в реальном времени.

С целью максимального увеличения продолжительности эксплуатации гибких насосно-компрессорных труб и повышения жизненного цикла их эксплуатации на шельфовых месторождениях нефти и газа необходимо предусмотреть несколько важных мероприятий: разработка системы мониторинга усталостных явлений в ГНКТ при их эксплуатации с целью предупреждения аварии; мониторинг коррозионной активности и влияния морской воды в процессе проведения буровых работ на море и принятие мер по добавлению химических реагентов; эксплуатация и внедрение специальных коррозионных сплавов при изготовлении ГНКТ.

**Достижения.** Благодаря комплексным исследованиям и подготовке удалось организовать бурение цементных мостов с последующим бурением многозабойных скважин на месторождениях острова Сахалин.

Технология имеет огромный потенциал, позволяет проработать возможность бурения на шельфовых и сухопутных месторождениях, могут быть реализованы проекты на фонтанирующих скважинах, на нефтяных и газовых скважинах различных режимов эксплуатации. Исследования притоков скважин демонстрирует повышенную продуктивность различных каналов, что позволяет утверждать о высоком экономическом потенциале технологии бурения на депрессии. Ускорение темпов работы к каждой последующей скважине в 2,5 раза, увеличение средней скорости проходки увеличилась при бурении цементных мостов и многозабойной скважины.

### Список литературы

1. Тагиров, К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.
2. Новокрещенных, Д.В, Распопов А.В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – с. 54-57.

## Оптимизация технологического процесса освоения газовых скважин сеноманской залежи Ямбургского и Уренгойского нефтегазоконденсатных месторождений

**Аннотация.** На сегодняшний день вопросы увеличения срока работы эксплуатационных газовых скважин находятся в центре внимания нефтегазодобывающих предприятий. Особому вниманию подлежат нефтегазоконденсатные месторождения с газовыми залежами на заключительной стадии разработки, которые характеризуются низким пластовым давлением. Для скважин, разрабатывающих данные залежи, характерно скопление жидкости в стволе скважины и твердых частиц вследствие разрушения призабойной зоны пласта (ПЗП). В ходе исследования были определены условия, ограничивающие применимость технологического режима азотного освоения газовых скважин с помощью колтюбинговой установки, и разработан алгоритм выбора оптимального технологического режима освоения.

**Ключевые слова:** газовая скважина, сеноманская залежь, азотное освоение, колтюбинг, гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ), обводнение, разрушение призабойной зоны пласта, скопление твердых частиц, допустимая депрессия.

Эффективное освоение и эксплуатация газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки, характеризующихся низкими пластовыми давлениями, остается актуальной задачей как для нефтегазодобывающих предприятий, так и для отраслевых институтов. Такие проблемы, как самоподавление скважин вследствие накопления жидкости в скважине, разрушение призабойной зоны, низкие энергетические характеристики пласта являются основными при разработке и освоении данных скважин [1, 2].

На современном этапе разработки скважин с низкими пластовыми давлениями комплексное применение колтюбинговых и азотно-компрессорных установок позволяет производить ступенчатое снижение уровня жидкости в стволе скважины путем подачи инертного газа [3] и обеспечивать очистку забоя скважины от продуктов разрушения призабойной зоны [1] с поддержанием целевой депрессии на пласт, что способствует плавному запуску скважины в работу с минимизацией рисков разрушения ПЗП.

Данная исследовательская работа рассматривает основные технологические ограничения и пути решения проблем при освоении газовых и газоконденсатных скважин сеноманской залежи, в условиях которой производятся работы ООО «Газпром подземремонт Уренгой». Основное внимание уделено определению минимальной скорости газа в малом затрубном пространстве (между НКТ и ГНКТ), необходимой для выноса жидкости [1, 2, 3] и продуктов разрушения призабойной зоны [1].

Основным граничным условием установлена целевая депрессия, обеспечивающая минимальное воздействие на эксплуатируемый пласт, что актуально в условиях сеноманской залежи, представленной слабосцементированными песчаниками.

На основании результатов расчетов получены зависимости минимально необходимого расхода газа от геометрических характеристик малого затрубного пространства, необходимость учета которого возникает при выборе требуемой азотно-компрессорной установки и обеспечивает его оперативность.

В заключении предлагается алгоритм по выбору технологического режима освоения на основании принятых технологических решений (диапазон расхода газа, обеспечивающий целевую депрессию на пласт), что повышает эффективность освоения скважин за счет сокращения его времени.

Дополнительно обозначены задачи для дальнейших исследований, одна из которых выбор оптимального диаметра штуцера, обеспечивающего целевую депрессию на пласт в диапазоне принятого рабочего расхода газа.

*Автор выражает признательность за помощь в проведении исследований Мацко А.В. и Ткаченко Р.В.*

### **Список литературы**

1. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Актуальные проблемы добычи газа. – 2018. – № 1. – С. 235-242.
2. Долгушин Н.В. Научные труды / Н.В. Долгушин. – Киров: Кировская областная типография, 2013. – 760 с.
3. СТО Газпром 2-3.3-1241.2021: «Скважина эксплуатационная. Освоение скважин с помощью колтюбинговой установки».
4. А.М. Fuladgar, J.Moghadasi, H. Ghobadi, A.H. Haghi: «Optimization of Unloading Operation with Coiled Tubing (Nitrogen Lifting) in One of the Southern Iranian Oil Fields», the 8th International Chemical Engineering Congress & Exhibition (IChEC 2014), Kish, Iran, 24-27 February, 2014.

**Предеин А.А.<sup>1</sup>, Некрасова И.Л.<sup>2</sup>, Мустаев Р.М.<sup>3</sup>, Кобелев Н.Г.<sup>4</sup>, Мелехин А.А.<sup>5</sup>**

<sup>1</sup> заместитель директора Филиала по научной работе в области строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Россия, Andrej.Predein@pnn.lukoil.com

<sup>2</sup> д.т.н., ведущий научный сотрудник Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Россия

<sup>3</sup> начальник отдела технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Россия

<sup>4</sup> ведущий инженер Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Россия

<sup>5</sup> к.т.н., доцент Пермского национального исследовательского политехнического университета, г. Пермь, Россия

## **Методология разработки тампонажных составов с «нестандартными» свойствами**

**Аннотация.** Отсутствуют решения, позволяющие эффективно ликвидировать осложнения, связанные с поглощением бурового раствора, приуроченное к высокой раскрытости поглощающего канала. Твердеющие тампонажные составы в процессе закачки в пласт имеет большую зону смещения с технологическими жидкостями, что приводит к их разбавлению, процесс осложняется в условиях движения пластовых вод в период затвердевания цемента. Составы на основе сшитых полимеров, обладают высокой прочностью геля, но при этом не обладают прочностью при сжатии. Объединение свойств сшитого геля и цементного раствора позволит предотвратить вышеперечисленные негативные последствия. Однако отсутствуют методологические подходы, позволяющие оценить их преимущества/недостатки перед традиционно применяемыми. Предложена методология, которая позволяет проводить всестороннюю оценку тампонажных материалов с «нестандартными» свойствами.

**Ключевые слова:** твердеющие тампонажные составы; унифицированная методика; сшивающийся тампонажный материал.

Используемые в научных исследованиях методики экспериментального изучения структурно-механических свойств тампонажных составов на основе портландцемента достаточно хорошо обоснованы и применимы [1, 2, 3]. Данные методики не в полной мере подходят для изучения свойств состава, обладающего одновременно свойствами сшитого геля и цементного раствора, что требует совершенствования методик. Для установления механизма действия состава необходимо использовать дополнительные методы исследований [4, 5].

Отсутствие в Российской Федерации единого нормативного документа, который регламентировал бы методы испытаний тампонажных растворов при их разработке и практическом применении для проведения изоляционных работ является причиной некорректного выбора тампонажного изоляционного состава под геолого-технологические условия объекта. Расширение области испытаний изоляционных составов обладающих свойствами не характерными для тампонажных растворов на основе портландцементов позволят обосновать не только характеристики состава но и его объём, при этом перечень методов испытаний и показателей должен быть оптимальным и нести объективную информацию для оценки качества той или иной системы для возможности корректного сравнения.

С целью обоснования рецептур сшивающихся тампонажных изоляционных материалов (далее – СТИМ) необходимо изучение влияния типа и концентрации компонентов различного функционального назначения (полимерного реагента, сшивающего агента, вяжущего, реагентов-регуляторов сроков схватывания и т.д.), на общетехнологические и специальные свойства получаемых изоляционных материалов.

Технологический цикл применения составов для ликвидации поглощений промышленной жидкости включает в себя несколько последовательно проводимых операций: закачка состава в поглощающий интервал; выдержка на время затвердевания; формирование надежного блокирующего экрана. На каждой стадии производства работ по ликвидации поглощений сшивающиеся тампонажные материалы должны отвечать определенным требованиям, которые зависят от решаемых задач на конкретной стадии применения материалов.

Разработана методология экспериментальных исследований физико-механических свойств и технологических параметров сшивающихся тампонажных составов в качестве основы используются методические подходы и руководящие документы из смежных областей исследовательских работ: буровых и тампонажных растворов, составов для водоизоляционных работ, жидкостей ГРП и т.д.

Полученные результаты дополнительных исследований «нестандартных» свойств тампонажных материалов позволили разработать тампонажный материал для изоляции зон высокоинтенсивных (катастрофических) поглощений, включающий неорганическое вяжущее, регулятор седиментационной стабильности, регулятор схватывания и твердения, а также регулятор гелеобразования и подтвердить эффективность СТИМ.

Методология исследования позволяет проводить всестороннюю оценку тампонажных материалов с «нестандартными» свойствами, выявить преимущества/недостатки того или иного состава, когда отсутствуют явные преимущества при проведении исследований стандартными методами.

#### **Список литературы**

1. ISO 10426-2:2003 Промышленность нефтяная и газовая. Цементы и материалы для цементирования скважин. часть 2. Испытание цементов для скважин.
2. ГОСТ 34532-2019 Цементы тампонажные. Методы испытаний.
3. ГОСТ 310.3-76 Цементы. Методы определения нормальной густоты, сроков схватывания и равномерности изменения объема (с Изменениями № 1).
4. Дж. Ферри. Вязкоупругие свойства полимеров, издательство иностранной литературы, Москва, 1963, с. 535.
5. А.Я. Малкин, А.А. Аскадский, В.В. Коврига. Методы измерения механических свойств полимеров, Москва, Издательство «Химия», 1978, с. 329.

## Направленное бурение с отбором керна

**Аннотация.** Разведка новых месторождений минерального сырья связана с большими затратами на бурение скважин с отбором керна. Снижение этих затрат может быть достигнуто путем оптимизации разведочных сетей направленными и многоствольными скважинами. В данной работе проведен анализ основных преимуществ многоствольного и направленного бурения, а также выявлены проблемы мешающие их более широкому внедрению. Проанализированы существующие технические средства и выявлены их недостатки. Эффективной технологией для решения данной проблемы является создание отклонителя непрерывного действия для бурения с отбором керна. В работе представлено устройство, реализующее механизм искривления подобный тем, что используются в роторных управляемых системах «point the bit» – изгиб полого ведущего вала внутри эксцентриковых колец. Определены основные требования для успешной работы отклонителя непрерывного действия в скважине.

**Ключевые слова:** разведочное бурение, направленное бурение, искусственное искривление скважин, извлекаемы керноприменик, керн.

**Введение (Introduction).** Программа разведки месторождений многоствольными скважинами, и особенно в сочетании с методами скважинной геофизики, является наиболее эффективным методом снижения объема буровых работ [1]. Успешность многоствольного бурения достигается не только за счет сокращения метража бурения, но и позволяет сократить количество монтажных и строительных работ.

Очевидно, что стоимость одного метра бурения многоствольной скважины будет выше в сравнении со стандартным методом бурения, но не менее важным параметром экономической эффективности многоствольного бурения являются решаемые задачи, к которым можно отнести:

1. Существенное ускорение процесса разведки.
2. Многократное пересечение рудного тела, что улучшает точность подсчета запасов полезных ископаемых на месторождении [2].
3. Проведение геологоразведочного бурения с ограниченной площадки.
4. Однократное разбуривание верхней части геологического разреза.
5. Проведение геологоразведки одновременно с добычей.
6. Выявить закономерности естественного искривления для попадания в круг допуска.
7. Проведение работ при наличии особо охраняемых территорий.

Основной проблемой реализации программы многоствольного разведочного бурения, является отсутствие эффективно работающего инструмента для искусственного искривления скважин.

**Методы (Methods).** Обобщая недостатки используемых на производстве инструментов для искусственного искривления скважин, можно выдвинуть основные требования к отклонителям непрерывного действия:

1. Кондиционный выход керна с интервалов искусственного искривления скважины [3].
2. Интенсивность искривления скважины должна определяться не только целями бурения, но и прочностными характеристиками используемой (типовой) бурильной колонны.

3. Диаметр бурения при искривлении должен соответствовать проектному диаметру бурения, что исключает необходимость дополнительной обработки ствола скважины.
4. Технология искривления не должна требовать специальных компоновок (жестких, шарнирных и т.д.) для сглаживания резких перегибов на участках набора угла.
5. Стабильная работа с использованием стандартных насосов, установленных на буровых установках.

Для успешного искусственного искривления скважины отклонителем непрерывного действия необходимо соблюдение следующих условий в конструкции устройства:

1. Предельную интенсивность искривления (минимальный радиус искривления) скважины необходимо проектировать с учетом изгибающей нагрузки на бурильные трубы.
2. Размеры отклонителя должны соответствовать минимальному радиусу искривления для используемой бурильной колонны.
3. Для искусственного искривления скважины необходимо обеспечить на забое либо фрезерование стенки скважины, либо перекоп долота (коронки).

**Результаты (Results).** Исходя из указанного, ясно, что для успешного геологоразведочного бурения требуется улучшение технологии направленного бурения, специально разработанной под оборудование и цели геологоразведки. Оно должно обеспечивать возможность отбора керн на искривленных интервалах, при этом интенсивность искривления не должна превышать допустимые значения, установленные для бурильной колонны. Важно, чтобы отклонитель функционировал без необходимости использования дополнительного оборудования, таких как насосы или дополнительные бурильные трубы.

В поисках решения данной проблемы появилась идея заимствования механизма искривления скважин, используемого в роторных управляемых системах типа *point the bit* (искривление ведущего вала внутри эксцентриковых втулок, вызывающее изменение угла атаки вооружения породоразрушающего инструмента). Такая конструкция позволяет гибко изменять интенсивность искривления, а также появляется возможность заполнить ведущий вал полым для размещения в нем съемного керноприемника.

**Заключение.** В результате разработана новая конструкция отклонителя непрерывного действия для диаметра бурения N (76 мм) с учетом всех выдвинутых требований. Составлена математическая зависимость перекопа коронки на забое от поворота эксцентриковой втулки. В дальнейшем предполагается компьютерное моделирование *Ansys Mechanical* и разработка экспериментального стенда для заверки разработанной математической модели.

#### Список литературы

1. Caers J. et al. Efficacy of information in mineral exploration drilling //Natural Resources Research. – 2022. – Т. 31. – № . 3. – С. 1157-1173. DOI: 10.1007/s11053-022-10030-1.
2. Hossein-Morshedy A., Khorram F., Emery X.A Multi-Objective Approach for Optimizing the Layout of Additional Boreholes in Mineral Exploration //Minerals. – 2023. – Т. 13. – № . 10. – С. 12. DOI: 10.3390/min13101252.
3. Boden A. et al. Experience of horizontal directional coring in Hong Kong //Proceedings of the Institution of Civil Engineers-Civil Engineering. – Thomas Telford Ltd, 2018. – Т. 171. – № . 4. – С. 179-185. DOI: 10.1680/jcien.15.00068.

Слугин П.П.<sup>1</sup>, Кирсанов С.А.<sup>2</sup>, Поляченко Л.Б.<sup>3</sup>, Иванова А.Ю.<sup>4</sup>, Егурцов С.А.<sup>5</sup>

<sup>1</sup> первый заместитель начальника Департамента, ПАО «Газпром», г. Санкт Петербург, Россия

<sup>2</sup> к.т.н., начальник Управления, ПАО «Газпром», г. Санкт Петербург, Россия

<sup>3</sup> к.ф.-м.н., начальник лаборатории математического моделирования, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», г. Москва, Россия

<sup>4</sup> ведущий геолог лаборатории комплексного анализа материалов ГИС, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», г. Москва, Россия, a\_ivanova@int-geos.ru

<sup>5</sup> президент, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», г. Москва, Россия

## **Новый методический подход к определению пористости и построению литологической модели газовых объектов при использовании нефилтрующих буровых растворов по данным комплекса ГИС открытого ствола**

**Аннотация.** Литологическую модель пласта для газовых объектов необходимо строить по-разному для фильтрующихся и нефилтрующих буровых растворов, так как эти случаи сильно отличаются характером заполнения пор вблизи скважины. Основной акцент сделан на построении литомodelей для случая нефилтрующих буровых растворов, которые находят все более широкое применение при строительстве скважин, и типичного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) открытого ствола, включающего методы АК, ГГК-П, ГК, НК. Литомodelь строится для общего случая произвольного и неизвестного насыщения пласта (газ, вода, их смесь), и алгоритм ее построения предусматривает одновременное определение пористости и газонасыщенности. Приведен пример обработки скважины и сопоставление с данными керна по пористости, подтверждающий правильность предложенного методического подхода.

**Ключевые слова:** пористость, глинистость, литологическая модель, нефилтрующие буровые растворы, газовые объекты.

Указ Президента РФ от 28.02.2024 N 145 «О Стратегии научно-технологического развития РФ» определяет, что в ближайшее десятилетие приоритетами научно-технологического развития следует считать направления, позволяющие получить значимые научные и научно-технические результаты, создать отечественные наукоемкие технологии и обеспечивавшие... повышение эффективности добычи углеводородного сырья. При этом особую актуальность для реализации приоритетов научно-технологического развития приобретает создание широкого спектра технологических решений общего назначения (научно-технологических платформ) [1].

ПАО «Газпром» планомерно развивает и применяет платформенные подходы в ГИС НГКМ [2]. В докладе представлен новый методический подход к определению пористости и построению литологической модели газовых объектов при использовании нефилтрующих буровых растворов по данным комплекса ГИС открытого ствола, разработанный в рамках технологической платформы мультиметодного многозондового нейтронного каротажа.

Литологическую модель пласта для газовых объектов необходимо строить по-разному для фильтрующихся и нефилтрующих буровых растворов. Традиционные методики построения литологической модели на газовых месторождениях, широко используемые ранее, были предназначены для обычных фильтрующихся буровых растворов, когда поры вблизи скважины были заполнены фильтратом бурового раствора, то есть жидкостью. Но эти методики плохо пригодны для современных нефилтрующих буровых растворов, для которых необходимо учитывать, что вблизи скважины в радиусе действия методов ГИС в порах находятся газ и вода в произвольном и заранее неизвестном соотношении. И неучет данного факта приводит к большим ошибкам в расчете пористости.

Авторами разработан новый методический подход, позволяющий правильно рассчитать пористость и построить литологическую модель пласта в условиях отсутствия

зоны проникновения фильтра бурового раствора. Литомодель строится для общего случая произвольного и неизвестного насыщения пластов (газ, вода, их смесь), и алгоритм ее построения предусматривает одновременное определение пористости и газонасыщенности коллекторов. При этом используется типичный комплекс ГИС открытого ствола, включающий методы акустического каротажа (АК), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П), гамма-каротажа (ГК), нейтронного каротажа (НК).

Суть метода состоит в решении системы петрофизических уравнений для указанных методов ГИС с нахождением основных компонент пласта (в объемных долях): пористости, скелета, связанной воды глин, «сухой» глины, а также объемного содержания газа. Фактически новый методический подход отличается от традиционного тем, что при решении системы уравнений появляется еще одна дополнительная неизвестная компонента – объемное содержание газа  $V_{\text{газ}}$  в порах, и, конечно, этот параметр не является постоянным во всем разрезе, а может произвольно меняться по разрезу. Введение этого параметра дает возможность правильно рассчитать пористость в коллекторах с любым характером насыщения, а также сразу рассчитать газонасыщенность  $K_g$  как долю газа в порах.

В методике также рассмотрен расчет глинистости по двойному разностному параметру ГК как важный элемент построения литологической модели. Ошибки в глинистости приводят к ошибкам в определении всей литологической модели, положения и качества коллекторов, построении корреляции разрезов скважин. Однако метод ГК, традиционно используемый для расчета глинистости, нередко подвержен влиянию помех, причем иногда настолько сильных, что они делают невозможным определение глинистости по ГК. Авторами предложен способ расчета глинистости по ГК с учетом и коррекцией сильных помех от ториевого акцессорного минерала монацита.

Предложенный методический подход построения литологической модели пласта был протестирован сопоставлением с керном на нескольких скважинах, согласие хорошее и в газонасыщенных, и в водонасыщенных коллекторах. Результат обработки одной из скважин представлен в докладе, продемонстрировано сопоставление с керном, показаны ошибки в расчете пористости (3-8%абс), которые появляются при обработке по традиционным методикам, а также ошибки в расчете глинистости при неучете помех от монацитов.

Новый методический подход позволяет выполнять расчет пористости и построение литологической модели при применении современных нефилтрующих буровых растворов, что существенно улучшает точность определения характеристик коллекторов, дает возможность точнее оценить пористость, газонасыщенность, проницаемость.

### Список литературы

1. Указ Президента РФ от 28.02.2024 № 145 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации».
2. Меньшиков С.Н., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А. и др. Платформенный подход в области нейтронного каротажа скважин – один из инструментов повышения технологического потенциала ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2023. Спецвыпуск № 1 (844). С. 234-242.

Слугин П.П.<sup>1</sup>, Кирсанов С.А.<sup>2</sup>, Егурцов С.А.<sup>3</sup>, Иванов Ю.В.<sup>4</sup>

<sup>1</sup> первый зам. начальника Департамента, ПАО «Газпром», г. Санкт Петербург, Россия

<sup>2</sup> к.т.н., начальник Управления, ПАО «Газпром», г. Санкт Петербург, Россия

<sup>3</sup> президент, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», г. Москва, Россия

<sup>4</sup> к.т.н., исполнительный директор, ООО «ИНТ «ГеоСпектр», г. Москва, Россия, y\_ivanov@int-geos.ru

## Научно-технологическая платформа «Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж». Актуальное состояние и перспективы развития

**Аннотация.** Рассмотрены актуальное состояние и перспективы развития научно-технологической платформы «Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж». Приведены результаты применения платформенного подхода при реализации производственных программ в 2020-2024 гг. В качестве примера рассмотрена технология нейтрон-нейтронной цементометрии действующих газовых скважин.

**Ключевые слова:** научно-технологическая платформа, геофизические исследования скважин, нейтронный каротаж, искусственный интеллект, технология нейтрон-нейтронной цементометрии.

В ближайшее десятилетие приоритетами научно-технологического развития следует считать направления, позволяющие получить значимые научные и научно-технические результаты, создать отечественные наукоемкие технологии. Особую актуальность для их реализации приобретает создание широкого спектра технологических решений общего назначения (научно-технологических платформ) [1].

Существенное усложнение геолого-технических условий (ГТУ) проведения геофизических исследований скважин (ГИС) объективно повышает требования к их информативности и достоверности. Возможностей традиционно используемых методик и технологий ГИС становится недостаточно для решения актуальных геолого-промысловых задач при исследованиях ниже-верхнемелового (неоком, турон, сенон) и юрского нефтегазоносных комплексов в традиционных регионах присутствия (Западная Сибирь), а также месторождений углеводородного сырья (УВС) в восточных регионах России, характеризующихся значительно более сложными горно-геологическими условиями.

В связи с этим в 2021 году ПАО «Газпром» (Департамент С.Н. Меньшиков) и ООО «ИНТ «ГеоСпектр» выдвинули концепцию и обосновали целесообразность развития нейтронных технологий исследования скважин УВС на основе платформенных подходов. Создание специализированной проблемно- и объектно-ориентированной научно-технологической платформы «Мультиметодный многозондовый нейтронный каротаж» (НТП ММНК) проводится в России впервые. НТП ММНК – научно обоснованный и взаимосвязанный комплекс развитого методического, программно-интерпретационного, аппаратного и метрологического обеспечения проблемно- и объектно-ориентированных инновационных и традиционных технологий получения, обработки и анализа геолого-геофизических данных.

Мощной фактологической базой, информационной основой развития современных технологий ГИС, направленных на решение указанных актуальных геолого-промысловых задач, стали результаты выполнения «Программ оценки текущего насыщения пластов-коллекторов базе НТП ММНК» в период 2020-2024 годов и специальных исследований с применением нейтронных технологий. Так в 2023 году по Программам проведены работы на 66 скважинах. Общее количество планируемых к исследованию скважин в 2023-2025 годах – 172.

Создание НТП – результат перехода на более высокий технологический уровень ГИС посредством комплексного применения различных вариантов нейтронных технологий и обработки полученных материалов, в т.ч. на основе методов искусственного интеллекта, обладающих значительным потенциалом развития, с привлечением при необходимости традиционных технологий ГИС. С применением специально разработанных алгоритмов и пакетов программ достигнуты научно значимые результаты, положенные в основу новых методических подходов, направленных на принятие технологически и экономически рациональных решений по эффективной, безопасной эксплуатации скважин. Так, в 2023-2024 годах были разработаны Методические рекомендации (три документа), рекомендованные к использованию Экспертно-техническим советом Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. А технология нейтрон-нейтронной цементометрии для оперативной оценки технического состояния цементной крепи действующих газовых скважин (технология ННК-Ц) признана ПАО «Газпром» инновационной и внесена в Реестр продукции для внедрения в ПАО «Газпром» [2].

К планируемым перспективным разработкам в рамках НТП в области методического и программного обеспечения относятся: разработка методики количественной оценки текущей газонасыщенности туронских отложений на месторождениях севера Западной Сибири по данным ядерно-геофизических методов; разработка технологии обобщения результатов ГИС, полученных по отдельным скважинам, и их распространения на всю площадь исследуемого объекта с применением методов искусственного интеллекта на основе технологии нейронных сетей; разработка мультимодального векторного пакета моделирования показаний нейтронного каротажа в средах с границами неоднородности, имитирующими систему «скважина-пласт» (программа «ММНК-модель»), для создания многомерных БД зависимостей показаний нейтронных методов от факторов ГТУ в сложных условиях Западной и Восточной Сибири. В области аппаратного обеспечения: разработка, ОПИ и внедрение образцов инновационной комплексной аппаратуры линейки ММНК, в т.ч. на базе управляемых генераторов нейтронов.

Применение платформенного подхода в ГИС привело к созданию НТП ММНК, объединившей в себе максимально полный набор взаимодействующих инновационных и традиционных технологий в области НК скважин и включающей научно обоснованный, взаимоувязанный комплекс методического, программно-интерпретационного, метрологического и аппаратного обеспечений применения методов НК [3]. Полученные результаты направлены на решение задач, стоящих перед ПАО «Газпром» и газовой отраслью страны в целом, содействуя достижению Российской Федерацией технологического суверенитета.

*Авторы выражают признательность за грантовую поддержку ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» (Фонд содействия инновациям), направленную на создание отдельных образцов инновационной комплексной геофизической аппаратуры НТП ММНК для исследования скважин в сложных ГТУ и программного обеспечения для обработки полученных результатов.*

### Список литературы

1. Указ Президента РФ от 28.02.2024 N 145 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации».
2. Меньшиков С.Н., Слугин П.П., Кирсанов С.А. и др. Технологическая платформа «Мультиметодный многозондовый каротаж». Инновационная технология нейтрон-нейтронной цементометрии для оперативной оценки технического состояния газонаполненных скважин // Газовая промышленность, 2024. № 1(860). С. 28-35.
3. Меньшиков С.Н., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Егурцов С.А., Бабкин И.В., Иванов Ю.В. Платформенный подход в области нейтронного каротажа скважин – один из инструментов повышения технологического потенциала ПАО «Газпром». Газовая промышленность. 2023. № S1 (844). С. 234-242.

Сундеев С.Ю.<sup>1</sup>, Бакиров Р.И.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>менеджер по новым технологиям и новым проектам, Управление по технологиям и инжинирингу АО «Оренбургнефть», г. Бузулук, Оренбургская обл., Россия, sysundeev@orn.rosneft.ru

<sup>2</sup>менеджер отдела технологий бурения, Управление по технологиям и инжинирингу АО «Оренбургнефть», г. Бузулук, Оренбургская обл., Россия, ribakirov2@orn.rosneft.ru

## Применение эксцентричного калибратора-расширителя при строительстве горизонтальных скважин

**Аннотация.** Сокращение времени и затрат при строительстве горизонтальных участков скважин с заканчиванием для многостадийного гидроразрыва пласта (МСГРП).

**Ключевые слова:** бурение, скважина, МСГРП, компоновка, шаблонировочный рейс, эксцентричный калибратор-расширитель.

В настоящее время в Дочернем Обществе (далее ДО) «Оренбургнефть» наблюдается увеличение объёма бурения горизонтальных скважин, заканчивание горизонтального участка осуществляется хвостовиком 114,3 мм с компоновкой под МСГРП.

После бурения горизонтальной секции скважины существует проблема получения длительных проработок, во время подготовки стола скважины перед спуском хвостовика. Спуск компоновок с заканчиванием под МСГРП, осложнён протяжённостью горизонтального участка, литологический разрез которого представлен песчаником с глинистыми пропластками, а также наличием локальных интенсивностей искривления.

При стандартном подходе к подготовке ствола скважины, для безаварийного спуска и цементирования хвостовика, с включёнными пакерами компоновки под МСГРП, производится спуск более жёсткой компоновки с включением одного или двух полноразмерных калибраторов с пикообразным долотом. Данная компоновка предусматривает проработку ствола скважины, имеющая более высокое агрессивное вооружение на калибрующих элементах. Такой подход позволяет снизить риск недоспуска обсадной колонны. Одним из отрицательных моментов стандартного подхода, длительное затрачиваемое время на шаблонировочный рейс. Среднее время на подготовку ствола скважины, перед спуском хвостовика, составляет около трёх суток.

Предлагаемое мероприятие по минимизации данной проблемы – применение скважинного эксцентрического калибратора-расширителя и включение его в компоновку на бурение горизонтальной секции скважины. Скважинный эксцентричный калибратор-расширитель предназначен для калибрования и расширения участков ствола скважины, состоящих из мягких и средних пород, способствует устранению спиралевидных ступеней на стенках скважин (микро извилистости) и прорабатывает геологически-нестабильные интервалы. Главной особенностью предлагаемого решения заключается в исключении полноразмерных калибраторов из компоновки на шаблонировочный рейс, т.к. после бурения горизонтального участка, с включённым в компоновку скважинного эксцентрического калибратора-расширителя, дополнительная подготовка ствола скважины не требуется, достаточно шаблонировки компоновкой, которой производилось бурение. С применением предлагаемого решения, среднее время на подготовку ствола скважины сокращается на двое суток.

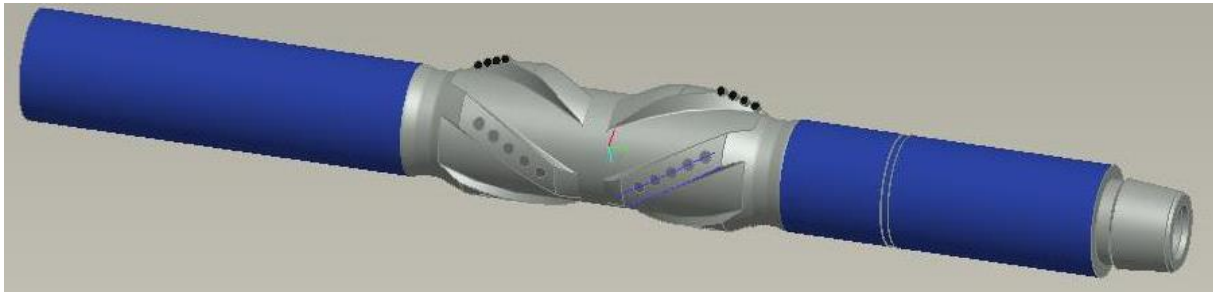


Рис. 1. Калибратор-расширитель спиральный

В ДО «Оренбургнефть» выполнено несколько работ с применением скважинного эксцентричного расширителя, где были получены положительные результаты.

Секция под хвостовик на скважине № 1611 Родинского м-я была пробурена, с включённым в компановку бурения скважинного эксцентричного расширителя 152,4-157,2 мм. Средняя механическая скорость составила 24 м/ч, при плане 18 м/ч. Рейс на подготовку ствола скважины перед спуском хвостовика был произведён без посадок/затяжек, проработок не производилось. Длина горизонтального участка составила 513 м. Общее время на шаблонировочный рейс составило 1,04 сут. Хвостовик спущен без осложнений, отклонения от графика глубина-день отсутствуют.

Секция под хвостовик на скважине № 1613 Родинского м-я была так же пробурена, с включённым в компановку бурения скважинного эксцентричного расширителя 152,4-157,2 мм. Средняя механическая скорость составила 27,2 м/ч при плане 25 м/ч. Рейс на подготовку ствола скважины перед спуском хвостовика был произведён так же без посадок/затяжек, проработок тоже не производилось. Длина горизонтального участка составила 522 м. Общее время на шаблонировочный рейс составило 1,23 сут. Хвостовик спущен без осложнений, отклонения от графика глубина-день отсутствуют. Управляемость по вышеуказанным скважинам при наклонно-направленном бурении была в заданных интенсивностях, проблемы отсутствовали.

Реализация предлагаемого технологического решения, дополнительных капитальных затрат не требует. Необходимо заключение договора на оказание услуг по техническому сопровождению по спец оборудованию [1, 2, 3].

### Список литературы

1. Паспорт проекта по повышению производственной эффективности ID код: 002918-04-04-031023\_000527 «Применение эксцентричного калибратора-расширителя при строительстве горизонтальных скважин с МСГРП по программе ВНС».
2. Паспорт проекта по повышению производственной эффективности ID код: 002917-04-04-031023\_001909 «Применение эксцентричного калибратора-расширителя при реконструкции/восстановлении скважин методом ЗБС».
3. Отчёт по перспективным технологиям научно-производственного предприятия БУРИНТЕХ.

## Обеспечение безопасного процесса строительства скважин за счет применения дополнительного барьера

**Аннотация.** В ряде регионов РФ, а так же в мире, существуют месторождения со сложными горно-геологическими условиями, которые обусловлены поглощением промысловой жидкости при бурении скважины в одном интервале и одновременном проявлении флюида из другого интервала. Такие условия создают высокие риски возникновения газодонефте-проявления, особенно при сборке элементов заканчивания скважины. В связи с этим, необходимо рассмотреть техническую возможность установки дополнительного барьера (клапана-отсекателя), в том числе, обеспечивающего безопасную сборку и спуск фильтровой части хвостовика в скважину.

**Ключевые слова:** обеспечение противифонтанной безопасности при строительстве скважин; катастрофическое поглощение жидкости, закачиваемой в пласт со вскрытой газовой «шапкой»; изоляция ствола скважины от продуктивной зоны.

**Актуальность исследования.** В ряде регионов РФ, а так же в мире, существуют месторождения со сложными горно-геологическими условиями, которые обусловлены поглощением промысловой жидкости при бурении скважины в одном интервале и одновременном проявлении флюида из другого интервала. В следствии этого, как правило бурение скважины производится с применением технологии регулирования давления в замкнутом цикле, часто в условиях отсутствия уровня жидкости на устье. Такие условия создают высокие риски возникновения газодонефте-проявления, особенно при сборке элементов заканчивания скважины.

**Цель и задачи исследования.** Разработка и опытно-промышленное испытание дополнительного барьера, предположительно забойного клапана-отсекателя, который используется в случаях, когда бурильная колонна поднимается из скважины или устанавливается в скважине при наличии давления на устье. Когда возникает необходимость поднятия бурильной колонны из ствола, подъем бурильной колонны осуществляется до тех пор, пока КНБК не окажется над забойным клапаном-отсекателем. После этого забойный клапан-отсекатель закрывается. Давление над забойным клапаном-отсекателем стравливается, и бурильную колонну после этого можно безопасно поднять. Затем бурильная колонна снова спускается в скважину до тех пор, пока КНБК не окажется над забойным клапаном-отсекателем. После этого забойный клапан-отсекатель заново открывается, и бурильная колонна спускается для продолжения работы.

В рамках поставленных задач так же входит разработка конструкторской документации и проведение всех необходимых испытаний на предмет максимальной эффективности работы устройства.

### Список литературы

1. Р.Р. Гиниатуллин, В.В. Киреев, Д.Д. Крепостнов (ПАО «НК «Роснефть»»), К.А. Чернокалов, Ф.А. Загривный (АО «Востсибнефтегаз»), П.Ю. Доброхлеб, Д.Н. Войтенко, А.М. Поляруш (ООО «Технологическая компания Шломберже»). «Эффективный способ бурения скважин в условиях катастрофических поглощений в трещиноватых коллекторах Юрубчено-Тохомского месторождения» /нефтяное хозяйство. 2017».
2. К.А. Тихонова, А.А. Козяев, Д.В. Назаров, С.К. Квачко, Е.А. Губина (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»), Н.М. Кутукова (ПАО «НК «Роснефть»). «Мультидисциплинарный подход к выделению и прогнозированию высокочемких кавернозных зон в рифейском коллекторе Юрубчено-Тохомского месторождения / нефтяное хозяйство 2020».
3. В.В. Лукьянов, И.Н. Исаев (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»). «Проектная документация на строительство эксплуатационных скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении 2017», 370 с.
4. Типовые требования Компании «Организация работ по контролю скважины при бурении и зарезке боковых стволов на суше» 2021 (ПАО «НК «Роснефть»), 58 с.

## Анализ отклонений фактической траектории скважины от проектного плана и определение зависимости тенденции КНБК

**Аннотация.** В зависимости от ряда технологических и геологических факторов компоновка низа бурильной колонны (КНБК) имеет тенденцию как естественного падения зенитного угла, так и набора. После замера телесистемы профиль корректируется путём выставления винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗДО) в требуемый сектор. Таким образом, повышается извилистость ствола, нарабатываются дополнительные уступы на стенках скважины, ухудшаются условия для спуска обсадной колонны, а также увеличивается время на прокладывание трассы. Спрогнозировать положение бурильного инструмента при роторном бурении без проведения необходимых расчётов тенденции КНБК невозможно ввиду обширного ряда факторов, влияющих на изменение профиля скважины. Разработка модели поведения бурильного инструмента в скважине является актуальным вопросом в сфере бурения.

**Ключевые слова:** профиль скважины, роторное бурение, тенденция КНБК, отклонение траектории, режимы бурения, бурильный инструмент.

**Введение.** Процесс строительства нефтяных и газовых скважин на сегодняшний день усложнен рядом геологических, технических и технологических факторов. К геологическим факторам относят наклонное залегание пластов, анизотропию, твердость, пластичность и устойчивость горных пород. В группу технических и технологических факторов можно вынести состав компоновки низа бурильной колонны и параметры режима бурения [1]. Минимизация рисков возникновения представленных факторов, а также своевременное прогнозирование их влияния на положение бурильного инструмента в скважине приводит к сокращению расходов на строительство объекта.

Наиболее часто встречающаяся проблемой направленного бурения является нестабильное прохождение интервалов с осложнёнными горно-геологическими условиями. Бурение в режиме «слайд» на таких участках не только затруднено, но и может вызывать ряд осложнений, повлекших за собой большие экономические затраты. К таким осложнениям можно отнести осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихват бурильной колонны. Ликвидация данных осложнений расходует большое количество времени и, как следствие, ведёт к увеличению сроков НПВ. Кроме того, не всегда удается устранить возникшее осложнение, тогда дальнейшее бурение становится невозможным и планируется бурение нового ствола.

**Методы.** На сегодняшний день созданы модели искривления скважины и напряженно-деформированного состояния низа бурильной колонны, но в них не учитывается то, что значения параметров модели могут не соответствовать реальным условиям в скважине и в действительности они приходится случайными, неизвестными величинами [2]. Подтверждением этого является расхождение получаемых теоретически результатов с промысловыми данными и ненадёжность проектируемых компоновок. Разработка методов проектирования неориентируемых компоновок позволяет на стадии планирования оценить их качество, включая ожидаемую траекторию ствола скважины за счёт изменения параметров режимов бурения и состава КНБК.

**Результаты.** В данной работе представлен анализ и зависимость отклонений от плановой траектории при бурении четырёх скважин на одной кустовой площадке. Выполнены расчёты боковых сил, возникающих на участках отклонения. Также проанализирован

случай на примере конкретной пробуренной скважины, где продолжать бурение в направленном режиме было затруднено, то есть проведён анализ фактической траектории при добурировании роторным способом.

**Заключение.** Как отмечалось ранее, без проведения определённых расчётов, опираясь на определённую математическую модель, спрогнозировать положение бурильного инструмента в скважине невозможно. На сегодняшний день ведутся множество исследований по разработке блока расчётов тенденции КНБК. Применение специальных устройств, таких как калибратор, центратор и стабилизатор, а также их расположение в составе КНБК, могут существенно улучшить качество получаемого профиля скважины [3-4].

### Список литературы

1. Ю.М. Гержберг, Выбор состава компоновки низа бурильной колонны на основе расчета ее напряженно-деформированного состояния и оценки траекторных углов // Бурение и Нефть, С. 33-36, 2013 г.
2. Е.Г. Гречин, С.Н. Бастриков, В.Г. Кузнецов, Неориентируемые компоновки для бурения горизонтального участка скважин // Техника и технология бурения, С. 5-9, 2020 г., DOI: 10.33285/0130-3872-2020-12(336)-5-9.
3. Е.Г. Гречин, С.Н. Бастриков, В.Г. Кузнецов, Неориентируемые компоновки с двумя центраторами для бурения горизонтального участка скважин // Техника и технология бурения, С. 5-9, 2021 г., DOI: 10.33285/0130-3872-2021-3(339)-5-9.
4. В.Г. Григулецкий, А.Б. Кузнецов, Нефть и газ Влияние типоразмера долота на устойчивость равновесия нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального ствола скважины // Нефть и газ, С. 37-51, 2021г., DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-37-51.

## Секция 2. Химические реагенты и материалы для технологических процессов

УДК 661

Бармин А.В.

технический директор, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия, a.barmin@himprom-group.ru

### Организация импортозамещающего производства акриловых полимеров для нефтяной отрасли

**Аннотация.** В настоящее время в Российскую Федерацию ежегодно ввозится около 10 000 тонн сухого полиакрилата натрия для нужд нефтяной промышленности. Внутреннего производства этого продукта нет. Объем производимого в Российской Федерации сырья для производства полиакрилата составляет 110 000 тонн в год. По этой причине актуальна организация производства внутри страны сухого полиакрилата натрия.

**Ключевые слова:** импортозамещение, производство полиакрилата натрия, понизитель фильтрации для буровых растворов, буровые растворы.

Одной из главных проблем любой отрасли промышленности в настоящее время является обеспечение сырьем, материалами, комплектующими. После пандемии коронавируса 2020 года были нарушены логистические цепочки поставки химических реагентов работавшие два десятилетия. Это привело к резкому росту тарифов на грузоперевозки и увеличению сроков доставки продукции из-за рубежа. После 2022 года усилились санкционные ограничения на ввоз химических реагентов из Европы и Северной Америки.

Использование акриловых полимеров в бурении в качестве понизителей фильтрации буровых растворов началось в 70-х годах прошлого века. В СССР акриловые реагенты стали применять в конце 70х годов. Примером такого реагента является частично гидролизованный полиакрилнитрил под торговой маркой Гипан. Продукт поставлялся в жидком виде. Сушке его тогда не подвергали [1].

В настоящее время в Российскую Федерацию ежегодно ввозится около 10 000 тонн сухого полиакрилата натрия для нужд нефтяной промышленности, при этом внутри страны производится 110 000 тонн сырья для производства полиакрилата натрия – акриловой кислоты. Поэтому актуальным становится организация производства полиакрилата в Российской Федерации. В 2021 году в компании «Химпром» было принято решение о разработке технологии производства сухого полиакрилата натрия.

Синтез полиакрилата натрия был оптимизирован именно для выполнения им функции понизителя фильтрации в пресных буровых растворах. В качестве модельной системы для тестирования функциональных свойств полимера приняли требования Технических условий на понизитель фильтрации PolyMud FL, согласно которым показатель фильтрации 10% бентонитовой суспензии с 0,5% полимера должен быть не ниже 7,5 мл/30 мин. Тестирование проводилось в соответствии с ISO 10414-1:2008 [2]. Изучалось влияние концентрации, способа введения и условий введения инициаторов реакции, температуры и времени реакции полимеризации, а также режима сушки. Была установлена закономерность влияния соотношения инициаторов на молекулярную массу полимера. Оптимальным значением pH для раствора мономера является 9,8. Полученный при таком pH полимер максимально эффективно снижает фильтрацию бурового раствора. В изученном диапазоне вязкостей не обнаружили

связи вязкости водного раствора полимера с его эффективностью, определив для себя оптимальным диапазон от 300 до 15000 сП. Этот диапазон определяется влиянием реагента на реологические свойства бурового раствора – низкомолекулярные полиакрилаты разжижают буровой раствор, высокомолекулярные – загущают его.

Итогом исследовательской работы стало создание лабораторного регламента производства полиакрилатного понизителя фильтрации для буровых растворов. На основании лабораторного регламента совместно со специалистами компании «Пермский химик» был разработан промышленный регламент производства полиакрилата натрия. Первая стадия процесса сводится к получению акрилата натрия из акриловой кислоты реакцией нейтрализации. На следующей стадии раствор акрилата натрия доводится до нужной концентрации, температуры и рН. Далее в него вводятся инициаторы полимеризации и раствор перекачивается на установку полимеризации и сушки. Процесс полимеризации и сушки проводится на одной технологической установке в две стадии.

Работа по разработке технологии синтеза была начата в 2021 году. В 2022 году на производственной площадке ООО «Пермский химик» была запущена опытно-промышленная установка производительностью 5 тонн в месяц. На текущий момент на этой установке произведено 50 тонн понизителя фильтрации для буровых растворов. В настоящее время разработана конструкторская документация на промышленную установку производительностью 50 тонн в месяц. Полимеризационно-сушильная часть установки изготовлена и готовится к отгрузке, мономерная часть установки находится в стадии изготовления. Также сейчас ведется подготовка производственной площадки на основании результата анализа грунтов проектируются реконструируемые фундаменты и эстакада. Запуск производства планируется в конце текущего – начале следующего года.

В процессе отработки режимов производства лабораторные и опытные партии полиакрилата натрия проходили тестирование в лаборатории буровых растворов ООО «Химпром». Помимо тестирования по требованиям технических условий на полиакрилат натрия «Poly-Mud FL» проводили тестирование опытных партий в модельных буровых растворах. Можно отметить, что показатель фильтрации, обеспечиваемый нашим продуктом в среднем ниже, чем показатель фильтрации, получаемый при использовании импортных полиакрилатов. После отработки технологии производства получаемый на опытно-промышленной установке продукт был реализован в сервисные компании и показал хорошие результаты при бурении скважин.

Запускаемая промышленная установка позволяет получать полиакрилат натрия в широком диапазоне молекулярных масс. Полиакрилат натрия, который предлагается в качестве понизителя фильтрации имеет молекулярную массу около 500 кДа. Полиакрилаты меньшей молекулярной массы используются в качестве антиадсорбентов, антискалантов при производстве моющих средств и в водоподготовке, а также в качестве диспергаторов в лакокрасочной промышленности [3]. Высокомолекулярные полиакрилаты используются в качестве загустителей. На опытной установке была произведена партия низкомолекулярного продукта для тестирования его в качестве диспергатора, а также партия высокомолекулярного продукта с массой более 1 млн Да для тестирования его в качестве экстендера для глинопорошка.

### Список литературы

1. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. М.: Недра, 1972. 392 с.
2. ISO 10414-1:2008. Нефтяная и газовая промышленность. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе. Москва, 2012. 102 с.
3. Верхоланцев В.В. Функциональные добавки в технологии лакокрасочных материалов и покрытий. – М.: ООО «Издательство ЛКМпресс», 2008. – 278 с.

Важенин И.А.<sup>1</sup>, Кожевников Р.О.<sup>2</sup>, Машаров М.Т.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> специалист отдела продвижения химреагентов для бурения, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия, i.vazhenin@himprom-group.ru

<sup>2</sup> начальник отдела по инновациям и разработкам, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия

<sup>3</sup> начальник лаборатории НИР, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия

## Оценка эффективности брейкера барита при различных скважинных условиях

**Аннотация.** Фильтрационная корка, образованная в процессе бурения на стенках скважины, необходима для уменьшения проникновения жидкости в пробуренный пласт. Фильтрационная корка состоит в основном из утяжеляющих материалов. Барит – это один из материалов, который используется для создания фильтрационной корки. Однако процесс очистки фильтрационной корки на основе барита досконально не изучен. Целью работы, представленной в данном докладе, является исследование процесса удаления фильтрационной корки на основе барита. Были проведены тесты на растворимость в разных условиях для изучения факторов, влияющих на обработку барита, таких как температура, продолжительность воздействия и другие. На основании этих результатов были подобраны оптимальные температуры, продолжительность обработки и концентрация состава.

**Ключевые слова:** брейкерный состав, барит, буровой раствор, продуктивный пласт, фильтрационная корка, коэффициент восстановления проницаемости.

Удаление баритовой фильтрационной корки представляет собой сложную задачу, поскольку традиционные методы ОПЗ (обработка призабойной зоны), основанные на использовании минеральных или органических кислот, неэффективны в случае барита. Барит ( $BaSO_4$ ) не растворяется в таких кислотах, как соляная, плавиковая, муравьиная, лимонная и уксусная, что осложняет его удаление [1]. Существующие альтернативные методы, такие как применение хелатирующих агентов, также оказались недостаточно эффективными. Растворение барита в этих составах ограничено, особенно при низких температурах, что ограничивает их применение для удаления баритовых отложений.

Важно отметить, что оптимальная температура растворения барита с помощью хелатосодержащих соединений должна быть выше или равна 90 °С. Однако, с каждым годом количество проектов и месторождений в Восточной Сибири, где встречаются низкие пластовые температуры, постоянно увеличивается. В таких условиях эффективное растворение барита становится более сложной задачей, которая требует разработки более эффективных методов растворения или адаптации существующих методов к условиям низких температур.

В рамках этого проекта на первом этапе мы планируем проанализировать, как внешние факторы окружающей среды влияют на процесс растворения барита. Основное внимание будет уделено изучению кинетики растворения с целью определения необходимого времени для полного растворения барита при низких температурах. На следующем этапе исследований мы планируем оценить возможность утяжеления состава для удаления барита различными солями с целью создания утяжеленных брейкерных составов без твердой фазы.

На первом этапе исследований были изготовлены таблетки на прессе из барита КБ-3, химически чистого сульфата бария и микрокальцита МК-40. Таблетки затем были погружены в раствор при постоянной температуре 90 °С на 65 часов. В ходе исследований по растворению было обнаружено, что коммерчески доступный барит промышленного производства содержит примеси. Черные и бежевые осадки, скорее всего, представ-

ляют собой не растворимые примеси соединений оксида кремния в микрокальците и баритовом концентрате. На следующих этапах проводилось растворение барита с использованием утяжеленных, окисляющих, энзимных составов при различных температурах.

Согласно литературным данным растворение барита – это комбинация нескольких процессов:

- 1) хелатирующий агент физически попадает на поверхность отложения, взаимодействует с баритом и переводит его из твердой фазы в растворимую форму;
- 2) ионы барита диффундируют в раствор, где захватываются хелатирующим агентом;
- 3) перенос ионов бария в раствор, через образование промежуточных соединений при участии активаторов [2].

Лимитирующие факторы, влияющие на процесс растворения барита, включают:

1) Повышение температуры способствует увеличению скорости растворения барита за счет активации молекулярной диффузии и улучшения химических реакций между баритом и хелатирующим агентом. Высокие температуры также могут привести к деградации полимеров в составе фильтрационной корки или других компонентов состава, которые физически блокируют доступ к бариту. При высоких температурах полимерное покрытие (биополимеры или синтетические полимеры) деградирует быстрее и появляется возможность непосредственного контакта. В случае низких температур необходимо предварительное использование ферментов (для разрушения крахмала, ксантана) или оксидантов (для разрушения синтетических полимеров).

2) Время воздействия брейкерного состава на барит является важным фактором. Длительное воздействие повышает эффективность растворения.

3) Эффективность растворения зависит от тесного контакта между брейкерным составом и баритом. Отсутствие непосредственного контакта может замедлить процесс растворения и снизить его эффективность [3].

В ходе исследования было выявлено, что растворение барита имеет свои особенности, особенно при низких температурах, что оказывает значительное влияние на эффективность процесса. Кроме того, обнаружено, что промышленный барит может содержать примеси, что следует учитывать при разработке и применении брейкерных составов. Дальнейшие исследования и разработки направлены на оптимизацию процессов растворения барита при различных условиях, а также на улучшение методов анализа состава промышленных образцов для повышения качества производства и эффективности его использования.

### Список литературы

1. Mahmoud M., Elkatatny S. Towards a complete removal of barite weighted water and Oil based-drilling fluids in single stage //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2017;
2. Gamal H. et al. Barium sulfate scale removal at low-temperature //Geofluids. – 2021. – Т. 2021;
3. Tariq Z. et al. Self-destructive barite filter cake in water-based and oil-based drilling fluids //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Т. 197. – С. 107963;
4. M.S.Kamal, I.Hussein, M.Mahmoud, A.S.Sultan, and M.A.Saad, “Oilfield scale formation and chemical removal: a review,” Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 171, pp. 127–139, 2018.

Евдокимов Д.В.<sup>1</sup>, Козырев А.С.<sup>2</sup>, Валиева О.И.<sup>3</sup>, Бембак Е.В.<sup>4</sup>, Макатров А.К.<sup>5</sup>

<sup>1</sup>начальник отдела, ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, РФ

<sup>2</sup>старший менеджер, ООО «РН-ЦЭПИТР», г. Тюмень, РФ, askozyrev@ceptr.rosneft.ru

<sup>3</sup>к.х.н., заведующий лабораторией, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, РФ, OI\_Valieva@bnipi.rosneft.ru

<sup>4</sup>начальник отдела, ООО «РН-ЦЭПИТР», г. Тюмень, РФ

<sup>5</sup>к.т.н., начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, РФ

## Повышение качества реагентов для буровых растворов – скрытый потенциал улучшения технико-экономических показателей строительства скважин

**Аннотация.** Рассмотрены проблемы, связанные с повышением технико-экономических показателей бурения за счет применения качественных реагентов, поставляемых на буровые площадки. Для исключения возможности применения реагентов низкого качества принято решение о разработке методологической базы, которая позволит проводить оценку качества материалов для буровых растворов путем проведения специальных лабораторных тестов как на этапах закупочных процедур, так и непосредственно в процессе строительства скважин.

**Ключевые слова:** материалы для буровых растворов, асфальтены, смазывающие добавки, лабораторные исследования, методики оценки и контроля качества.

Возникающие в процессе бурения нефтяных скважин осложнения напрямую сопряжены с ежегодными временными затратами на их ликвидацию. Как показывает практика, несмотря на разработку и применение различных перспективных технологий и современных методов предупреждения и борьбы с осложнениями, непрекращающиеся научно-исследовательские работы передовых испытательных центров по разработке качественных промывочных жидкостей, при прохождении проблемных интервалов осложнения по-прежнему возникают. В связи с этим, помимо подбора эффективных буровых растворов, современных технологий, большое внимание необходимо уделять качеству реагентов, применяемых для решения поставленных задач. В первую очередь, это касается не опытных образцов, поступающих от производителей в испытательные лаборатории, а реагентов, фактически поставляемых на буровые площадки.

На сегодняшний день одной из важных задач при бурении скважин является использование качественных и эффективных компонентов для буровых растворов. Специалистами ПАО «НК «Роснефть» непрерывно ведется работа не только по поиску новых технологических решений при строительстве скважин, но и по контролю, повышению эффективности текущих применяемых материалов и технологий. Данное направление можно разделить на две большие части:

1. Материалы, которые имеют нормативную базу (в виде стандартизированных методик ГОСТ, ИСО) для проведения контроля качества, эффективности. В данном случае, основной вопрос стоит в актуальности технических требований, методик, указанных в стандартах, с фактическими условиями строительства скважин.

2. Материалы, для которых нет единых утвержденных технических требований и методик оценки (регламентируется согласно технической сопроводительной документации). В большинстве случаев в технических документах указываются требования по следующим параметрам – плотность, цвет, запах, рН и т.п., что не дает объективной оценки по эффективности и качеству применяемых материалов.

В виду актуальности обозначенных направлений, в периметре ПАО «НК «Роснефть» инициирована системная работа по оценке, выработке и внедрению новых технических требований к ряду компонентов для буровых растворов, а также по поиску подходов к усовершенствованию уже существующих методик. Наиболее остро стоит вопрос по

качеству применяемых реагентов для снижения рисков дестабилизации стенок скважины (асфальтены, гильсониты, полигликоли, органические/аминные ингибиторы и т.п.), а также по смазочным добавкам в виду значительных суммарных экономических затрат и влияния на технологические процессы при строительстве скважин.

Разработка и внедрение единых технических требований к специальным реагентам БР позволит стандартизировать подходы для всех участников рынка и улучшить технико-экономические показатели строительства скважин за счёт применения более качественных реагентов.

### Список литературы

1. Евдокимов, Д.В. Оценка качества химических реагентов для приготовления и обработки буровых растворов – путь к увеличению эффективности бурения / Д.В. Евдокимов, А.С. Козырев, О.И. Валиева // Научно-технические конференции ООО «СамараНИПИнефть», Самара, 31 мая – 27 2023 года. – Самара: Общество с ограниченной ответственностью «Портал Инноваций», 2023. – С. 78-79.
2. Новые подходы к улучшению эффективности сервиса инженерно-технологического сопровождения буровых растворов / Р.А. Муртазин, А.С. Харитонов, О.А. Фоменко [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 3(268). – С. 49-51.
3. Балаба, В.И. Химическая продукция для бурения: актуализация требований / В.И. Балаба, О.Д. Зинченко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 2. – С. 13-16.
4. Балаба, В.И. Оценка соответствия химической продукции для бурения скважин / В.И. Балаба, О.Д. Зинченко, Р.К. Шальгин // Ашировские чтения. – 2022. – Т. 2, № 1(14). – С. 6-12.
5. Влияние системы менеджмента качества буровых растворов на повышение эффективности сооружения скважин / С.А. Онофриенко, А.В. Мохов, Л.А. Татаркина, Е.В. Карельская // Разведка и охрана недр. – 2021. – № 7. – С. 53-58.

## Сокращение сроков строительства скважин

**Аннотация.** Сокращение сроков строительства скважин, заключающееся в сокращении времени ОЗЦ при цементировании обсадной колонны 178, 168 мм с 24 часов до 12 часов.

**Ключевые слова:** цементный раствор, разработки новых составов, высокоэффективные композиции.

**Введение (Introduction).** Заключительной стадией строительства нефтяных и газовых скважин является крепление затрубного пространства колонны обсадных труб тампонажными растворами с целью создания долговечного, прочного изолированного канала. В настоящее время, в период увеличения доли разрабатываемых месторождений со сложными геологическими условиями, когда возрастают требования по рациональному недропользованию и экологической безопасности, возникает необходимость уделять особое внимание качеству завершающей стадии строительства скважины – ее креплению. Общество с ограниченной ответственностью «ИНТЕКО ТС» является сервисным подрядчиком, представляющим полный спектр услуг по цементированию обсадных колонн и хвостовиков, услуги по установке цементных мостов при бурении эксплуатационных и разведочных скважин. Компания осуществляет гибкий подход и ведет активные работы по внедрению мероприятий, направленных на улучшение качества цементирования повышающиеся требования к качеству цементирования, диктующие необходимость расширения базисной линейки добавок для цементных растворов и разработки новых высокоэффективных композиций с целью сокращения сроков строительства скважин.

Применение системы с использованием комплексно минеральной добавки (далее КМД-2), представляет собой готовую облегчающую смесь. КМД-2 используется в качестве добавки к цементным растворам для снижения плотности цементного раствора с быстрым набором прочностных характеристик. Облегчающая добавка КМД-2 в цементный раствор позволяет получать седиментационную устойчивость тампонажных систем, более высокие показатели в сравнении с базовыми цементами и другими наполнителями и доводками, а также беззудачность.

**Методы (Methods).** В качестве анализа, были взяты ранее наработанные облегчающие составы с применением Алюмосиликатных микросфер, а также системы с содержанием микрокремнезема, бентонита.

**Результаты (Results).** Основной эффект внедряемой системы – это, более высокая прочность цементного камня, получаемая за более короткие сроки структурообразования, тем самым сокращается время ОЗЦ с 24 до 12 часов. Сокращение расхода цемента без потери качества цементирования. Снижение стоимости материалов на скважину.

**Заключение.** Эффект внедряемой системы – это, более высокая прочность цементного камня, получаемая за более короткие сроки структурообразования, тем самым сокращается время ОЗЦ с 24 до 12 часов. Также, снижение давальческого материала Заказчика, цемент, на 20-30%, что позволяет сократить затраты на строительство скважины.

*Автор выражает благодарность Витухину Максиму (Группа компаний «Гранула СпецЦемент») и Нурсканову Василию (ООО «ХИМПРОМ»).*

### Список литературы

1. Пестерев С.В. Новые добавки для эффективного решения технологических задач при цементировании скважин / Пестерев С.В. Фатхутдинов И.Х., Дацков А.В. // Бурение и нефть. – 2010. – № 11. – С. 34-36. – NBLTRD

## **Проведение экспериментальных исследований для определения скорости химической реакции составляющих тампонажных материалов с агрессивными агентами**

**Аннотация.** Важность правильного выбора технологии изоляции сероводородсодержащих пластов в нефтяной промышленности неоспорима. Для обеспечения эффективной защиты от коррозии цементного камня и обсадных труб необходимо уделить особое внимание не только составу и свойствам тампонажного материала, но и способам доставки и гидродинамическим условиям движения суспензии.

Выбор подходящего состава тампонажного материала играет решающую роль в обеспечении надежной защиты обсадных труб от агрессивных веществ, содержащихся в продуктивном пласте. Этот материал должен быть не только химически стабильным, но и обладать высокой прочностью, минимальной проницаемостью и адгезией к обсадным трубам и стенкам скважины.

**Ключевые слова:** тампонажный материал, коррозионно-активный агент, воздействие сероводорода, проницаемость материала, цементный камень, скорость химической реакции.

**Введение.** В современной нефтяной промышленности проблема коррозионного разрушения тампонажного камня является критической и требует глубокого исследования. В данной работе было проведено комплексное исследование, направленное на выявление взаимосвязи между скоростью разрушения тампонажного камня в термобарических условиях скважины, а также в зависимости от концентрации агрессивного агента – сероводорода.

**Методы.** Первым этапом исследований было составление уравнения зависимости скорости разрушения тампонажного камня от термобарических условий и концентрации сероводорода. Была проведена серия лабораторных испытаний на различных образцах тампонажной суспензии и сформированного цементного камня, изучив их поведение в условиях, симулирующих реальные эксплуатационные среды.

Далее был проведен анализ свойств тампонажных составов различных марок, модифицированных реагентами ПАО «Химпром», НПО «Полицелл», НПО «ХимБур-Нефть», а также новый реагент МДС-Na, разработанный на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин СамГТУ. Особое внимание было уделено комплексам на основе этих реагентов. Экспериментальные исследования проведены на современном лабораторном оборудовании, которым оснащена кафедра БНГС.

Следующим этапом наших исследований было определение физико-механических и реологических свойств тампонажных составов в соответствии с требованиями ГОСТ 1581-19. Проведена серия тестов, позволяющих определить оптимальные концентрации реагентов для обеспечения необходимых реологических характеристик суспензий, контроля проницаемости камня и контактных зон, а также обеспечения надежной защиты от коррозии.

**Заключение.** Таким образом, результаты исследований представляют важное практическое значение для нефтегазовой отрасли, позволяя оптимизировать процессы бурения и обеспечить надежную защиту тампонажного камня в условиях повышенной агрессивности в эксплуатирующейся скважине.

#### Список литературы

1. Акзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф., «Химия тампонажных и промывочных растворов».
2. Булатов А.И. и др. Влияние сероводородсодержащих пластовых вод на коррозионную стойкость цементного камня / А.И. Булатов, Н.А. Иванова, Д.Ф. Новохатский // Нефтяное хозяйство.– 1981.– № 7.– С.27-30.
3. Живаева В. В., Камаев Д. Р., Камаева Е. А. Обоснование методики моделирования экспериментального процесса сероводородной коррозии и ее влияния на процесс сцепления цемента. Нефть Газ. Новации, 2017, 1 (1), с.75-80.
4. Камаев, Д.Р. Планирование методики определения параметров тампонажного материала и свойств скважинных жидкостей для оценки времени сохранения эксплуатационных свойств камня за обсадной колонной / Д.Р. Камаев, В.В. Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 11 (359). С. 54-56.
5. Kamaev D. R. Study of the effect of corrosive-active agents on the plugging material destruction processes. Topical issues of rational use of natural resources. XVII International forum-contest of students and young researchers. Under the auspices of UNESCO. Scientific conference abstracts. Volume 1. P.62-64.

## Газо- и водоизоляция скважин с использованием гидрогелевых изоляционных составов на базе реагента «NGT-CHEM-3»

**Аннотация.** Приводятся новые результаты опытно-технологических работ по применению модифицированного тампонажного состава NGT-Chem-3 для газоизоляции, борьбы с катастрофическими поглощениями при бурении скважин, ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны, изоляции выработанного пласта с риском поглощения технологической жидкости. Для увеличения изолирующих свойств тампонирующих экранов возможно комбинирование указанного изоляционного состава с другими материалами. При ограничении газопритока отработано совместное применение самогенирующегося пенно-полимерного состава и реагента NGT-Chem-3; а при ликвидации катастрофического поглощения в процессе бурения и при проведении РИР в поглощающих пластах используется модификация состава NGT-Chem-3 с волокнисто-дисперсными наполнителями – полипропиленовой фиброй и хризотилом.

**Ключевые слова:** частично гидролизованный полиакриламид, органический сшиватель, изоляционный (тампонажный) состав, реагент NGT-Chem-3.

**Введение.** Поиск и разработка новых изоляционных (тампонажных) составов, а также усовершенствование уже известных для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) не теряет свою актуальность, несмотря на большие усилия в разработке новых реагентов и технологий водо- и газоизоляции [1, 2]. Необходимость в проведении поиска объясняется низкой успешностью как работ, ставших уже традиционными, так и реализации новых проектов.

**Методы.** Тампонажные составы тестировались с помощью сдвиговой и осцилляционной реометрии. Также определялись их фильтрационные характеристики. Анализ совокупности свойств позволил выявить оптимальные тампонажные составы и технологии их применения.

**Результаты.** Для газоизоляции в горизонтальных скважинах проведены успешные испытания самогенирующегося пенно-полимерного состава в комбинации с NGT-Chem-3. Для ликвидации зон поглощения в процессе бурения разработана модификация реагента NGT-Chem-3 с волокнисто-дисперсными наполнителями – полипропиленовой фиброй и хризотилом. Разработанная модификация состава NGT-Chem-3 с волокнисто-дисперсными наполнителями прошла успешные испытания при проведении РИР на скважинах с интенсивным поглощением для устранения негерметичностей эксплуатационных колонн и отключения пластов.

**Обсуждение.** Сравнение структурно-механических свойств гидрогелей полиакриламида, сшитого комплексным органическим сшивателем или ацетатом хрома, показало значительное превосходство первых полимерных систем, образованных прочными ковалентными связями, над гелями, получаемыми за счет ионно-координационной связи иона хрома с карбоксильной группой частично гидролизованного полиакриламида. Так, для гидрогеля, образованного высокомолекулярным полиакриламидом (концентрация полимера 1,7 % в растворе) и ацетатом хрома, предельное напряжение сдвига составило 54,0 Па, в то время как для полиакриламида той же концентрации, сшитого органическим

сшивателем – 125,0 Па. Учитывая, что вязкоупругие свойства являются наиболее значимыми для тампонирующих составов, мы с помощью осцилляционной реометрии определили модуль упругости и модуль вязкости ряда полиакриламидов (низкомолекулярного, высокомолекулярного, сульфонированного), взятых в одной и той же концентрации (1,0 %) и сшитых ацетатом хрома и комплексным органическим сшивателем. Как выяснилось, для всех образцов частично гидролизованного полиакриламида гидрогели, сшитые комплексным органическим сшивателем, имеют более высокие структурно-механические характеристики; следовательно, во всех случаях использование комплексного органического сшивателя выглядит заметно предпочтительнее. Последующие опытные работы по ликвидации ЗКЦ в скважинах с ГРП полностью подтвердили правильность выбранного подхода [3].

**Заключение.** Разработанный и сертифицированный в 2014 году специалистами ООО «Уфимский НТЦ» реагент NGT-Chem-3 для ограничения водопритока, путем модификации рецептуры и технологии, позволил расширить область применения технологии тампонирующих материалов, как по видам работ (ограничение газопритока и ликвидация поглощения), так и по пластовым условиям (минерализация и температура).

#### Список литературы

1. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах. СПб : Недра, 2010. 560 с.
2. Земцов Ю.В. Развитие и совершенствование ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири. СПб : Недра, 2014. 319 с.
3. Стрижнев В.А., Вежнин С.А., Каразеев Д.В., Сафаров Ф.Э., Телин А.Г. Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ в различных геолого-промысловых условиях // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 8. С. 49-55.

Кондратюк А.А.<sup>1</sup>, Бабицкая К.И.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> аспирант, Самарский государственный технический университет, инженер 2 категории «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия, da0040@yandex.ru  
<sup>2</sup> к.т.н., доцент каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Самарский государственный технический университет, старший научный сотрудник Бюро ГИП ООО «СамараНИПИнефть» г. Самара, Россия;

## Акустико-химическая обработка призабойной зоны пласта с целью одновременной интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока к скважине

**Аннотация.** Акустико-химическая обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) является высокоэффективным методом воздействия на призабойную зону пласта. Этот метод включает в себя использование ультразвуковых волн и химических реагентов для воздействия на призабойную зону пласта. Акустические волны создают механические колебания, которые способствуют разрушению неорганических отложений, химические реагенты, в свою очередь, растворяют асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО), улучшая проницаемость в призабойной зоне пласта. Разработанный реагент обладает не только растворяющими свойствами, но и способен ограничивать водоприток в сочетании с ультразвуковой обработкой, за счет чего достигается синергетический эффект акустической и химической обработки. Акустико-химическая обработка ПЗП может применяться на различных типах месторождений, в том числе с высоковязкой нефтью и высокой обводненностью продукции.

**Ключевые слова:** акустическая обработка, химическая обработка, вязкость эмульсии, призабойная зона пласта, метод интенсификации добычи нефти, ограничение водопритока.

**Введение (Introduction).** Для поддержания стабильной добычи нефти необходимо применять эффективные методы воздействия на призабойную зону пласта. Снижение проницаемости и емкости ПЗП, а также падение продуктивности скважин может быть вызвано различными факторами: выпадением солей, образованием асфальтосмолопарафиновых отложений, коррозией, перфорацией, попаданием бурового раствора или жидкости глушения в пласт и т. д. Для решения этих проблем существует множество технологических методов, среди которых особое место занимают физико-химические и акустические методы. Сочетание этих методов повышает эффективность воздействия на ПЗП [1, 2, 3].

Ультразвуковое воздействие на пористую среду, насыщенную флюидом, приводит к образованию мельчайших пузырьков-зародышей. Пузырьки пульсируют, сливаются и увеличиваются в размерах. Под высоким давлением они схлопываются, высвобождая большое количество энергии (эффект кавитации). Этот эффект помогает очистить отложения в призабойной зоне пласта, что приводит к снижению фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта [4].

**Методы (Methods).** Стендовые испытания излучателей проводились на специализированной установке. Установка представляла собой цилиндрический реактор диаметром 1250 мм и высотой 1560 мм. Она позволяла проводить эксперименты в режиме прокачки жидкости (расход 10 л/мин) в диапазоне давлений (до 300 атм) и температур (до 90 °С).

Реологические свойства полученных эмульсий определялись с помощью реометра Anton Paar MCR 52 с использованием измерительной системы «плита – плита» PP50 в диапазоне температур от 20 до 60 °С и скорости сдвига от 1 до 100 с<sup>-1</sup>.

Измерение величины межфазного натяжения (МФН) проводилось методом вращающейся капли на видеотензиометре SVT15N (DataPhysics). Капля объемом 6,0-6,4 мкл

вводилась хроматографическим шприцем. Значение МФН каждого образца фиксировалось после достижения равновесия системы.

**Результаты (Results).** Была проведена оценка разрушающей способности кавитации. В обрабатываемую ультразвуковым воздействием среду помещалась рамка с натянутой на ней алюминиевой фольгой. Эффективность акустического воздействия оценивалась по степени разрушения алюминиевой фольги толщиной 50 мкм в течение 10-минутной обработки в ультразвуковом поле на различных (от 10 мм до 150 мм) расстояниях от акустического излучателя. Данные испытания показали, что кавитация способна нанести существенный ущерб алюминиевой фольге, по всему простиранию фольги наблюдаются мелкие и крупные отверстия, крупные отверстия достигают в диаметре 10-50 мм.

Был разработан реагент для проведения акустико-химической обработки призабойной зоны пласта. Основные требования, которые предъявлялись к реагенту это высокая растворяющая способность АСПО и способность создавать высоковязкую эмульсию для создания изолирующего экрана в водонасыщенном пропластке. Разработанный реагент является шестикомпонентным, при контакте с нефтью вязкость снижается в 2-3 раза при скорости сдвига  $40 \text{ с}^{-1}$ . При контакте реагента с водонефтяной эмульсией вязкость снижается в 6 раз. При исследовании влияния реагента на вязкость различных систем, его концентрация составляла 10%. Исследования межфазного натяжения показали, что при увеличении концентрации реагента до 10% межфазное натяжение снижается с 26,3 мН/м до 1,6 мН/м, при увеличении концентрации реагента, межфазное натяжение изменяется не существенно. Эмульсия разработанного реагента с пластовой водой (25% пластовой воды) после обработки ультразвуком повышается до 2345 мПа·с (вязкость эмульсии до ультразвуковой обработки 30мПа·с).

**Обсуждение.** Комбинированная акустико-химическая обработка ПЗС проводится при подаче химреагентов в пласт с последующей их полизвуковой активацией работающим акустическим излучателем, спущенным на геофизическом кабеле в интервал перфорации. За счет синергетических эффектов это позволяет увеличить эффективность обработки ПЗС и ограничить водоприток к скважине.

**Заключение.** Разработанный реагент показал высокую растворяющую способность и в сочетании с ультразвуковым воздействием способен набирать высокую вязкость при контакте с водой. Акустико-химическая обработка способствует: 1) увеличению коэффициента продуктивности скважины; 2) созданию экрана в водонасыщенном пропластке для ограничения водопритока к скважине, снижая обводненность добываемой продукции.

#### Список литературы

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000 – 414 с.
2. Кузнецов О.Л., Ефимова С.А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983 – 193 с.
3. Зубанков Д.А., Бабицкая К.И., Царьков И.В., Чомарян В.Е. Технология акустико-химической обработки призабойной зоны пласта – Ашировские чтения, 2023 – 178 с.
4. Хмелев В.Н., Леонов Г.В., Барсуков Р.В., Цыганок С.Н., Шалунов А.В. Ультразвуковые многофункциональные и специализированные аппараты для интенсификации технологических процессов в промышленности, сельском и домашнем хозяйстве. – Барнаул: АлтГТУ, 2007 – 400 с.
5. Прокопцев В.О. Интенсификация процессов добычи нефти с использованием сонохимической технологии: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.17.08 / Владимир Олегович Прокопцев, науч. рук. М.С. Муллакаев; Москва: Московский государственный университет тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова, 2015. 17 с.

## Исследование взаимодействия портландцементного раствора и камня с моделью высокоминерализованной пластовой воды месторождений Восточной Сибири

**Аннотация.** Рассмотрены методические особенности лабораторных испытаний по оценке коррозионной стойкости тампонажного камня при длительном контакте с пластовой водой. Приведены результаты исследований влияния состояния портландцементной тампонажной системы (раствор или предварительно сформированный камень) на характер взаимодействия с моделью высокоминерализованной пластовой воды месторождений Восточной Сибири. Произведено сопоставление вкладов коррозионной стойкости камня и основных факторов из теории газовой миграции в обеспечение долгосрочной зональной изоляции. Полученные данные могут быть использованы при разработке составов коррозионностойких тампонажных смесей для цементирования обсадных колонн в интервалах водоносных пластов

**Ключевые слова:** тампонажный камень, пластовая вода, минерализация, взаимодействие, коррозионная стойкость.

**Введение (Introduction).** Исследования взаимодействия портландцементного раствора с высокоминерализованной пластовой водой в Восточной Сибири требуют оценки коррозионной стойкости камня. Известные методики весьма длительны по времени [1] – [3] и не всегда позволяют получить достоверные результаты. А значительная сложность процессов коррозионного разрушения камня не позволяет выбрать простые альтернативы. Кроме того, наравне с необходимостью обеспечения коррозионной стойкости камня, имеется желание Недропользователей скорректировать свойства системы в соответствии с требованиями теории газовой миграции, что часто приводит к взаимным противоречиям.

**Методы (Methods).** Для исследований использовался прибор определения расширения/усадки 4268 ES с целью количественных измерений изменения объема тампонажного раствора/камня в процессе твердения. Опыты проводились с контактом раствора/камня с пластовой водой. Изменения в объеме системы «раствор/камень + пластовая вода» фиксировались во времени. Первоначально тестировалась стандартная тампонажная система на основе ПЦТ I-G-CC-1 с пресной водой. Затем проводилось тестирование с пресной и пластовой водой. Использовалась модель пластовой воды Чайядинского НГКМ при  $22 \pm 2$  °С и атмосферном давлении в течение 165-166 часов. После опытов образец камня раскалывался для оценки проникновения воды.

Одновременно, для испытываемых составов тампонажных растворов, на ультразвуковом анализаторе 4265 USA определялось время начала формирования камня и изменения его прочности при контакте с пресной водой в течение 48 ч. Полученные данные в дальнейшем использовались для уточнения времени начала контракции (по времени начала формирования камня), сопоставления интенсивности увеличения прочности камня с интенсивностью поглощения воды по прибору 4268 ES и оценки влияния данного фактора на последующее поглощение пластовой воды предварительно сформированным камнем [4].

**Результаты (Results).** Выполненные исследования позволяют говорить о том, что в случае изначального контакта тампонажного раствора с пластовой водой, объем

поглощаемой пластовой воды и глубина зоны проникновения больше, нежели при условии взаимодействия пластовой воды с предварительно сформированным камнем того же состава.

**Обсуждение.** Полученные экспериментальные результаты подтверждают активное поглощение суспензии тампонажных цементов по сравнению с затвердевшим камнем. Однако различия в процессах взаимодействия и составе продуктов взаимодействия влияют на стойкость к коррозии. Предварительно сформированный камень менее устойчив к коррозии, чем камень, контактирующий с пластовой водой сразу после твердения. Эксперименты рекомендуется проводить с использованием предварительно сформированных образцов камня, а не ждать его полного твердения. В работе также приведен анализ различных стадий и механизмов коррозионного разрушения камня на основании полученных экспериментальных результатов – диффузионного проникновения агрессивных компонентов пластовых флюидов в капиллярно-пористой среде вглубь цементного камня, концентрационной диффузии, электрокапиллярного переноса. Кроме того, приводится сопоставление полученных значений усадки камня и их последствий с возможными нарушениями герметичности крепи из-за длительного критического периода гидратации и высокой водоотдачи. Также приводятся промышленные данные с применением коррозионностойких тампонажных составов и составов с коротким критическим периодом гидратации.

**Заключение.** Процессы изучения коррозионного разрушения тампонажного камня и подтверждения его коррозионной стойкости по отношению высокоминерализованным пластовым водам требуют разработки новой методики, учитывающей процессы диффузионного проникновения агрессивных компонентов пластовых флюидов в капиллярно-пористой среде вглубь цементного камня, концентрационной диффузии, электрокапиллярного переноса как в стадии формирования тампонажного камня, так и в течении дальнейшей его жизни. Кроме того, на основании выполненных исследований можно говорить о более значительном влиянии коррозионной стойкости камня на обеспечение зональной изоляции по сравнению с параметрами, рассматриваемыми теорией газовой миграции, в случае цементирования в интервалах с наличием высокоминерализованных пластовых вод.

#### Список литературы

1. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин – Москва-Краснодар: ООО «Просвещение Юг», 2000. – 277 с.
2. Будников В.Ф., Булатов А.И., Макаренко П.П. Проблемы механики бурения и заканчивания скважин. – М.: Недра, 1996. – 495 с.
3. Булатов А.И., Шаманов С.А. Методы испытания тампонажных материалов. Справочное пособие для инженеров: в 2-х т.т./Ответственный редактор А.И. Булатов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2002. – Т. 2. 296 с.
4. Исследования взаимодействия портландцементного раствора и камня с моделью высокоминерализованной пластовой воды месторождений Восточной Сибири / И.И. Белей, Е.Б. Цыпкин, А.С. Коростелев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 10. – С. 36-43. – DOI 10.30713/0130-3872-2019-10-36-43. – EDN XNKJUB.

## **Опыт подбора композиций для проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов осложненных месторождений Восточной Сибири**

**Аннотация.** В настоящее время активное развитие науки, техники и технологий отмечается на месторождениях гринфилдах Восточной Сибири. В области повышения нефтеотдачи пластов вектор развития направлен на внедрение и масштабирование физико-химических МУН (ФХ МУН). Но процесс реализации проектов ФХ МУН на отложениях кембрийского периода сопряжен с рядом трудностей в виду наличия осложняющих факторов, таких как: высокая минерализация пластовых флюидов, низкая пластовая температура, низкое пластовое давление. Также существуют инфраструктурные и технологические ограничения: отсутствие пресной воды для приготовления композиций ФХ МУН, суровые климатические условия, сложности логистики, конструкция нагнетательных скважин. Данные особенности месторождений Восточной Сибири требуют тщательного подбора технологий и композиций для ФХ МУН, проведения широкого спектра лабораторных исследований рабочих составов и применяемых химических реагентов для их приготовления, а также детальной проработки вопросов с технической стороны реализации проектов ФХ МУН.

**Ключевые слова:** повышение нефтеотдачи пластов, шитые полимерные системы, полиакриламид, ацетат хрома, минерализация пластовых флюидов, Восточная Сибирь, выравнивание профиля приемистости.

В настоящее время потенциальными месторождениями-кандидатами для реализации технологий по обработке продуктивных коллекторов малообъемными закачками составов (физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов) являются месторождения Восточной Сибири. 2021 год стал началом научных изысканий с целью реализации опытно-промышленных работ по внедрению физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении. Данные работы являлись пилотными для Республики Саха (Якутия), отсутствовал опыт подбора технологий и композиций ФХ МУН для данного региона. Осложняющими факторами объекта реализации ОПР ботуобинского горизонта являлись: аномально высокая минерализация пластовой воды до 400 г/л, низкое пластовое давление 14 МПа, «холодная» температура пласта 12 °С, контактные запасы при наличии обширной газовой шапки и подстилающей воды [1].

Среднеботуобинское месторождение введено в промышленную эксплуатацию с 2013 года и характеризуется ростом обводненности добывающего фонда скважин. Особенностью Среднеботуобинского месторождения, как и других аналогов Восточной Сибири, является резкая интенсивность образования промытых зон от системы ППД, за счет разрушения скелета породы и выноса солеотложений. Для борьбы с прорывами воды от ППД на объекте Бт Среднеботуобинского месторождения были подобраны технологии для проведения опытно-промышленных работ по закачке малообъемных составов на нагнетательном фонде скважин с целью кольматации прорывов воды и выравнивания профиля приемистости (ВПП). Для решения жанной задачи выполнен подбор технологий и композиций для ВПП, которые совместимы с высокоминерализованной пластовой водой и высокоминерализованной водой затворения. Рассмотрен ряд современных композиционных составов для ВПП представляющих собой комбинации различных химических реагентов: гелеобразующие составы на основе шитых и вязкоупругих полимерных

систем или неорганических соединений; дисперсные и осадкообразующие системы. По результатам комплекса лабораторных исследований были установлены технологические свойства композиций ВПП, позволяющие подобрать рабочие составы и их компоненты для операций ВПП для условий пласта Бт Среднеботуобинского месторождения.

Наиболее устойчивые к сдвигу и не подверженные влиянию пластовой (высокоминерализованной) воды в условиях пласта Бт Среднеботуобинского НГКМ, являются сшитые полимерные составы на основе ПАА с сшивателем ацетатом хрома. Высокомолекулярные полиакриламиды марок ПНП-1 растворяются в подтоварной воде Среднеботуобинского НГКМ с минерализацией 220-240 г/л в течение 3-4 часов. Качество и прочность гелей при пластовой температуре 12 °С после максимального набора вязкости и структуры характеризуются как умеренно текучий гель с образованием «языка», индекс визуальной оценки которых соответствует гелям при повышенной температуре. Реологические параметры сшитых гелей ПНП-1, затворенных на подтоварной воде выше, чем у образцов на пресной воде. Использование подтоварной воды позволяет получить системы с более высокой вязкостью и прочностью. Предпочтительным составом для пласта Бт из тестируемых ПАА является рабочий состав на основе ПНП-1 с концентрацией 0,7-1,0% на подтоварной воде, поскольку способен образовывать устойчивые к сдвигу экраны со стабильными реологическими свойствами, обладает умеренной вязкостью раствора [2]. Таким образом, в качестве рабочей композиции ВПП были выбраны сшитые полимерные системы на основе полиакриламида и сшивателя (ацетат хрома) в соотношении ПАА:АХ=10:1. Средняя концентрация полимера составила 1%. По результатам лабораторных исследований было установлено время выдержки скважин на структуризацию СПС при пластовой температуре 12 °С, которое составило 7 суток.

Для расширения линейки реагентов ВПП для ботуобинского горизонта выполнены физико-химические исследования гелеобразующих силикатных, алюмосиликатных и полимерных составов, по результатам которых выбрали 2 композиции для исследований в атмосферных условиях и на керне: водорастворимые алюмосиликаты с добавлением ПАВ и осадкообразующий состав на основе жидкого стекла в концентрации 10-12%. По результатам проведенных фильтрационных экспериментов из испытанных технологий ВПП для пласта Бт Среднеботуобинского месторождения можно рекомендовать осадкообразующую технологию на основе силиката натрия (сухая форма). В технологии рекомендуется чередующаяся циклическая закачка раствора силиката натрия с подтоварной водой, а также буферные оторочки пресной воды перед и после оторочки силиката натрия. Концентрация раствора силиката натрия выбирается исходя из приемистости скважины, рекомендуемый диапазон концентраций 8-12% по опыту применения технологии на месторождения Волго-Уральской провинции и Западной Сибири [3].

### Список литературы

1. Шилов А.В. Результаты опытно-промышленной разработки нефтяной залежи ботуобинского горизонта Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения / А.В. Шилов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 7. – С. 55-61.
2. Тагиров К.Д., Черепанова Н.А. Обоснование применимости технологий выравнивания профиля приемистости в терригенных коллекторах Восточной Сибири / Кочетов А.В., Кревер А.С., Иванов Е.Н., Копылов А.В. // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 7. – С. 2630.
3. Земцов Ю.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи : литературно-патентный обзор / Ю.В. Земцов, В.В. Мазаев. – Екатеринбург: ООО «Издательские решения», 2021. – 240 с.

Леушева Е.Л.<sup>1</sup>, Дзыба В.А.<sup>2</sup>, Егорова Е.В.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> к.т.н., доцент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия, Leusheva\_EL@pers.spmi.ru

<sup>2</sup> студент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия,

## Изучение возможности применения порошка из сухих листьев деревьев в качестве добавки в буровой раствор

**Аннотация.** Использование буровых растворов является неотъемлемой частью процесса бурения. Буровые растворы на водной основе за счет применения более экологичных добавок могут удовлетворить повышенные требования к экологии. Влияние добавления различных природных компонентов в состав раствора изучалось многими исследователями, с целью выявления экологически безопасных и эффективных альтернативных материалов уже используемым. Идея добавления листьев обусловлена главным образом их стоимостью и благоприятным воздействием на окружающую среду. Результаты литературного обзора показывают, что применение добавок из различных листьев повышает реологические и снижает фильтрационные характеристики буровых растворов на водной основе. В работе представлены начальные исследования по изучению возможности применения порошка из листьев в составе безглинистого бурового раствора.

**Ключевые слова:** буровой раствор, экологические добавки, природные добавки, порошок из листьев, улучшение реологических свойств.

**Введение.** Исследования по теме уже проводились ранее многими иностранными учеными. Авторами [1] рассматривалось использование в качестве добавки, снижающей фильтрацию бурового раствора, порошок семян зизифуса, а также влияние банановой кожуры на эффективность бурового раствора [2]. Проводились исследования влияния початков кукурузы и отходов сахарного тростника на эффективность бурового раствора, и результаты показали, что как початки кукурузы, так и отходы сахарного тростника могут увеличить вязкость бурового раствора и улучшить реологические свойства [3]. Влияние экстрактов орехов кешью и манго на реологические свойства бурового раствора на водной основе так же рассматривалось в ряде экспериментов, результаты которых показали, что они могут уменьшить коррозионную активность бурового раствора и обладают определенными ингибирующими свойствами [4]. Активно исследовались травяной порошок, порошок из кожуры мандарина и порошок из картофельных очистков в лабораторных экспериментах по регулированию фильтрации и фильтрационного осадка [5]. Проведя литературный обзор, было выявлено, что добавка листьев различных растений улучшает реологические и фильтрационные характеристики буровых растворов на водной основе.

Цель работы – изучить возможность применения порошка из сухих листьев в составе биополимерного безглинистого раствора, оценить возможность снижения концентрации полимерных реагентов в буровом растворе заменив их порошком из сухих листьев.

**Методы.** Описание конкретных методов или методологии исследования, материалов и процедуры, анализ данных. Возможность применения порошка из листьев и их эффективность исследовалась путем проведения испытаний по измерению реологических параметров (пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига, Gel 10s/ Gel 10min) и показателя фильтрации буровых растворов, при этом плотность всех образцов была постоянна (1120 кг/м<sup>3</sup>). Плотность бурового раствора определялась с помощью рычажных весов. Реологические параметры буровых растворов, такие как пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига и Gel 10s/ Gel 10min определялись на ротационной вискозиметре.

**Результаты.** Результаты экспериментальных данных показывают, что добавка в биополимерный безглинистый раствор порошка из листьев увеличивает показатель пластической вязкости и статического напряжения сдвига, но при этом повышения показателя динамического напряжения сдвига не происходит. При снижении концентрации ПАЦ в растворе и увеличении содержания порошка из листьев реологические параметры сначала снижаются, на определенных концентрациях изменение прекращается, а при дальнейшем изменении снова начинается снижение.

Показатель фильтрации исследуемых композиций с добавкой порошка из листьев примерно на одном уровне и ниже фильтрации базового раствора. Это связано с увеличением содержания твердой фазы в буровом растворе, за счет чего формирование фильтрационной корки происходит быстрее.

**Обсуждение.** Добавка порошка из листьев в базовый раствор повышает пластическую вязкость и статическое напряжение сдвига раствора и в небольшой степени снижает динамическое напряжение сдвига и показатель фильтрации.

При проведении дальнейших экспериментов было получено, что возможно уменьшить концентрацию ПАЦ ВВ и ПАЦ НВ и «заменить» их на порошок из листьев. Дальнейшее снижение концентрации ПАЦ приводит к значительному снижению реологических показателей, что отрицательно скажется на выносной способности бурового раствора.

**Заключение.** Полученные результаты показывают возможность использования порошка из листьев в составе биополимерного безглинистого раствора. Представленные исследования только первый шаг в изучении возможности применения листьев в составе буровых растворов. Дальнейшие исследования необходимо посвятить оценке термостабильности буровых растворов с добавкой порошка из листьев, а также влияния размера фракции добавляемого порошка. Но даже на основании первых экспериментов ясно, что для повышения экологичности буровых растворов возможно использование порошка листьев.

#### Список литературы

1. Amanullah, M., Ramasamy, J., Al-Arfaj, M. K., & Aramco, S. Application of an indigenous eco-friendly raw material as fluid loss additive. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139, 191-197.
2. Onwuachi-Iheagwara, P. N. Comparative analysis of the use of banana peels and NaOH in Ph control in Nigerian clays. *Journal of the Nigerian Association of Mathematical Physics*, 30, 197-202.
3. Iranwan, S., Azmi, A., & Saaid, M. Corn cobs and sugar cane waste as viscosifier in drilling fluid. *Pertanika Journal of Science & Technology*, 17(1), 173-181.
4. Omotioma, M., Ejikeme, P. C. N., & Mbah, G. O. Comparative analysis of the effects of cashew and mango extracts on the rheological properties of water based mud. *Journal of Engineering Research and Applications*, 4, 56-6.
5. Al-Hameedi, A. T., Alkinani, H. H., Dunn-Norman, S., Alkhamis, M. M., Alshammari, A. F., Al-Alwani, M. A., & Mutar, R. A. (2019, June). Controlling Drilling Fluid Properties Using Bio-Degradable Environmental Friendly Additives: Comparison Between Conventional Chemical (PAC-LV) and Eco-Friendly Drilling Fluid Additives. In ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium.

## Оценка возможности применения порошка яичной скорлупы в составе бурового раствора на водной основе

**Аннотация.** Химические реагенты (добавки), применяемые для обеспечения необходимых свойств буровых растворов, могут являться токсичными и оказывать негативное влияние на окружающую среду. В работе поставлена задача оценки возможности применения новых добавок, не только обеспечивающих процесс бурения в любых, в том числе затрудненных условиях, но и не загрязняющих окружающую среду. Для получения новых экологически чистых буровых растворов и решения проблемы накопления пищевых отходов возможно применение измельченной яичной скорлупы в качестве биоразлагаемой добавки, способствующей улучшению свойств раствора. Показано, что добавка яичной скорлупы для улучшения реологических свойств и в качестве утяжелителя раствора не уступает мелу.

**Ключевые слова:** буровые растворы, реологические характеристики, экологически чистые добавки, порошок яичной скорлупы (ПЯС), мел, вязкость.

В настоящее время в промышленности всё чаще начинают использовать экологически безопасные добавки. Специальные химические реагенты, применяемые для обеспечения необходимых свойств буровых растворов, являясь токсичными продуктами длительного действия, оказывают негативное влияние на окружающую среду. Стоит задача разработки новых буровых растворов, не только обеспечивающих процесс бурения в любых, в том числе затрудненных условиях, но и не загрязняющих окружающую среду [1, 2]. При этом один из наиболее важных вопросов – это экономическая составляющая решения поставленной задачи.

Использование  $\text{CaCO}_3$  в качестве закупоривающего агента (кольматанта) широко используются для борьбы с поглощениями во время бурения, благодаря своим механическим и химическим свойствам, которые устойчивы к перепадам давления, а также к ударам и пульсациям в стволе скважины. Кроме того, карбонат кальция растворим кислотой, что делает его предпочтительным реагентом для вскрытия продуктивных пластов. Основным компонентом яичной скорлупы является  $\text{CaCO}_3$  – на 94%, фосфат кальция и карбонат магния составляют по 1%, остальные органические вещества – 4% [3, 4].

С целью получения новых экологически чистых буровых растворов и решения проблемы накопления пищевых отходов предлагается применять измельченную яичную скорлупу в качестве биоразлагаемой добавки, способствующей улучшению фильтрационных и реологических свойств раствора.

При добавлении порошка яичной скорлупы в глинистый раствор (бентонит 60 г/л) на водной основе, раствор имел следующие показатели, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Показатели глинистого раствора [составлено авторами]

Концентрация г/л		Плотность кг/м <sup>3</sup>	Эффективная вязкость	ДНС	Пластич. вязкость	Gel 10с	Gel 10мин
ПЯС	Мел						
0	0	1020	2	1,92	0	1	1
5	0	1030	2	1,92	0	1	2
10	0	1030	2,5	1,44	1	2	3
15	0	1040	3	1,92	1	2	3
20	0	1050	3	1,92	1	2	3
25	0	1060	3	1,92	1	2	3
0	25	1060	3	1,92	1	3	3

Вторая серия экспериментов была проведена на безглинистом растворе с добавлением загустителей и понизителей водоотдачи, растворы с добавлением порошка яичной скорлупы и мела показатели следующие значения, занесённые в таблицу 2.

Таблица 2

Показатели безглинистого раствора [составлено авторами]

Добавка	Концентрация г/л	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Эффективная вязкость	ДНС	Пластическая вязкость	Gel 10с	Gel 10 мин
ПЯС	80	1030	27,5	4,3	23	5	7
мел	80	1050	27,5	9,1	18	6	8

Отметим, что, несмотря на схожий химически состав обоих веществ, плотности у них разные, что говорит о разных коагулирующей и седиментационной устойчивости (что требует дальнейших исследований).

В работе показано, что добавка порошка яичной скорлупы для улучшения свойств бурового раствора на водной основе и в качестве утяжелителя не уступает мелу по характеристикам, что делает порошок яичной скорлупы весьма перспективным реагентом для его использования на производстве.

*Авторы выражают признательность Санкт-Петербургскому горному университету императрицы Екатерины II за поддержку и возможность проведения исследования.*

### Список литературы

1. Medved I., Mijić P., Kuhar B. Drilling mud properties with added egg shell // International Scientific Journal Innovations. – 2023. – Iss.1. – P. 26-29.
2. Rosnah R., Taslim N.A., Aman A.M. Physicochemical Characteristics of Chicken Eggshell Flour Produced by Hydrochloric Acid and Acetic Acid Extraction // Int. J. Medical Sci. – 2021. – Vol. 9. – P. 428-431. <https://doi.org/10.3889/oamjms.2021.6238>
3. Basfar S., Elkatatny S. Micronized calcium carbonate to enhance water-based drilling fluid properties // Scientific Reports – 2023. – No 13. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-45776-y>
4. Houda Sid A.N.E., Tahraoui H., Kebir M., Bezzekhami M.A. Comparative Investigation of the Effect of Eggshell Powder and Calcium Carbonate as Additives in Eco-Friendly Polymer Drilling Fluids // Sustainability – 2023. – Vol.15, 3375. DOI: 10.3390/su15043375.

Лосев А.П.<sup>1</sup>, Бачурин И.И.<sup>2</sup>, Ватузов С.М.<sup>3</sup>, Елизаров А.А.<sup>4</sup>, Савельева Я.Л.<sup>5</sup>

<sup>1</sup> к.т.н., доцент, генеральный директор, ООО НИИЦ «Недра-тест», г. Москва, Россия, losev@nedratest.ru

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

<sup>3</sup> техник, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва, Россия

<sup>4</sup> ведущий инженер по бурению, ООО НИИЦ «Недра-тест», г. Москва, Россия

<sup>5</sup> руководитель Центра физико-химических исследований, ООО НИИЦ «Недра-тест», г. Москва, Россия

## Особенности реологических измерений глинистых суспензий

**Аннотация.** Описаны проведенные в ходе подготовки нового стандарта на глинопорошки для буровых промывочных жидкостей исследования суспензий марочных бентопорошков и палыгорскита. Обсуждаются результаты измерения кривых течения, эффективной вязкости от времени измерений, условий предварительного перемешивания суспензий. Проведён анализ условий течения суспензий в ячейках вискозиметров различной конструкции: ВСН-3, OFITE 900, Rheotest RN4. Получены характеристики режима течения. Показано, что при переходе в общей промышленной практике к использованию стандартных вискозиметров по ИСО 10414-1 значение «стандартной эффективной вязкости промывочной жидкости» 20 мПа·с должно быть скорректировано в меньшую сторону. Сформулировано предложение о включении в стандарт положения об обязательном интенсивном перемешивании суспензий непосредственно перед измерениями эффективной вязкости.

**Ключевые слова:** глинопорошок, промывочная жидкость, стандарт, реология, эффективная вязкость, псевдопластическая жидкость, тиксотропия.

Реология глинистых суспензий как неньютоновских жидкостей с проявлением эффектов тиксотропии достаточно хорошо описана с конца прошлого века как в академической, так и в отраслевой печати [1-3]. Тем не менее, последние достоверные сведения только начинают применять в буровой практике, несмотря на попытки авторитетных специалистов унифицировать подходы к реологическим измерениям глинистых суспензий [3, 4]. Инициированный государством переход к независимой системе стандартов заставил вновь обратиться к методическим вопросам определения технологических характеристик глинопорошков для бурения.

Водные суспензии глинопорошков марок А, Б (модифицированные бентониты) и П (палыгорскита) по проекту стандарта СТО ИНТИ S.100.37, глинопорошка ПБН по ТУ 39-0147001-105-93 и стандартного материала «API Calibration Bentonite» исследовали при комнатной температуре на аттестованных реометрах Rheotest RN 4.1 (ячейка Н1) и OFITE 900 (ячейка R1B1) в диапазоне скоростей сдвига 200-1500 с<sup>-1</sup>. Параметры режима течения, параметры реологических моделей, статистические оценки получали аналитически и с использованием программного обеспечения EasyPlot.

Рассчитаны условия течения суспензий в ячейках вискозиметров различной конструкции: ВСН-3, OFITE 900, Rheotest RN 4.1. Получены скорости сдвига и числа Рейнольдса [5] в условиях измерений по ИСО 13500 и ТУ 39-0147001-105-93. Во всех случаях режим течения ламинарный, однако скорости сдвига разнятся вдвое. Получены кривые течения суспензий, рассчитаны зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига. Проведены отдельные измерения эффективной вязкости от времени при скоростях сдвига 664 с<sup>-1</sup> (условия течения в ВСН-3) и 1021 с<sup>-1</sup> (в вискозиметрах по ИСО) с предварительным перемешиванием суспензий. Показано, что при переходе в общей промышленной практике к использованию стандартных вискозиметров по ИСО 10414-1 (фирм «Fann», «OFITE», «Haitongda», «TauPusLab» и т.п.) значение «стандартной эффективной вязкости промывочной жидкости» 20 мПа·с должно быть скорректировано в меньшую сторону, что обусловлено практически вдвое большей скоростью сдвига в вискозиметрах по ИСО, а также природой глинистых суспензий, проявляющих псевдопластические свойства. Временные зависимости напряжения сдвига, полученные в ходе

снятия кривых течения (плавное изменение скоростей сдвига с темпом не более  $500 \text{ с}^{-1}/\text{ч}$ , без предварительного перемешивания), имеют отрицательный наклон, т.е. регистрируется как бы «разжижение» систем в процессе измерения.

Полученные кривые течения всех суспензий в заданном диапазоне скоростей сдвига хорошо описываются уравнением реологической модели Шведова-Бингама. При подробном анализе кривых течения, получаемых ступенчатым изменением скорости сдвига, установлено заметное разжижение суспензий в процессе измерения. Сформулировано предположение о радиальном расслаивании потока в зазоре вискозиметра в условиях тиксотропного загущения систем в состоянии покоя перед измерениями [1, 6]. Проверочные опыты по измерению зависимостей эффективной вязкости от времени после интенсивного перемешивания показали, что в пределах 5-10 мин значения эффективной вязкости стабильны (в пределах погрешности), что может указывать на однородность потока. Сформулировано предложение о включении в стандарт СТО ИНТИ положения об обязательном интенсивном перемешивании суспензий непосредственно перед измерениями эффективной вязкости.

Практическая значимость работы заключается в том, что впервые с начала 1990-х гг. проведён публичный эксперимент в целях обоснования нового отраслевого стандарта на глинопорошки для буровых промывочных жидкостей. Измерения и их обработку проводили непосредственно в присутствии группы заинтересованных экспертов Института нефтегазовых технологических инициатив, ООО «Газпромнефть НТЦ» и производителей глинопорошков для бурения: ГК «Бентонит», ООО «Баулюкс», АО «Керамзит».

*Авторы признательны Леониду Ивановичу Воеводину, проф. Игорю Николаевичу Евдокимову, проф. Евгению Григорьевичу Леонову и Андрею Сергеевичу Яковлеву за переданный опыт, ценные рекомендации и возможность организации публичных экспериментов.*

### Список литературы

1. Coussot, P. *Mudflow Rheology and Dynamics* (1st ed.). London: Routledge, 1997. – 272 p. DOI: 10.1201/9780203746349.
2. Кирсанов, Е.А. Неньютоновское течение структурированных систем. IV. Полная реологическая кривая течения / Е.А. Кирсанов, Ю.Н. Тимошин // *Жидкие кристаллы и их практическое использование*. – 2013. – № 2(44). – С. 52-61. – EDN QCFXCV.
3. Рябченко, В.И. Пути совершенствования методов контроля структурно-реологических свойств тиксотропных глинистых буровых растворов. Реометрия глинистых буровых растворов с учетом тиксотропии (часть 1) / В.И. Рябченко, Л.С. Пальчикова // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. – 2016. – № 10. – С. 28-35. – EDN WYAFMV.
4. Особенности реологических измерений глинистых суспензий / А.П. Лосев, И.И. Бачурин, С.М. Вагузов [и др.] // *Бурение и нефть*. – 2024. – № 7-8. – С. 72-75. – DOI 10.62994/2072-4799.2024.79.50.012. – EDN RJBPXO.
5. Малкин, А.Я. Реология: концепции, методы, приложения : пособие / А.Я. Малкин, А.И. Исаев. – Санкт-Петербург : Профессия, 2017. – 560 с.
6. Евдокимов, И.Н. Структурные характеристики промысловых водонефтяных эмульсий / И.Н. Евдокимов. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2012. – 478 с. – (Национальный исследовательский университет). – ISBN 978-5-91961-056-4. – EDN GZZRCZ.

Лунева А.И.<sup>1</sup>, Казакова П.Ю.<sup>1</sup>, Павельев Р.С.<sup>2</sup>, Губайдуллин Ф.А.<sup>3</sup> Варфоломеев М.А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> лаборант, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия, moonlanka23@gmail.com

<sup>2</sup> к.х.н., в.н.с., Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., с.н.с., Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

## Разработка и исследование составов на основе полиакрилатов для ремонтно-изоляционных работ и выравнивания профиля приемистости

**Аннотация.** В данной работе представлены результаты разработки составов на отечественном сырье в рамках импортозамещения зарубежных аналогов, для технологии ограничения водопритока на высокообводненных коллекторах. Эффективность синтезированных составов доказана на основе лабораторных исследований как в «свободном объеме», так и результатами фильтрационных исследований.

**Ключевые слова:** полимерные комплексы, выравнивание профиля приемистости, ремонтно-изоляционные работы, повышение нефтеотдачи пластов, обводненность, матричная полимеризация.

**Введение (Introduction).** Одним из наиболее часто встречающихся осложнений при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) и выравнивания профиля приемистости (ВПП) является наличие негерметичности эксплуатационной колонны (Э/К) и заколонная циркуляция (ЗКЦ), что существенно снижает эффективность проводимых геолого-технических мероприятий [1].

Последнее связано с необходимостью предварительной ликвидации ЗКЦ и негерметичности Э/К, что как правило требует: применения принципиально других ремонтно-изоляционных составов (РИС), в отличие от РИС для РИР и ВПП – гель-цемент, тампонажные смолы и т. д., повышенного расхода вязкоупругих составов на основе полиакриламида или полисахаридов (ксантановая, гуаровая камеди), применяемых для РИР и ВПП. Вследствие чего актуальным вопросом является разработка импортозамещенных реагентов, на основе коммерчески доступного отечественного сырья, имеющих преимущества над зарубежными аналогами – полиакриламидами и камедями [3].

**Методы (Methods).** Проведение синтеза осуществлялось по классической методике матричной полимеризации – путем смешения реагентов в виде их растворов и дальнейшей полимеризации раствора при нагреве.

Образцы сушили с помощью сушильного шкафа при 70 °С. Количественная оценка влажности образца производилась влагомером I-Thermo 163М.

Исследования вязкости раствора образцов полимерных и сшитых гелевых систем производились с помощью ротационного вискозиметра Brookfield DV3TLVTJ0. Фильтрационные исследования проводились на фильтрационной установке СМП-ФЕС3А при пластовых условиях.

Выбор данных методов исследования и оборудования позволил провести комплексный анализ реагентов, сопоставить полученные образцы с коммерческими аналогами и выявить лидирующие соединения.

**Результаты (Results).** Был разработан и исследован ряд интерполимерных комплексов (далее ИПК) на основе акриловой кислоты и различных полимерных матриц [2]. Для получения ИПК была проведена матричная полимеризация – процесс, в котором рост макромолекул полимера (дочернего полимера) осуществляется вдоль и под контролем других макромолекул (матриц), предварительно введенных в реакционную систему, структурно и химически комплементарных по отношению к мономеру. Нами были исследованы такие классы полимерных матрицы как катионные, анионные и неионогенные.

При исследовании синтезированных образцов было выявлено влияние добавления матриц на вязкость и сшиваемость конечного образца ИПК. Выбрана лидерная матрица, способная как придавать высокую вязкость конечному ИПК, так и образовывать гель-полимер в присутствии хромовых сшивателей – простой полиэфир производства ПАО «Сибур Холдинг» с вязкостью до сшивки 16 985 сПз и после сшивки более 450 000 сПз. Была показана стабильность полимеров в условиях кислородного окисления образцов ИПК, а также их способность к растворению в водопроводной и в минерализованной воде. ИПК растворялись и сшивались в воде минерализацией до 50 г/л.

**Обсуждение.** В ходе проведенного исследования была установлена принципиальная возможность разработки составов на отечественном сырье в рамках работ по импортозамещению зарубежных аналогов.

**Заключение.** Проведенные выше исследования показывают принципиальную возможность получения реагентов для РИР и ВПП на основе отечественного сырья. Синтезированные образцы помимо самой возможности сшивки, демонстрируют также высокие показатели вязкости, что выделяет их на фоне коммерческих аналогов.

*Работа выполнена в рамках Программы стратегического академического лидерства Казанского федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030) и финансируется за счет субсидии, выделенной Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по договору № 075-15-2022-299 от 15.04.2022 для реализации программы научно-исследовательского центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».*

#### Список литературы

1. Seright R., Brattekas B. Water shutoff and conformance improvement: An introduction // Petroleum Science. – 2021. – Т. 18. – С. 450-478.
2. Воробьева Е.В. Полимерные комплексы и гидрогели на основе полиакриловой кислоты и поливинилового спирта // Доклады Национальной академии наук Беларуси. – 2020. – Т. 64. – № 1. – С. 55-62.
3. Tusupkaliev E.A. et al. Исследование модифицированного полиакриламида для вытеснения нефти // Chemical Journal of Kazakhstan. – 2023. – № 2.

**Нурсканов В.Д.<sup>1</sup>, Часовских В.Р.<sup>2</sup>, Шатунова А.В.<sup>3</sup>**

<sup>1</sup> начальник отдела продвижения химических реагентов для цементирования скважин, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия, v.nurskanov@himprom-group.ru

<sup>2</sup> менеджер по работе с ключевыми клиентами и технической поддержке, ООО «Цементум Волга», г. Москва, Россия, vadim.chasovskikh@cementum.ru

<sup>3</sup> начальник лаборатории цементных и тампонажных систем, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия, a.shatunova@himprom-group.ru

## **Оценка эффективности использования новых реагентов и тампонажных систем при проведении работ по первичному цементированию**

**Аннотация.** Работа посвящена опытно-промышленным испытаниям материалов и тампонажных систем ООО «Химпром». Показаны наиболее эффективные решения, позволяющие добиться высокого результата качества крепления обсадных колонн.

**Ключевые слова:** крепление скважин, цементные растворы, тампонажные растворы, понизители фильтрации, газоблокаторы, облегченные цементные растворы, расширяющиеся и преднапряженные цементные растворы.

**Введение.** Одним из определяющих направлений повышения эффективности строительства скважин в сложных горно-геологических условиях является надежное и качественное крепление обсадных колонн.

Качество крепления обсадных колонн зависит от целого ряда факторов.

В первую очередь это технические приемы, тампонажные составы и материалы, используемые при проведении работ.

Немаловажную роль играет исключение влияния, так называемого человеческого фактора. Данный фактор возможно исключить или снизить его влияние, используя высокоэффективные химические реагенты, достаточно универсальные для применения в широком диапазоне температур и давлений, в различных горно-геологических условиях.

**Методы и Результаты.** В настоящее время ООО «Химпром» с целью улучшения качества крепления скважин использует большое количество разнообразных технических решений, основанных на применении реагентов-регуляторов. В 2023 году были проведены опытно-промышленные испытания и получены положительные заключения следующих материалов и тампонажных составов:

- использование расширяющихся или преднапряженных тампонажных систем,
- использование составов с пониженной фильтратоотдачей на основе высокоэффективных сополимеров АА, отличающихся универсальностью и низким расходом, возможностью применения как с цементами нормальной плотностью, так и с облегченными растворами,
- применение газоблокирующих реагентов, на основе растворов латексного полимера,
- применение облегченных составов на основе цемента заводского производства от компании «Цементум – Волга».

**Заключение.** Эффективность применяемых технологий оказывает существенное влияние на ход проведения работ по первичному цементированию, через возможность корректного лабораторного подбора цементных составов, исключения ошибки

при приготовлении растворов в промышленных условиях, сходимости и воспроизводимости результатов лабораторных испытаний.

Опытно-промышленные испытания показали целесообразность применения максимально универсальных решений, работающих в широком диапазоне температур и горно-геологических условий.

#### Список литературы

1. Технология РИР – отсечение межпластовых перетоков по стволу скважин // Бурение и нефть. – 2010 г.
2. Федоров К.М., Печёрин Т.Н. Математическая модель формирования и развития заколонных перетоков // Вестник государственного университета. – 2008 – № 6 – с. 73-80.
3. Анализ причин и мероприятия по предотвращению заколонных перетоков (в условиях Восточно-Сургутского месторождения) НГДУ «Сургутнефть» [Электронный ресурс], URL: <http://www.myshared.ru/slide/1350589/?ysclid=li48hev4gz842843788>.
4. Н.И.Николаев, Лю Хаоя, Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода // Интернет журнал Нефтегазовое дело. – 2016.

Плотникова И.Н.<sup>1</sup>, Краснов Д.В.<sup>2</sup>, Былинкин Р.А.<sup>3</sup>, Тамочкин М.Н.<sup>4</sup>, Ся Вэньхуа<sup>5</sup>,  
Ескин К.В.<sup>6</sup>, Хайртдинов Р.К.<sup>7</sup>, Володин С.А.<sup>8</sup>, Мифтахов Ф.И.<sup>9</sup>

<sup>1</sup> д.г.-м.н., начальник ОСП «ИПИ» АН РТ, г. Казань, Россия, irena-2005@rambler.ru

<sup>2</sup> начальник отдела МУН и НИОКР, АО «СНПХ», г. Казань, Россия

<sup>3</sup> старший научный сотрудник отдела МУН и НИОКР, АО «СНПХ», г. Казань, Россия

<sup>4</sup> директор по развитию, «Hilong», г. Москва, Россия

<sup>5</sup> директор по повышению нефтеотдачи пласта, «Hilong», г. Москва, Россия

<sup>6</sup> заместитель генерального директора, ГК «Моментум», г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>7</sup> главный геолог, ЗАО «Кара-Алтын», г. Альметьевск, Россия

<sup>8</sup> заместитель начальника, ОСП «ИПИ» АН РТ, г. Казань, Россия

<sup>9</sup> к.т.н., главный геолог, АО «Нефтеконсорциум МНК», г. Альметьевск, Россия

## Тестирование реагента FlexNano для увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарстана

**Аннотация.** В статье приведены результаты впервые проведенного в России тестирования нано реагента FlexNano, разработанного в китайской компании Hilong и используемого для увеличения нефтеотдачи пластов с высоковязкими нефтями. На примере нефти и образцов керна двух нефтяных месторождений Татарстана проведено изучение физико-химических свойств нано-реагента, характера его взаимодействия с нефтью и пластовой водой месторождений, а также выполнены фильтрационные эксперименты, показавшие способность нано-реагента увеличивать коэффициент нефтевытеснения на 8,7-16,7%.

**Ключевые слова:** нефть, нефтеотдача, нефтевытеснение, химические реагенты, нано реагент, FlexNano, сложнопостроенные коллекторы, вязкость.

**Введение.** Для малых нефтяных компаний (МНК) Татарстана всегда был и остается актуальным вопрос подбора эффективных реагентов для увеличения нефтеотдачи, применение которых могло бы стать рентабельным в условиях современной отмены льгот на добычу трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), к которым относятся залежи высоковязкой нефти в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

В связи с этим целесообразно вести поиск и подбор новых химических реагентов и технологий их использования, увеличивающих нефтеизвлечение нефти из недр в условиях сложного геологического строения коллекторов и высоких значений плотности и вязкости добываемой нефти. В качестве нового экспериментального реагента, который может быть рекомендован нефтедобывающим компаниям как альтернатива более дорогим полимерным составам, используемым в настоящее время, предложен реагент FlexNano.

**Объект исследования.** В ходе проведения научных экспериментальных работ было выделено два основных объекта исследования. Первый – сам реагент FlexNano (далее – нано реагент), представленный компанией Hilong. Второй – карбонатные породы башкирского яруса на примере которых был изучен процесс нефтевытеснения при воздействии нано-реагентом на породы-коллекторы продуктивного пласта.

**Целью работ** являлось тестирование нано-реагента для изучения эффективности его воздействия на высоковязкую нефть и оценки возможности его применения на месторождениях высоковязких нефтей в сложнопостроенных карбонатных коллекторах нижнего и среднего карбона.

**Методы.** Исследования проводились в два этапа: на первом с использованием нефти Некрасовского нефтяного месторождения, аналога пластовой воды и насыпной модели; на втором – с использованием нефти, керна и пластовой воды Аканского нефтяного месторождения.

**Результаты.** Реагент FlexNano представляет собой водную дисперсионную систему, содержащую в составе нанопорошок FlexNano и композицию ПАВ. FlexNano – порошок черного цвета, который представляет собой листовой наноматериал толщиной всего 1–2 нм.

Реагент FlexNano обладает:

- низкой коррозионной активностью, которая составляет  $0,063 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ ;
- снижением межфазного натяжения на границе с керосином до  $0,69 \text{ мН}/\text{м}$ ;
- совместимостью с пластовой водой и нефтью;
- высокой отмывающей способностью нефти со стеклянной поверхности во времени.

Выполнение фильтрационных испытаний показало, что реагент FlexNano повышает коэффициент вытеснения из модели обводненного нефтяного пласта Некрасовского и Аканского месторождений на 8,7-16,7% за счёт сочетания реагентной FlexNano обработки и смены режима закачки вытесняющей пластовой воды.

Изменение (ухудшение) коэффициента проницаемости по воде после закачки реагента FlexNano не отмечено.

Взаимодействие нефти с реагентом FlexNano не приводит к ее химическим изменениям. Реагент не обладает химической или каталитической активностью и не приводит к возникновению в нефти новообразованных соединений.

Значимость протестированного реагента для увеличения нефтеизвлечения высоковязких нефтей без применения паротеплового воздействия очевидна и непременно вызовет внимание и интерес со стороны представителей нефтяных компаний Татарстана и России.

## Опыт разработки полимерных составов для повышения коэффициента охвата заводнением

**Аннотация.** Разработка нефтяных месторождений на завершающей стадии связана с низкими темпами отбора нефти от начальных извлекаемых запасов, низкими объемами годовой добычи нефти и высокой обводненностью. Физико-химические МУН позволяет получить до 92% дополнительной добычи нефти. Однако эффективность полимерного воздействия снижается, что может быть связано:

- снижением прочности, разрушением и выносом из пласта геля вследствие уменьшения концентраций компонентов;
- низкой проникающей способности геля в поры вследствие увеличения вязкости при повышении концентрации компонентов.

Предложены новые сшитые полимерные и полимер-дисперсные системы для внутрипластовой водоизоляции в неоднородных терригенных коллекторах, температуростойкие полимерные составы для внутрипластовой паро- и водоизоляции в неоднородных терригенных коллекторах на месторождениях ВВН и СВН.

**Ключевые слова:** нефтяное месторождение, неоднородный терригенный коллектор, обводненность, полимерный состав, коэффициент охвата, коэффициент извлечения нефти.

**Введение (Introduction).** Согласно исследованиям ИНГГ СО РАН наибольший объем добычи «трудноизвлекаемой» нефти в 2020 г. пришёлся на месторождения с высокой степенью выработанности [1]. Нефтяным месторождениям на завершающей стадии характерны низкие темпы отбора нефти от начальных извлекаемых запасов, низкие объемы годовой добычи нефти и высокая обводненность. Применение физико-химических МУН на данных месторождениях позволяет получить до 92% от дополнительной добычи нефти. Несмотря на это, полимерное воздействие имеет невысокую эффективность по ряду возможных причин:

- снижение прочности, разрушение и вынос из пласта геля вследствие уменьшения концентраций компонентов;
- низкая проникающая способность полимерного состава в поровое пространство вследствие увеличения вязкости при повышении концентрации компонентов [2].

В связи с этим требуется совершенствование технологии внутрипластовой водоизоляции с целью увеличения коэффициента охвата заводнением.

**Методы (Methods).** Алгоритм подбора полимерного состава для технологии внутрипластовой водоизоляции основывается на поэтапном анализе геолого-промысловых данных с целью:

- определения причины обводнения добывающих скважин;
- обоснования участка для проведения внутрипластовой водоизоляции в зонах с максимальными остаточными извлекаемыми запасами (ОИЗ) нефти;
- разработка полимерного состава в геолого-физических условиях нефтяного месторождения на завершающей стадии с неоднородным терригенным коллектором.

Существует различные причины обводнения добывающих скважин, которые идентифицируются с помощью инструментальных (промыслово-геофизические, геохимические и трассерные исследования), гидродинамических и промыслово-аналитических методов (корреляционный метод, статистический метод, метод Меркуловой-Гинзбурга, метод Чена, метод Сирайта и Новатного) [3]. Среди них наиболее унифицированным методом

можно выделить метод Чена, позволяющий распознать различные причины обводнения: наличие заколонной циркуляции (ЗКЦ); нарушение герметичности эксплуатационной колонны (ЭК); трещиноватость пласта; продвижение водонефтяного контакта (ВНК); конусообразование; прорыв воды по высокопроницаемому пропластку. Идентификация причины роста обводненности осуществляется путем построения и анализа диагностических кривых зависимостей водонефтяного фактора (ВНФ) и производного ВНФ.

После определения причины обводнения требуется обоснование участка с ОИЗ для проведения внутрислоистой водоизоляции с целью устранения прорыва фронта нагнетаемой воды и повышения коэффициента охвата пласта заводнением. С целью определения зон с остаточной нефтенасыщенностью используют инструментальные, в т.ч. геофизические (С/О каротаж, ИННК), гидродинамические (ГДИ) и т.д., и аналитические методы. К последнему относится ретроспективный анализ геолого-промысловых данных с последующим расчетом и построением карт ОИЗ.

Разработка полимерного состава для конкретных геолого-промысловых условий требует последовательные лабораторные исследования в свободных объемах, кинетические исследования, томографические и фильтрационные исследования.

**Результаты и обсуждение (Results and Discussion).** По результатам лабораторных исследований были разработаны сшитые полимерные системы для внутрислоистой водоизоляции в терригенных неоднородных коллекторах, применение которых может привести к снижению обводненности от 4 до 21% и приросту коэффициента вытеснения нефти до 30%. Установлено, что применение полимер-дисперсных систем на основе шлама производства нефтедобычи и нефтепереработки может привести к снижению обводненности от 3 до 20% и приросту коэффициент вытеснения нефти до 19%. Создание прочного гелевого экрана и внутрислоистой паро- и водоизоляции в условиях высоких температур (до 300 °С) может быть обеспечено за счет температуростойких полимерных составов.

**Заключение.** Современные технологические вызовы требуют совершенствования химических МУН, в т.ч. внутрислоистой водоизоляции, с целью повышения коэффициента извлечения нефти. Разработаны линейка полимерных составов с повышенной проникающей и изолирующей способностью для регулирования фильтрационных потоков в неоднородных терригенных коллекторах, в т.ч. для месторождений ВВН и СВН. При моделировании процесса закачки сшитых полимерных составов необходимо учитывать особенности их поведения как в свободном, так и в поровом объеме.

### Список литературы

1. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. и др. Нефтегазовый комплекс России – 2020: в 4 ч. / И.В.Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная и др.; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2021. Часть 1. Нефтяная промышленность–2020: долгосрочные тенденции и современное состояние. – 88 с.
2. Раупов И.Р. Технология внутрислоистой водоизоляции терригенных коллекторов с применением полимерных составов и оптического метода контроля за процессом: дисс. канд. техн. наук. Санкт-Петербургский горный университет. – СПб., 2016. – 143 с.
3. Chan K.S. Water control diagnostic plots // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, TX, USA: SPE, 1995. Article ID SPE-30775-MS. DOI: 10.2118/30775-MS.

Стрекаль Н.Д.<sup>1</sup>, Мотевич И.Г.<sup>2</sup>, Попов А.В.<sup>3</sup>, Ветлужских Д.А.<sup>4</sup>

<sup>1</sup> д.ф.-м.н., профессор, Гродненский государственный университет имени Янки Купалы,  
г. Гродно, Республика Беларусь, strekal@grsu.by

<sup>2</sup> к.ф.-м.н., доцент, Гродненский государственный университет имени Янки Купалы,  
г. Гродно, Республика Беларусь

<sup>3</sup> директор, ООО «Авантрейдхим», г. Санкт-Петербург, Россия, avantreidhim@gmail.com

<sup>4</sup> управляющий, ООО «Авантрейдхим», г. Санкт-Петербург, Россия, pto9@mail.ru

## Трассеры для разработки нефтяных и газовых месторождений

**Аннотация.** Целью исследования является разработка трассеров нефти на основе флуоресцирующих квантовых точек (КТ), инкорпорированных в кремнеземные (SiO<sub>2</sub>) микросферы, отвечающих всем требованиям, предъявляемым к индикаторам заводнения нефтяных залежей, высказанных еще Соколовским Э. [1] в 1974 г. Не смотря на имеющиеся сведения в литературе, коммерческой рекламе и патентах о решении этой актуальной проблемы в нефтеразработке на основе современных нанотехнологий, обоснован выбор кремнеземных микросфер, как наиболее стойких к воздействию таких физических факторов, как температура и давление. Продемонстрирована фотостойкость параметров флуоресценции КТ по сравнению с органическими люминофорами в кремнеземных микросферах. Обсуждается стабильность и даже фотоактивация свечения разработанных трассеров после 10-ти кратных тестовых перегрузок.

**Ключевые слова:** флуоресцирующие квантовые точки, кремнеземные микросферы, гидрофильные и гидрофобные трассеры нефти.

**Введение.** Несмотря на то, что с момента публикации [1] Соколовским Э. основ трассерного метода, проблема заводнения скважин сохраняет свою актуальность, а в связи с революционным бумом в нанотехнологиях может быть близка к эффективному решению. Обзор имеющихся в настоящее время на рынке трассеров нефти по соответствующему патентному поиску показал, что имеются всего два зарегистрированных международных патента, связанных с применением неорганических квантовых точек (КТ) в качестве индикаторов заводнения. Так, (1) патент CN110805432 – METHOD FOR TESTING HORIZONTAL WELL LIQUID PRODUCTION PROFILE ADOPTING QUANTUM DOT TRACER основан на применении квантовых точек в качестве трассеров, в качестве основного достоинства упоминает возможность количественных оценок. (2) патент 110735632 СПОСОБ КАРОТАЖА НА ОСНОВЕ ТРАССИРУЮЩЕГО АГЕНТА ПОСЛЕ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА основан на использовании полимерных микросфер. Для приготовления маркеров используют люминесцирующее вещество, люминесцентное вещество получают путем полимеризации, определяют код и концентрацию маркера в пробе скважинной жидкости с помощью проточной цитометрии, и рассчитывают величину притока соответствующего интервала разрыва на основе результатов вычисления.

Целью данного исследования является разработка таких трассеров, которые бы удовлетворяли всем требованиям по Соколовскому Э. [1], а именно.

1. Хорошая растворимость в исследуемом потоке жидкости (флюиде) и нерастворимость в других флюидах, насыщающих пласт.
2. Сохранение физико-химических свойств в пластовых условиях (давление, температура).
3. Временная стабильность, обеспечивающая выполнение всего комплекса работ на требуемом объекте и возможность контроля флюидов до года.
4. Не обнаруживаться и не содержаться в пластовых флюидах до начала исследования.
5. Минимальная адсорбция индикатора поверхностью пустотного пространства породы.

6. Высокая чувствительность обнаружения трассеров в широком диапазоне изменения при низких концентрациях.

7. Высокая скорость проведения исследований, низкие временные затраты на проведение замера, возможность проводить массовые измерения большого количества проб из разных нагнетательных скважин.

8. Экологическая безопасность и безопасность работы персонала.

9. Экономическая целесообразность, относительно низкая стоимость при высоком качестве.

**Методы.** При разработке трассеров были апробированы два основных метода синтеза кремнеземных микросфер – Китаева [2] и Штобера [3], а также их совместные вариации. Методы модификации поверхности кремнеземных микросфер поверхностно-активными веществами были использованы для придания трассерам свойств гидрофильности или гидрофобности в зависимости от потребности обнаружить трассеры в водных или углеводородных пластовых флюидах (требование 1). Лабораторные испытания проведены с применением просвечивающей электронной и конфокальной флуоресцентной микроскопии.

**Результаты.** Разработана одностадийная технология синтеза кремнеземных микросфер с инкорпорированными КТ ( $SiO_2/KT$ ), которые проявляют способность избирательно накапливаться в водной или углеводородной (гексан, хлороформ) фазе несмешивающихся жидкостей. Показано, что такие параметры свечения, как интенсивность и длительность при импульсном возбуждении флуоресценции КТ являются стабильными при длительном фотооблучении  $SiO_2/KT$  и перегрузках вплоть до 8-10г. Повторные испытания фотостойкости разработанных  $SiO_2/KT$  трассеров спустя 2-3 месяца и новых перегрузок показывают не только отсутствие деградации оптических характеристик, но их улучшение, что может быть связано с уникальными механизмами свечения КТ, специфического отжига темновых состояний в них.

Проведены сравнительные исследования стойкости трассеров  $SiO_2/KT$  с аналогичными кремнеземными микросферами, но допированными органическим красителем родамин 6Ж.

**Заключение.** Лабораторные испытания  $SiO_2/KT$  трассеров, синтезированных в пробирке в результате применения одностадийного модифицированного метода Стобера показывает хорошее соответствие практически всем требованиям по Соколовскому, за исключением № 5, которое может быть испытано в полевых условиях. Экономическая целесообразность (требование 9) может быть достигнута постановкой собственного производства КТ, что является предметом дальнейших исследований. При этом выполнить требование № 8 по экологическим требованиям также видится в рамках собственного экологически чистого синтеза нового поколения флуоресцирующих КТ.

### Список литературы

1. Соколовский, Э. Исследования заводнения нефтяных залежей индикаторами. Тематический науч.-технич. обзор. Сер. «Добыча». – М.: ВНИИОЭНГ, 1974.
2. Stober, W., Fink A., Bohn E. Controlled growth of monodisperse silica spheres in the micron size range // Journal of Colloid and Interface Science / 1968. 26(1). p. 62-69.
3. Hartlen, K.D., Alhanasopoulos A.P., Kitaev V. Facile preparation of highly monodisperse small silica spheres (15 to > 200 nm) suitable for colloidal templating and formation of ordered arrays // Langmuir/ 2008. 24(5). p. 1714-1720.

Тарантин А.Н.<sup>1</sup>, Кожевников Р.О.<sup>2</sup>, Машаров М.Т.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> специалист отдела продвижения химвагентов для бурения, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия, a.tarantin@himprom-group.ru

<sup>2</sup> начальник отдела по инновациям и разработкам, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия

<sup>3</sup> начальник лаборатории НИР, ООО «Химпром», г. Пермь, Россия

## Разработка бурового раствора на основе прямой эмульсии для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях Западной Сибири

**Аннотация.** В статье рассматривается разработка эффективных ингибирующих буровых растворов на водной основе для бурения в сложных геологических условиях, включая неустойчивые породы. Представлен опыт компании «Химпром» по созданию прямых эмульсий, обладающих высокими ингибирующими свойствами и стабильностью в присутствии солей. Описаны основные проблемы, связанные с бурением в неустойчивых породах, и предложенные решения по модификации состава буровых растворов. Лабораторные исследования показали, что разработанная прямая эмульсия демонстрирует низкую фильтрацию и высокую ингибирующую способность, сопоставимую с катионными буровыми растворами, ранее успешно применявшимися на месторождениях. Раствор сохранял стабильность после термического воздействия. Планируется проведение опытно-промышленных испытаний данной системы бурового раствора для оценки ее эффективности в реальных условиях бурения. Рассматриваются дальнейшие пути модификации рецептуры с целью дополнительного усиления ингибирующих свойств и снижения негативного воздействия на окружающую среду.

**Ключевые слова:** ингибирующие буровые растворы, прямая эмульсия, неустойчивые породы, устойчивость эмульсий, консолидирующие реагенты, стабильность ствола скважины.

В современных экономических и геополитических условиях важность разработки эффективных ингибирующих буровых растворов на водной основе становится все более актуальной. Заказчик обратился с вызовом, связанным с решением проблем, возникающих на месторождениях. Бурение в неустойчивых породах, включая покачевские, сармановские, пимские, кошайские, георгиевские, чеускинские, савуйские пачки и баженовскую свиту, сопровождается осыпанием и обваливанием стенок скважины. При больших углах вскрытия (65-85°) и в условиях аномально низких пластовых давлений возникают проблемы с прихватами бурового инструмента и спуском «хвостовиков». Кроме того, сложная геометрия стволов требует высокой смазывающей и ингибирующей способности буровых растворов.

Для решения вызова предложена прямая эмульсия, на основе опыта компании «Химпром», которая уже имеет успешный опыт в разработке, производстве и применении подобных растворов с 2017 года.

Изначально применение растворов на основе эмульсий первого рода было обусловлено необходимостью снижения репрессии на продуктивный пласт в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) Восточной Сибири. Однако с течением времени были выявлены технологические преимущества прямых эмульсий по сравнению с базовыми растворами на водной основе. Это привело к их применению на локациях, где проблемы с обеспечением стабильности ствола скважины оказались более актуальными, чем проблемы низкой плотности раствора. В настоящее время прямые эмульсии, включающие эмульгаторы Neodirect-Emul, успешно используются в регионах Западной Сибири, Коми и Поволжья, обеспечивая высокие ингибирующие свойства и снижение фильтрации.

## Разработка компонентного состава

Запрос от заказчика о включении хлорида калия в состав бурового раствора представляет собой вызов из-за возможного негативного влияния солей на устойчивость прямых эмульсий. Увеличение концентрации соли в водной фазе эмульсии приводит к гидрофобизации молекул эмульгатора за счет снижения гидратации гидрофильных групп, что может вызвать смещение равновесия и уменьшение эффективности эмульгатора.

Для решения этой проблемы ранее была проведена работа по разработке соэмульгатора. Его основная задача заключается в сопротивлении гидрофобизирующему действию солей и обеспечении гидрофильности капель эмульсии в присутствии соли, что приводит к повышению устойчивости прямых эмульсий.

Поскольку основные проблемы связаны с устойчивостью неустойчивых пород, в состав раствора были внедрены консолидирующие реагенты на основе сульфитированного асфальта и комплексного реагента на основе гильсонита в гликолях.

Ингидол ГГЛ специально разработан для стабилизации и повышения устойчивости ствола скважины водочувствительных, микротрещиноватых неустойчивых глин во время бурения растворами на водной основе.

Этот реагент содержит ультрадисперсный гильсонит, модифицированные битумы, а также композицию гликолей, производных жирных кислот и других компонентов. Данный комплекс обеспечивает высокий эффект коагуляции, что подтверждается снижением фильтрации, особенно при повышенных температурах.

Исследования разработанного бурового раствора включали:

- Приготовление и определение основных технологических параметров.
- Определение параметров после термостарения.
- Определение линейного увеличения (набухания) образца глин в исследуемом растворе (на образцах Покачевско-Савуйской пачки глин) в среде анализируемого бурового раствора. В качестве материала для изготовления глинистых образцов применялся молотый керн Покачевско-Савуйской пачки глин, по минеральному составу представляющий собой алевролитовый аргиллит.

В лабораторных исследованиях была определена ингибирующая способность прямой эмульсии. Ингибирующая способность данного раствора за 24 часа составила 14,07%, что соизмеримо с результатами катионных растворов, применяемых на данных месторождениях.

Образцы глины после воздействия сохранили структуру и достаточную прочность. При извлечении из сеток кернодержателя сохранили форму, лишь немного отколовшись по краям, сетка после извлечения почти не была забита глиной, ее след отпечатался на боковой поверхности образцов. Данные наблюдения также свидетельствуют о высокой ингибирующей способности состава.

Был проведен сравнительный анализ эффективности бурового раствора на основе прямой эмульсии и катионных систем буровых растворов, успешно применявшихся на месторождениях ранее. Исследуемая система бурового раствора отличается высокими реологическими показателями, такими как ДНС и пластическая вязкость. Прямая эмульсия демонстрирует низкий показатель фильтрации ПФ, не превышающий  $3,0 \text{ см}^3$  за 30 минут.

Ингибирующая способность данной промывочной жидкости, определяемая по линейному увеличению образца глин за 24 часа (14,1%), находится на уровне показателей катионных буровых растворов. Буровой раствор показал стабильность после термического воздействия при температуре  $75 \text{ }^\circ\text{C}$ , имитирующего условия в пласте (термостарение). При этом не было зафиксировано разделения эмульсии на фазы или расслаивания.

Подводя итог, можно сказать, что буровой раствор на основе прямой эмульсии обладает подходящими технологическими свойствами и характеристиками для бурения в сложных горно-геологических условиях.

Сравнительный анализ показал, что данная система сопоставима по эффективности с катионными буровыми растворами, успешно применявшимися на месторождениях ранее.

Учитывая положительные результаты лабораторных исследований, планируется проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ) данной системы бурового раствора на основе прямой эмульсии. ОПИ позволят оценить эффективность и преимущества этого перспективного решения в реальных условиях бурения и подтвердить его потенциал для повышения качества строительства скважин и снижения рисков возникновения осложнений.

Сотрудники лаборатории буровых растворов компании «Химпром» планируют внести корректировки в рецептуру с целью снижения реологических характеристик и введения новых компонентов, таких как суспензионный микролатекс с размером частиц 0,5 мкм и органический ингибитор глин на основе аминов. Эти компоненты предназначены для стабилизации эмульсии и снижения фильтрации. Предварительные исследования других проектов показали положительные результаты, связанные с использованием таких реагентов, которые способствуют формированию более плотной фильтрационной корки и созданию эмульсии Пикеринга.

Стоит отметить, что в текущей системе не использовался органический ингибитор. Внедрение его позволит дополнительно усилить ингибирующие свойства раствора и стать частью его модификации. Усиление ингибирующих свойств раствора поможет снизить риски осыпей, обвалов и сужений ствола в неустойчивых интервалах.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду рассматривается возможность замены минерального масла, используемого в процессах, на более экологически безопасные альтернативы, такие как биодизель или парафины. Такие меры могут способствовать уменьшению негативного воздействия промышленных процессов на окружающую среду.

### Список литературы

1. Патент РФ № 2097547, 6, Е 21 В 43/26. – 1997.
2. Патент РФ № 2213762, 7, С 09 К 7/06. – 2003.
3. Патент РФ № 2190657, 7, С 09 К 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. & Schroën, K. Coalescence dynamics in oil-in-water emulsions at elevated temperatures. *Sci Rep* 11, 10990 (2021).
9. Тарантин А.Н., Кожевников Р.О., Машаров М.Т. Модификация свойств прямых эмульсий с использованием соэмульгатора: изучение механизма и лабораторные испытания. Бурение и нефть. 2023. № S2. С. 16-21.

Ульянова З.В.<sup>1</sup>, Кулышев Ю.А.<sup>2</sup>, Чернышов С.Е.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> главный технолог, АО Научно-исследовательский центр «Энергоресурс», г. Пермь, Россия, [ulyanova.z.v@src-er.ru](mailto:ulyanova.z.v@src-er.ru)

<sup>2</sup> генеральный директор, АО Научно-исследовательский центр «Энергоресурс», г. Пермь, Россия

<sup>3</sup> д.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Нефтегазовые технологии», Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

## Научно-обоснованное управление эксплуатационными характеристиками катионных буровых растворов как технологическая основа их эффективности для повышения технико-экономических показателей буровых работ

**Аннотация.** В статье рассмотрены основные аспекты технологической эффективности катионных буровых растворов в отношении неустойчивых глинистых пород. Описаны основные значимые факторы, требующие учета при разработке рецептуры этого типа раствора и при его сопровождении на скважине. Показано, что повышение технико-экономических показателей буровых работ посредством применения катионных буровых растворов может быть обеспечено только научно-обоснованным управлением их эксплуатационными характеристиками. Приведены данные независимых экспертных оценок и промышленного опыта применения системы катионного бурового раствора ULTRASAFE Stab+, в рецептуре и управлении которой реализован такой подход. Представленные данные подтверждают его высокую эффективность, в том числе в качестве более экологичной и экономичной альтернативы растворам на углеводородной основе.

**Ключевые слова:** осыпающиеся глинистые породы, стабилизация ствола скважины, катионный буровой раствор, буферные составы, составы для изоляции.

**Введение (Introduction).** Катионные буровые растворы, зашедшие на рынок сервисных услуг как технологическая новинка [1] и позиционируемые некоторыми разработчиками как более экономичная и экологичная альтернатива растворам на углеводородной основе (РУО), довольно быстро и небезосновательно приобрели популярность среди заказчиков. Однако, по сведениям, полученным от представителей нефтяных компаний, реальная эффективность подобных буровых растворов в условиях применения оказывается ниже заявляемой и установленной в лабораторных условиях. Поэтому задачей исследования стало проанализировать имеющиеся научно-технические данные и выявить причины низкой результативности катионных буровых растворов.

**Методы (Methods).** Проведен анализ научных публикаций, промышленного опыта нескольких сервисных компаний, данных, полученных от проектных институтов, а также результатов собственных исследований.

**Результаты (Results).** Анализ показал, что основными факторами, влияющими на эффективность катионных буровых растворов, их соответствие потребностям заказчиков, являются следующие:

- физико-химические характеристики катионных полимеров (КП), входящих в рецептуру раствора (в т.ч. наличие, частота расположения и характер отдельных групп, способность сохранять катионный заряд в условиях эксплуатации, полидисперсность);
- рабочее окружение в рецептуре бурового раствора, исключающее проявление реагентами антагонизма по отношению друг к другу;
- возможность мониторинга текущего содержания КП в буровом растворе, и обоснованного расчета необходимых дозировок для проведения поддерживающих работ раствора;
- сочетаемость системы катионного раствора с прочими технологическими составами, используемыми в процессе проводки и крепления скважины [2];

- профессионализм исполнителей, наличие работающего алгоритма управления качеством катионного бурового раствора.

**Обсуждение.** Учитывая описанное обилие составляющих эффективной работы катионных растворов, самой вероятной причиной их низкой результативности, по всей видимости, является недооценка разработчиками всех значимых факторов и необходимости научного подхода при проектировании и сопровождении раствора. Справедливость этого суждения иллюстрирует промысловый опыт применения катионной системы бурового раствора ULTRASAFE Stab+, с 2018 г. положительно зарекомендовавшей себя при строительстве скважин сложного профиля на месторождениях Западной Сибири [3]. В рецептуре раствора и при управлении его эффективностью в процессе бурения реализованы все вышеописанные значимые факторы. Физико-химические характеристики комплекса катионных реагентов, входящих в рецептуру, обеспечивают надежную стабилизацию осыпающихся глинистых пород. Высокая эффективность раствора в отношении покачевских глин, кыновских и сарайлинских аргиллитов подтверждена в ходе независимых исследований «КогалымНИПИнефть» и «ТатНИПИнефть». Разработанная методика контроля позволяет оперативно отслеживать текущий уровень содержания КП в растворе во время бурения и рассчитывать требуемый масштаб поддерживающих обработок. Опыт применения раствора и эффективного управления его качеством при строительстве сложных объектов составляет более 5 лет. С его использованием пробурено более 350 скважин при углах вскрытия неустойчивых терригенных отложений до 86° и отходах от устья до 2500 м. Сочетаемость системы ULTRASAFE Stab+ с возникающими задачами по ситуационно-необходимой изоляции интервалов, блокированию поглощений раствора и обеспечению качества крепления реализуется через комплексный подход в виде пакетного сопровождения с применением совместимых сопутствующих технологий. Это успешно решает задачу строительства скважины в сложных условиях, не допуская возникновения непроизводительных затрат времени.

**Заключение.** Основываясь на удачном промысловом опыте применения системы ULTRASAFE Stab+ [3], можно заключить, что реализация научно-обоснованного подхода в управлении свойствами катионного бурового раствора в процессе бурения, действительно позволяет достичь показателей эффективности, сопоставимых с результатами применения РУО. Практическая ценность выводов заключается в том, что они дают основания технологическим службам нефтяных компаний, с одной стороны, смело включать катионные растворы в программы опытно-промышленных работ, а, с другой – более требовательно подходить к выбору подрядчика по буровым растворам, в том числе с позиции его способности обеспечить для нужд заказчика преемственность технологий промывки, изоляции и крепления.

### Список литературы

1. Гайдаров, М.М-Р. Поликатионные буровые растворы «КАТБУРР» и перспективы его использования / М.М. Гайдаров, А.А. Хуббатов [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство на суше и на море. – 2019. – № 7. – С. 19-25.
2. Ульянова, З.В. Повышение качества цементирования нефтегазовых скважин, пробуренных с использованием катионных полимеров / З.В. Ульянова, Ю.А. Кулышев, Н.И. Крысин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2021. – № 1. – С. 9-13.
3. Бабушкин Э.В., Буянова М.Г., Низамутдинова Р.М., Гущина А.А. Результаты лабораторных исследований и анализ применения катионной системы бурового раствора при зарезке боковых стволов на месторождениях Западной Сибири//Нефтяная провинция. – 2022. – № 2 (30). – С. 161-173. – [https:// doi.org/10.25689/NP.2022.2.161-173](https://doi.org/10.25689/NP.2022.2.161-173). – EDN YSINLW

## Зеленое цементирование или опыт применения буферных жидкостей с использованием отходов электрогенерирующих предприятий

**Аннотация.** В этом исследовании авторами предложено применение новой рецептуры реологической буферной жидкости. Авторами были проанализированы публикации по направлению исследования, проведено моделирование процесса замещения бурового раствора в скважинных условиях, на основании которых в последующем проводились лабораторные и полевые испытания новой рецептуры буферной жидкости. Результаты были сравнены с традиционной рецептурой реологического буфера из цемент содержащего материала с добавлением глинистых вяжущих. Полученный состав реологической буферной жидкости продемонстрировал улучшенные реологические параметры и положительное воздействие при смешивании с цементным раствором.

**Ключевые слова:** тампонажный раствор, скважина, буферная жидкость, реологический буфер, дизайны смесей, реология, прочность на сжатие, реологическая совместимость.

**Введение.** Цементирование скважин является одним из ключевых этапов в нефтяной и газовой промышленности, где обеспечивается герметичность скважины, укрепление ствола и защита окружающей среды от загрязнений. Эффективное цементирование требует точного контроля реологических свойств буровых растворов и цементных смесей. В данной статье исследуется применение реологического буфера для оптимизации процесса цементирования скважин и повышения качества выполнения данных работ.

**Методы.** В рамках данного исследования были проведены тестирования буферных систем в диапазоне плотностей 1,3–1,5 г/см<sup>3</sup>. Эффективность применения реологического буфера оценивалась по полученным данным АКЦ (анализ качества цементирования). Для более детальной оценки воздействия буферной жидкости на характеристики цементного раствора было проведено моделирование процесса замещения бурового раствора 1,32 г/см<sup>3</sup> цементным раствором 1,54 г/см<sup>3</sup> с применением химического и реологического буфера плотностью 1,4 г/см<sup>3</sup>.

**Результаты и обсуждение.** Исследования в области строительства нефтяных и газовых скважин все чаще обращают внимание на разработку буферных систем для обеспечения эффективной очистки ствола скважины и качественного крепления обсадных колонн. В этом исследовании получены экспериментальные результаты влияния буферных жидкостей на свойства цементного камня при смешивании в процессе цементирования.

**Заключение.** Проведенные исследования показали улучшение реологических параметров, отсутствие негативного влияния на прочность цементного камня, совместимость со всеми типами буровых растворов на водной основе, что подтверждается полевыми испытаниями. Результаты этих исследований могут представлять научный и практический интерес для специалистов в области крепления скважин.

## Список литературы

1. Сулейманов Э.М., Новрузова С.Г., Алиев И.Н., Шмончева Е.Е. Усовершенствование составов буферных жидкостей для цементирования скважин // SOCAR Proceedings. – 2023. – Special Issue № 1. – P. 1–6. – DOI: 10.5510/OGP2023SI100860
2. Крылов Е.В., Мухамадулин Т.Д., Калужин Е.К. Применение буферных композиций при цементировании нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. – 2019. – № 4. – С. 52–53.
3. Лихущин А.М., Мясичев В.Е., Мязин О.Г. К вопросу выбора рационального типа буферной жидкости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 35–38.
4. Павлов А.В., Михеев М.А. К выбору состава буферных жидкостей // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции в 5-и т., г. Краснодар, 31 марта 2017 г. – Краснодар: Издательский дом – Юг, 2017 – Т.3: Бурение нефтяных и газовых скважин – С. 209–212.
5. Шайбеков М.С., Ахимшин М.В., Заболотный А.С. Исследование свойств вязкоупругой буферной жидкости // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т., г. Уфа, 29 марта 2019 г. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019 – Т.1. – С. 384–387.
6. API RP 10B-2. Методические рекомендации по испытанию тампонажных цементов. – API, 2013. – 123 с.
7. Воронов В.А., Чайникова А.С., Лебедева Ю.Е., Ткаленко Д.М. Влияние морфологии, фазового состава и содержания частиц оксида алюминия на реологические свойства водных суспензий на их основе // Авиационные материалы и технологии. – 2021. – № 4. – С. 14–25.
8. Тюрин И.А., Хайдаров Б.Б., Суворов Д.С., Перспективы модификации портландцемента с использованием высокодисперсных частиц оксида кремния // Фундаментальная и прикладная наука: сборник научных трудов по материалам XIII Международной научно-практической конференции, г. Анапа, 20 июля 2023 г. – Анапа: Изд-во «НИЦ ЭСП» в ЮФО, 2023 – С. 69–75.
9. Ильина Л.В., Бердов Г.И., Черных Т.Н. Влияние оксида и гидроксида алюминия на свойства цементного теста и камня // Эксперт: теория и практика. – 2023. – № 4. – С. 62–67.

### Секция 3.

## Инновационные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений, транспортировки и хранения углеводородов

УДК 621.774:621.789:620.17:620.18+621.644.07

Александров С.В.<sup>1</sup>, Мозговой А.В.<sup>2</sup>, Агишев А.Р.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> к.т.н., руководитель направления по техническим продажам высокотехнологичных труб, организация, ПАО «ТМК», г. Первоуральск, Россия, s.alexandrov@tmk-group.com

<sup>2</sup> начальник управления по техническим продажам НППТ, ПАО «ТМК», г. Москва, Россия

<sup>3</sup> директор дирекции по техническим продажам ОСТГ, ПАО «ТМК», г. Москва, Россия

### Новые технологические решения в трубной продукции для повышения эффективности разработки нефтяных и газовых скважин

**Аннотация.** Предлагаемые новые технологические и продуктовые решения позволяют нефтегазовым компаниям снижать аварийность и разрабатывать самые сложные месторождения за счет применения труб в сероводородостойком исполнении; из сталей с массовой долей хрома 12-14%, временных трубопроводов с быстросборно-разборными соединениями с высокой стойкостью к агрессивным флюидам, технологии защиты полевых сварочных швов трубопроводов и т.п.

**Ключевые слова:** сероводородостойкие трубы, утилизация и захоронение углекислого газа, НКТ, обсадные трубы, нефтегазопроводные трубы.

Наиболее широко востребованы в последние годы трубы в сероводородостойком исполнении, с внутренним антикоррозионным покрытием, а также из материалов, стойких к воздействию углекислого газа: нарезные и линейные трубы из сталей с хромом 12-14%, с внутренним покрытием со стойкостью к различным факторам эксплуатации. По запросам нефтегазовых компаний разработаны и внедряются новые решения для условий транспортирования коррозионно-опасных флюидов – временные трубопроводы с быстросборно-разборными соединениями, а также нефтегазопроводные трубы с внутренним антикоррозионным покрытием с новой технологией защиты полевых сварочных швов.

#### **Обсадные трубы и НКТ для добычи сероводородосодержащих флюидов**

В результате исследований были освоены НКТ и обсадные трубы из стали, обладающей стойкостью к воздействию H<sub>2</sub>S – L80S/SS, C90, T95 и C110, результаты производства и испытания которых соответствуют требованиям релевантных стандартов на продукцию [1-4], а применение в скважинах различных нефтегазовых компаниях как в РФ, так и за рубежом, показали их высокую эффективность.

#### **Обсадные трубы и НКТ для флюидов с высоким содержанием CO<sub>2</sub>**

Данное направление было основано на условиях эксплуатации скважин (фонд, захоронение CO<sub>2</sub>) нефтегазодобывающих компаний и предусматривала большое количество лабораторных и стендовых испытаний различных марок стали для выбора наиболее оптимальных решений для выбранных условий эксплуатации, при этом были установлены зависимости и закономерности поведения металла углеродистых, низколегированных и хромосодержащих сталей в условиях различного содержания CO<sub>2</sub>,

минерализации и температуры флюида [5-8]. По итогам выданы рекомендации по выбору материального исполнения труб. В дальнейших исследованиях предусмотрено проведение испытаний в газовых средах с присутствием примесей  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_2$ , а также оценка стойкости к СКРН.

В связи с тем, что для НТК и обсадных труб существенное значение имеет работоспособность резьбового соединения, проведены стендовые испытания выбранного соединения (ТМК UP CENTUM ET CHS) при комбинированном нагружении.

#### ***Бесшовные трубы с массовой долей хрома 12-14% для транспорта флюидов с высоким содержанием углекислого газа***

Данное направление научно-практической работы основано на задаче нефтегазодобывающих компаний по обеспечению надежного технического решения для дневной поверхности скважины – выкидные линии, шлейфы и трубопроводы для транспортировки флюидов с высоким содержанием  $\text{CO}_2$ . Предложенное решение до настоящего момента не было освоено производителями внутри РФ. По результатам исследований зарубежного опыта, многочисленных автоклавных испытаний, натуральных испытаний образцов-свидетелей коррозии и исследований проблем свариваемости [5-8] была предложена сталь авторского химического состава с массовой долей хрома 12-14% для производства нефтегазопроводных труб и соединительных деталей (СДТ) для обустройства трубопроводов от устья добывающих скважин. Итогом работы стала первая партия нефтегазопроводных труб и СДТ (фланцы, тройники, отводы), которые были смонтированы на 2-х подконтрольных скважинах. По результатам подконтрольной эксплуатации будут сделаны выводы об эффективности решений и тиражировании технологии производства.

#### ***Временные трубопроводы для транспорта $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$ -содержащих флюидов***

Данное направление основано на задаче нефтегазодобывающих компаний по обеспечению эффективных решений по временным трубопроводам, в т.ч. для условий опережающего бурения, в т.ч. и при наличии осложняющих факторов – высокие давления, наличие кислых газов и высокий газовый фактор, что ограничивает применение полимерных трубопроводов. В результате разработки предложено техническое решение – нефтегазопроводные трубы из марок стали со стойкостью к воздействию  $\text{H}_2\text{S}$  и/или  $\text{CO}_2$ , в т.ч. с внутренними покрытиями, со специально разработанным резьбовым соединением, обладающим способностью к быстрой сборке-разборке без применения специального силового оборудования для свинчивания. Дополнительное преимущество – возможность комплектации необходимыми СДТ с аналогичными соединениями. Эффективность решения подтверждена стендовыми испытаниями на герметичность. На текущий момент ведется изготовление комплекта трубопровода в сероводородостойком исполнении для подконтрольной эксплуатации на одном из месторождений в Западной Сибири.

#### ***Технология защиты сварных стыков промышленных трубопроводов***

Данное направление основано на задаче нефтегазодобывающих компаний по обеспечению эффективных решений по защите сварных швов промышленных трубопроводов с внутренним покрытием, которые в отличие от существующих решений были бы более технологичны, обеспечивали возможность внутритрубной диагностики и позволяли не ухудшить эксплуатационные характеристики внутримысловых нефтепроводов и водоводов. В результате разработки нефтегазодобывающим компаниям было предложено техническое решение [9] – выполнение специальной наплавки коррозионностойкого металла на внутреннюю часть трубы по концам и нанесение внутреннего покрытия с нахлестом на наплавленный участок, что обеспечивает при сварке кольцевых (стыко-

вых) швов в полевых условиях защиту сварного шва. Результаты многочисленных промысловых испытаний в различных нефтегазодобывающих компаниях показывают эффективность данной технологии. На текущий момент ведется подготовка промышленного производства нового типа продукции.

Таким образом, на текущий момент в компании ведутся масштабные исследовательско-практические работы по поиску эффективных технических решений для трубной продукции с учетом реальной потребности эксплуатантов нефтегазовых месторождений и их внедрению.

### Список литературы

1. Пышминцев И.Ю., Веселов И.Н., Бодров Ю.В., Горожанин П.Ю., Лефлер М.Н., Жукова С.Ю., Абакумова О.А. Разработка составов трубных сталей и технологии производства высокопрочных обсадных и насосно-компрессорных труб в сероводородостойком исполнении // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. 2009. № 7 (1315). С. 69-71. – EDN OOAEMP.
2. Пышминцев И.Ю., Усков Д.П., Мальцева А.Н., Арсенкин А.М., Горностаева Е.А., Столбов С.Д. Микроструктура, механические и коррозионные свойства хромомолибденовой стали для труб нефтегазового сортамента. Прочность неоднородных структур – ПРОСТ 2023. Сборник трудов XI Евразийской научно-практической конференции. Москва, 2023. С. 58. – EDN MXBPZK.
3. Битюков С.М., Ануфриев Н.П., Гусев А.А., Арсенкин А.М., Мальцева А.Н. Исследование сталей, перспективных для высокопрочных обсадных и насосно-компрессорных труб группы прочности Q125, стойких к углекислотной коррозии // ТРУБЫ – 2021. Труды XXIV Международной научно-практической конференции. Сборник докладов АО «РусНИТИ». Под редакцией И.Ю. Пышминцева. Челябинск, 2021. С. 115-117. – EDN WMBQGY.
4. Борисенкова Е.А., Ионов М.К. Механизм образования защитного слоя продуктов углекислотной коррозии на низколегированных сталях с 1% хрома // Вестник Самарского государственного технического университета. Технические науки. № . 3 (47). – 2015. – С. 195 – 200.
5. Пышминцев И.Ю., Мальцева А.Н., Вавилова О.В., Мансурова Е.Р., Павличев М.Ю. Влияние сероводорода на углекислотную коррозию трубной стали // Металлург. 2022. № 9. С. 44-49. – DOI 10.52351/00260827\_2022\_09\_44. – EDN LOLVLG.
6. F. Pessu, R. Barker, A. Neville. – CO2 Corrosion of Carbon Steel: The Synergy of Chloride Ion Concentration and Temperature on Metal Penetration // Corrosion. Vol. 76. № 10. 2020.
7. F. Sani, B. Brown, Z. Belarbi, S. Nestic. An Experimental Investigation on the Effect of Salt Concentration on Uniform CO2 Corrosion // Corrosion. 2019.
8. Q. Y. Liu, L. J. Mao, S. W. Zhou. Effects of chloride content on CO2 corrosion of carbon steel in simulated oil and gas well environments // Corrosion Science. Vol. 84. P. 165-171. 2014.
9. Патент на полезную модель № 180844 U1 Российская Федерация, МПК F16L 58/02. Труба с внутренним покрытием : № 2017130674 : заявл. 30.08.2017 : опубл. 28.06.2018 / И.Ю. Пышминцев, А.П. Медведев, А. В. Гуменюк [и др.] ; заявитель Публичное акционерное общество «Трубная Металлургическая Компания» (ПАО «ТМК»). – EDN GLXGJA.

## Актуальные вопросы прогнозирования и оценки эффективности проектов полимерного заводнения

**Аннотация.** В работе рассмотрены особенности различных методов прогнозирования и оценки эффективности проектов полимерного заводнения, приводятся результаты реализации проектов полимерного заводнения на месторождениях нефти в Республике Казахстан, а также использованный при реализации проектов подход к прогнозированию и оценке их эффективности. В результате обобщения опыта реализации проектов полимерного заводнения в Республике Казахстан обозначены некоторые актуальные вопросы для дальнейшего совершенствования методики прогнозирования и оценки эффективности проектов полимерного заводнения.

**Ключевые слова:** полимерное заводнение, прогнозирование показателей разработки, оценка эффективности, результаты применения ПЗ, технологическая эффективность.

Сложности проектирования полимерного заводнения (ПЗ) в современных экономических условиях заключаются в необходимости получения прогнозных показателей разработки участка ПЗ, включая прогнозную дополнительную добычу нефти, на весь проектируемый период для технико-экономической оценки проекта ПЗ. Меняющиеся во время реализации проектов ПЗ макроэкономические показатели в значительной степени влияют на текущую рентабельность проектов, оценка которых производится по отдельным этапам работ, в то время как проекты ПЗ являются долгосрочными проектами с горизонтом планирования 5–10 лет. Гидродинамическое моделирование ПЗ на поздней стадии разработки месторождений не всегда показывает хорошие результаты. Использование же аналитических методик прогнозирования технологических показателей разработки с применением ПЗ по аналогии с уже успешно реализованными проектами в определенных случаях позволяет с достаточной степенью достоверности оценить будущую технологическую эффективность проекта ПЗ.

В работе рассмотрены методы, применяемые в нефтяной промышленности для прогнозирования и оценки эффективности проектов ПЗ. Также описан метод прогнозирования и оценки эффективности проектов ПЗ, основанный на опыте применения ПЗ на месторождении Дацин (Китай) и использованный для внедрения технологии ПЗ в Республике Казахстан.

Как видно из приведенных результатов применения технологии ПЗ в Республике Казахстан, метод увеличения нефтеотдачи пласта с применением высоковязких полимерных растворов может успешно использоваться на подходящих для применения технологии ПЗ участках месторождений, выбранных в соответствии с набором определенных критериев. При грамотном подходе к выбору участка ПЗ и подбору полимера, соответствующего условиям месторождения, а также соблюдении технологии проекты ПЗ достигают высокой эффективности, выражающейся в увеличении добычи нефти и снижении обводненности скважинной продукции.

Обобщая опыт применения технологии ПЗ на реализованных в Республике Казахстан проектах, можно сделать следующие выводы:

1. Для качественного прогнозирования и оценки эффективности проектов ПЗ следует иметь качественную базу данных и использовать соответствующее специализированное программное обеспечение для автоматизации и ускорения расчетов.

2. Цифровые геолого-гидродинамические модели месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, не учитывают в полной мере особенности фильтрации флюидов по промытым каналам, образовавшимся между нагнетательными и добывающими скважинами в процессе традиционного заводнения водой. Сложности, возникающие при

адаптации цифровых моделей по историческим данным разработки, говорят о наличии дополнительных эффектов при фильтрации полимера в коллекторе, которые не учитываются в стандартных гидродинамических симуляторах.

3. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) и валовая добыча нефти не отражают в полной мере эффективность процесса вытеснения нефти из пласта, т.к. могут изменяться в зависимости от динамики отборов жидкости, действующего фонда скважин и т.д. Обводненность скважинной продукции, т.е. доля воды в потоке добываемой жидкости, является более адекватной характеристикой процесса вытеснения нефти из пласта.

4. Для определения базовой добычи нефти (т.е. без применения ПЗ) с применением характеристик вытеснения в базовый период используется добыча нефти, рассчитанная с учетом коэффициента перераспределения добычи нефти по скважинам, связанного с особенностями учета добычи на месторождении (периодичностью замеров дебита скважин и отбора проб скважинной продукции на обводненность). Системы сбора и транспортировки нефти на разных месторождениях различаются. Также, на промысле всегда существуют потери нефти, т.н. СНИП – собственные нужды и потери – на КРС, разливы, технологические потери, и др. Поэтому точный учет замерной добычи нефти на месторождении в реальности невозможен.

5. Обеспечение проектного уровня отборов жидкости не всегда представляется возможным (согласно правилам, принимается среднее значение оборотов за последние 3 месяца перед началом ОПИ (опытно-промышленного испытания) / ПЗ). В случае снижения или увеличения фактических отборов жидкости необходимо корректировать плановую ДДН (дополнительную добычу нефти), необходимую для обеспечения рентабельности проекта ПЗ.

6. С одной стороны, правилами проведения ОПИ предусматривается неизменное применение технологии, с другой стороны, в процессе испытания требуется опробовать новую технологию, изменяя режимы работы скважин для изучения влияния технологии и регулирования параметров ее работы.

7. При промышленном внедрении технологии имеет смысл оценивать экономическую эффективность проекта ПЗ за весь срок его реализации в связи с длительностью воздействия на пласт и растянутостью процесса во времени.

8. На эффективность проекта ПЗ может оказывать влияние работа скважин за пределами участка ПЗ, как например, закачка воды в близлежащие нагнетательные скважины за контуром участка ПЗ, что приводит к формированию промытых каналов и увеличению обводненности добывающих скважин на участке ПЗ.

9. Закачка оторочек полимерного раствора с повышенной вязкостью может способствовать блокированию промытых водой высокопроницаемых каналов и повышению эффективности процесса вытеснения нефти из пласта.

10. Наблюдаемое на практике явление «пост-эффекта» после применения ПЗ требует более детального изучения и осмысления, как с точки зрения технологической, так и экономической эффективности.

Все вышеперечисленные аспекты применения технологии ПЗ, выявленные на основе успешного, в целом, опыта реализации проектов ПЗ в Республике Казахстан, свидетельствуют о том, что еще существуют проблемные и спорные вопросы в практике прогнозирования и оценки эффективности, как технологической, так и экономической. Многие из этих вопросов требуют детального изучения, проработки и регламентирования применительно к реальным условиям месторождений.

### Список литературы

1. РД 153-39.1-004-96. Методическое руководство по оценке технологической эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов // М. ВНИИнефть, 1993.
2. Dongmei Wang, R.S. Seright, Zhenbo Shao and Jinmei Wang. Key aspects of project design for polymer flooding at the Daqing oil field // SPE Reservoir Evaluation & Engineering – December 2008 – SPE-109682-PA-P.
3. «Опыт реализации технологии полимерного заводнения», доклад ТОО «СП «Казгермунай» на встрече Интеллектуального клуба на базе КМГ Инжиниринг, <https://www.kmge.kz/опыт-реализации-технологии-полимерн/>

**Васильева З.А.<sup>1</sup>, Бутузов В.И.<sup>2</sup>, Лубников Д.А.<sup>3</sup>**<sup>1</sup> д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия, zoyavas@gmail.com<sup>2</sup> аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия<sup>3</sup> магистрант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

## **Исследование рисков образования газогидратов в призабойной зоне и на забое скважины**

**Аннотация.** Газовая промышленность в настоящее время широко осваивает низко-температурные месторождения, при разработке которых незначительное снижение температуры может привести к образованию газовых гидратов на протяжении всего пути движения газа: в призабойной зоне, на забое, в стволе скважины и поверхностном оборудовании. При освоении месторождений в таких условиях возникает необходимость анализа рисков, связанных с потенциальным снижением температуры ниже значения температуры гидратообразования за счет эффекта Джоуля-Томсона. В данной работе решается сопряженная задача неизотермического стационарного притока газа к скважине с постоянным дебитом и потока газа на забое из каналов пористой среды во входное отверстие лифтовой трубы. Впервые доказан эффект снижения давления на забое скважины, что необходимо учесть при определении зон возможного гидратообразования.

**Ключевые слова:** эффект Джоуля-Томсона, риски гидратообразования, призабойная зона, забой, тепломассоперенос, стационарный приток.

**Введение.** Запасы Восточной Сибири и Арктического шельфа представляют основную потенциал для развития топливно-энергетического комплекса России [1]. Эти условия благоприятствуют образованию техногенного газового гидрата. Прогнозные ресурсы областей с многолетнемерзлыми породами оцениваются в сотни миллиардов тонн условного топлива. Тем не менее, их освоение сопряжено с технологическими трудностями [2, 3]. Для решения многих технологических задач в газовой промышленности, связанных с гидратообразованием и применением антигидратных химических реагентов, требуется рассчитывать необходимые термобарические диапазоны, в которых от действия реагентов не образуются гидраты или происходит их диссоциация. Многие авторы [4, 5] считают, что такими диапазонами является приустьевая часть скважины и призабойная зона.

**Методы.** В данной работе решается сопряженная задача неизотермического стационарного притока газа к скважине с постоянным дебитом и потока газа на забое из каналов пористой среды во входное отверстие лифтовой трубы.

Для моделирования тепломассопереноса в призабойной зоне скважины принимается модель плоскорадиального симметричного притока газа к скважине. Поток газа через стенку скважины рассчитывается по формуле Дюпюи. При расчете коэффициента Джоуля-Томсона в пористой среде учитывается, что изоэнтальпийным процессам подвергается пористая среда, насыщенная газом, как изолированная система в целом, а не отдельная фаза газа.

Впервые моделируется тепломассоперенос на забое скважины. Система уравнений состоит из закона сохранения массы в установившемся потоке, закона сохранения линейного импульса и энергии.

**Результаты.** Из решения уравнения теплопроводности для пористой среды следует, что в коэффициенте Джоуля-Томсона необходимо учитывать теплоемкость пористой среды. За счет эффекта Джоуля-Томсона газ охлаждает не только себя, собственно, но и вмещающие породы, поэтому в призабойной зоне не происходит существенного

охлаждения за счет эффекта Джоуля-Томсона. Наиболее сильное охлаждение наблюдается на забое скважины и, следовательно, здесь выше риски гидратообразования.

**Заключение.** Впервые доказан эффект снижения давления на забое скважины, что необходимо учесть при определении зон возможного гидратообразования, при гидродинамических исследованиях скважин и при интеграции симуляторов, моделирующих течение газа в скважине и фильтрацию газа в пласте. Впервые показано, что зон гидратообразования в скважине может быть 2: прилегающая к устью скважины и на забое, за счет эффекта Джоуля-Томсона

Данные исследования показали, что охлаждение газа в призабойной зоне за счет эффекта Джоуля-Томсона не столь существенно, как это считалось в предыдущих работах.

### Список литературы

1. Двойников М.В., Леушева Е.Л. Современные тенденции освоения углеводородных ресурсов // Записки Горного института. 2022. Том 258. С. 879-880.
2. New Concepts of Hydrogen Production and Storage in Arctic Region / M.Dvoynikov, G.Buslaev, A.Kunshin et al.//Resources. 2021. Vol. 10. Iss. 1. No. 3. DOI: 10.3390/resources10010003/
3. Lavrik A, Buslaev G, Dvoynikov M. Thermal Stabilization of Permafrost Using Thermal Coils Inside Foundation Piles, Civil Engineering Journal, Vol. 9, No. 04, April, 2023, Pages 927-938, ISSN 2676-6957, <https://doi.org/10.28991/CEJ-2023-09-04-013>.
4. Истомин В.А., Федулов Д.М., Сергеева Д.В. и др. Гидратообразование при добыче газа на Чайнинском нефтегазоконденсатном месторождении. Часть 1. Призабойная зона пласта // «Газовая промышленность», том 828, номер 2, 2022, с. 46-53.
5. Li X. et al. Experimental observation of formation and dissociation of methane hydrate in a micromodel // Chem. Eng. Sci. Elsevier Ltd, 2022. Vol. 248. P. 117227.

Ведменский А.М.<sup>1</sup>, Мулявин С.Ф.<sup>2</sup>, Паклинов Н.М.<sup>3</sup><sup>1</sup> к.т.н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия, vedmenskijam@tyuiu.ru<sup>2</sup> д.т.н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия<sup>3</sup> к.т.н., доцент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

## Влияние волн негармонических упругих колебаний на фильтрационные процессы в нефтяном пласте

**Аннотация.** Количество месторождений нефти, переходящих в заключительную стадию разработки растет, также увеличивается и доля запасов, относящихся к трудноизвлекаемым, характеризующимся низкими фильтрационными характеристиками и/или высоковязкой нефтью. В связи с этим актуален поиск новых и развитие существующих технологий повышения нефтеотдачи. Перспективным, по мнению авторов, является волновое воздействие на продуктивный пласт, которое может получить успешную реновацию ввиду совершенствования техники и технологии, а также представлений о физических процессах, происходящих в насыщенной поровой среде коллектора.

**Ключевые слова:** волновое воздействие, продуктивный пласт, негармонические колебания, повышение нефтеотдачи, вытеснение нефти.

**Введение (Introduction).** Методы воздействия на продуктивный пласт, основанные на применении волн упругих колебаний различной интенсивности и частоты, могут быть направлены на интенсификацию притока или увеличение нефтеотдачи. По мнению авторов, волновое воздействие является перспективным методом воздействия на эксплуатационные объекты ввиду относительной простоты применения, неразрушающего влияния на породу и скважину, управляемости процесса. Последнее преимущество стало возможным благодаря общему технико-технологическому прогрессу, появлению новых средств генерации волн упругих колебаний, развитию представлений о физических явлениях, возникающих при акустическом, вибрационном воздействиях.

**Методы (Methods).** В ходе исследования результатов накопленной экспериментальной базы, было установлено, что при воздействии колебаниями с низкими частотами (20 и 35 Гц) наблюдается повышение извлечения нефти [1]; средними (1000-2000 Гц) частотами – снижение давления, необходимого для начала фильтрации нефти в поровой среде [2]; высокими частотами (ультразвук) – повышение проницаемости образцов керна за счет очистки от АСПО [3].

Целью работы было оценить синергетический эффект от волнового воздействия негармоническими колебаниями, включающими несколько частот из разных диапазонов, на фильтрацию жидкости через поровое пространство. Для этого была разработана лабораторная установка, позволяющая осуществлять фильтрацию жидкости через образцы естественного керна при одновременном акустическом воздействии с заданными амплитудно-частотными характеристиками [4].

Эксперименты проводились с целью установить влияние воздействия негармонической волны, включающей частоты от 10 до 17 000 Гц на изменение критического градиента давления начала фильтрации, коэффициента подвижности, а также коэффициента вытеснения модельной нефти водой.

**Результаты (Results).** В ходе проведенных экспериментов было установлено снижение критического градиента давления начала фильтрации при негармоническом акустическом воздействии до 15%, выявлено повышение коэффициента подвижности: в среднем на 19% для низкопроницаемых образцов; в среднем на 6% для высокопроницаемых образцов естественного керна. Установлено повышение коэффициента вытеснения модели нефти водой в среднем на 9% при воздействии негармоническими упругими

колебаниями. На основании проведенных исследований, а также анализа исследований, полученных другими авторами, была разработана и предложена компоновка оборудования и технология обработки продуктивного пласта негармоническими волнами, позволяющая интенсифицировать приток нефти к низкодебитным скважинам, эксплуатируемым штанговыми насосами. Отличительная особенность данной компоновки – возможность одновременной волновой обработки коллектора и добычи нефти с возможностью регулирования характеристики воздействия в зависимости от отклика пласта.

**Обсуждение.** Результаты исследований вносят вклад в развитие понимания процессов волнового воздействия на фильтрацию флюидов в поровой среде продуктивных нефтяных пластов. Впервые были проведены исследования по оценке влияния негармонических упругих колебаний на изменение коэффициента подвижности, критического градиента давления начала фильтрации, коэффициента вытеснения нефти. Разработанная лабораторная установка и методы проведенных с ее помощью экспериментов легли в основу заявки на патент на изобретение «Способ оценки влияния акустического воздействия на вытеснение нефти». Теоретическая часть работы, посвященная выявлению закономерностей распространения упругих колебаний в пласте, позволила разработать программу для ЭВМ, с помощью которой можно определять амплитудно-частотную характеристику в заданной точке продуктивного пласта в заданный момент времени при распространении волн от нескольких внутрискважинных излучателей колебаний.

**Заключение.** В результате исследования лабораторных и промысловых данных были классифицированы технологии волнового воздействия. Была разработана и собрана лабораторная установка по воздействию негармоническими акустическими колебаниями, включающими частоты в диапазоне от 10 до 17 000 Гц, фильтрацию жидкости через образцы естественного керна. Проведенные эксперименты позволили установить снижение критического градиента давления начала фильтрации, повышение коэффициента подвижности и коэффициента вытеснения модели нефти водой в поле негармонических упругих колебаний. Практическая значимость выражена в возможности промышленного применения волнового воздействия рассмотренных характеристик, в том числе с использованием разработанного способа воздействия на пласт с целью интенсификации притока нефти, отличающегося от известных использованием негармонических колебаний и возможностью одновременной волновой обработки и добычи нефти штанговыми насосами.

### Список литературы

1. Louhenapessy, S.C. The effect of type waves on vibroseismic implementation of changes properties of rock, oil viscosity, oil compound composition, and enhanced oil recovery. / S.C. Louhenapessy, T. Ariadji // *Petroleum Research*. – 2020. – 4. – V. 5. – P. 304-314.
2. Губайдуллин, А.А. Экспериментальное исследование вибрационно-акустического воздействия на вытеснение остаточных углеводородов в пористой среде / А.А. Губайдуллин, С.А. Конев, С.Н. Саранчин // Тез. докл. Росс. Конф. «Многофазные системы: природа, человек, общество, технологии», посвященной 70-летию ак. Р.И. Нигматулина. – Уфа: Изд-во Нефтегазовое дело. – 2010. – С. 95-96.
3. Keshavarzi, B. Application of ultrasound wave for stimulation of asphaltene damaged reservoir rocks: An experimental study. / B. Keshavarzi, M.H. Ghazanfari, and C. Ghotbi // *Scientia Iranica*. – 2018. – 25, №6. – P. 3391-3400.
4. Vedmenskiy, A.M. The acoustic oscillation effect on the saturated pore-medium filtration characteristics with the purpose of oil recovery improvement and intensification of the flow. / A.M. Vedmenskiy, A.V. Strekalov // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – 378 (1), – статья № 012105. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012105.
5. Ведменский, Антон Максимович. Исследование влияния негармонических колебаний на процесс фильтрации в нефтяном пласте и совершенствование технологии акустического воздействия на область дренирования : диссертация ... кандидата технических наук : 2.8.4. / Ведменский Антон Максимович; [Место защиты: Тюменский индустриальный университет ; Диссовет 24.2.419.03 (Д 212.273.11)]. – Тюмень, 2022. – 160 с. : ил.

## **Опыт применения термогенерирующих материалов для увеличения эффективности кислотных обработок в условиях низкотемпературных доломитизированных карбонатных коллекторов Восточной Сибири**

**Аннотация.** Малая реакционная способность низкотемпературных доломитов заставляет искать новые подходы для ускорения реакции кислоты с породой с целью увеличения эффективности кислотных обработок. Наиболее перспективным подходом для увеличения реакционной способности доломита является применение термогенерирующих материалов в призабойной зоне пласта при проведении солянокислотных обработок. Данная работа представляет опыт применения термокислотных обработок низкотемпературных доломитизированных пластов Восточной Сибири.

**Ключевые слова:** кислотная обработка, карбонатный коллектор, Восточная Сибирь, термогенерирующий материал, низкотемпературный доломит.

**Введение.** На протяжении большей части истории развития методов интенсификации карбонатных коллекторов человечество сталкивалось с задачей замедления скорости реакции кислотных составов с породой пласта для увеличения длины червоточины в условиях увеличивающихся температур пласта с увеличением глубин залегания разрабатываемых объектов. Однако активная разработка сильно доломитизированных низкотемпературных карбонатных коллекторов Восточной Сибири вызвало необходимость поиска решения обратной задачи, а именно ускорения реакции кислоты с породой, для сдвига числа Дамкёлера при проведении кислотных обработок в оптимальный диапазон. Для решения данного вызова было предложено множество подходов, таких как: увеличение концентрации кислоты, снижение межфазного натяжения на границе кислотного состава и нефти, а также увеличение смачиваемости породы водными растворами, изменение структуры порообразующего материала, однако наиболее эффективным способом является увеличение температуры в зоне реакции [1].

**Методы.** При проведении кислотных обработок была предложена закачка термогенерирующих составов, реакция которых с кислотными составами сопровождается высоким экзотермическим эффектом, и приводящая к разогреву призабойной зоны пласта. Закачка кислотного состава сопровождалась попеременной прокачкой самоотклоняющегося кислотного состава на основе вязкоупругих ПАВ для увеличения обработанной мощности пласта. Перед закачкой отклоняющихся систем производилась прокачка оторочки добавок с оптимальным гидрофильно-липофильным балансом, провоцирующим форсированное преобразование цилиндрических мицелл вязкоупругого ПАВ в шарообразные мицеллы [2] при отработки скважины для ускорения выноса продуктов реакции.

**Результаты.** При проведении обработок в газонасыщенных интервалах на наклонно-направленных скважинах за счёт применения термогенерирующих материалов удалось достичь прироста продуктивности в 3-5 раз по сравнению с классическими солянокислотными обработками. Гидродинамическая модель, откалиброванная на полученные результаты, прогнозирует увеличение продуктивности горизонтальных скважин, обработанных с использованием предложенной технологии, на 20-30%.

**Обсуждение.** Кислотная обработка низкотемпературных доломитов является нетривиальной задачей, высокая плотность доломита увеличивает затраты энергии, необходимые для отрыва ионов кальция и магния с поверхности кристалла, а околонулевой порядок реакции доломита с кислотными составами делает малоперспективным увеличение концентрации кислоты [3], вместе с тем существенная гидрофобизация поверхности доломита увеличивает важность удаления сорбированных на поверхности породы гидрофобизирующих компонентов нефти. Увеличение температуры в зоне реакции за счет применения термогенерирующих материалов позволяет решать все вышеобозначенные вызовы, так как данный метод позволяет повысить энергию колебаний в кристаллической решетке, обеспечивая ускорение реакции и вместе с тем повышает скорость десорбции гидрофобизирующих компонентов с поверхности, а также снижает вязкость пластового флюида для улучшения отмыва пластового флюида с поверхности зерен породы и увеличения площади контакта кислоты с породой в зоне реакции.

**Заключение.** Применение термогенерирующих составов при проведении кислотных обработок позволит как увеличить эффективность кислотных обработок призабойной зоны в Восточной Сибири, позволяя эффективно разрабатывать большой спектр пластов с существенными запасами, так и сновные выводы, так и использовать данный подход при обработках низкотемпературных доломитизированных пластов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

#### Список литературы

1. Фоломеев А.Е., Магадиев А.Ф., Хатмуллин А.Р., Таипов И.А., Вахрушев С.А., Галиев Т.Р., Мухаметов Ф.Х. Опыт термокислотного воздействия на низкотемпературные доломитизированные карбонатные коллектора, осложненные выпадением АСПВ // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 12-14 октября, 2020, Москва, Россия, SPE-202069, DOI: 10.2118/202069-RU.
2. Fogang L.T., Sultan A.S., Kamal M.S. Understanding viscosity reduction of a long-tail sulfobetaine viscoelastic surfactant by organic compounds, RSC Advances, 2018, 8, с. 4455-4463 DOI: 10.1039/C7RA12538K.
3. Dong K., Zhu D., Hill A.D. The role of temperature on optimal conditions in dolomite acidizing: An experimental study and its applications // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 165, с. 736-742 DOI: 10.1016/j.petrol.2018.03.018.

## Энергоэффективные технологические решения для ППД, снижающие операционные затраты

**Аннотация.** В статье «Энергоэффективные технологические решения для ППД, снижающие операционные затраты» Галкина А.И и Лихарева В.В. рассматриваются проблемы очистки жидкости при различных способах закачки, технологические решения пермской компании «ЭЛКАМ» для подготовки воды для систем ППД и индивидуальной закачки воды в нагнетательные скважины. Эффективность применения данных технологий доказана в ходе проведения опытно-промышленных испытаний, результаты которых приводятся в настоящей статье.

**Ключевые слова:** поддержание пластового давления, насосный агрегат, блок фильтров, нагнетательные скважины, механические примеси, очистка, снижение операционных затрат.

Задачи по использованию потенциала систем поддержания пластового давления в нефтяной промышленности на сегодняшний день являются очень актуальными. Связано это, в первую очередь, с существующей проблемой низкой эффективности эксплуатации нефтяных месторождений на третьей и четвертой стадиях разработки.

На сегодняшний день компании-недропользователи, имеющие фонд ППД, сталкиваются со следующими проблемами при его эксплуатации: необходимость увеличения давления закачки на кустовых площадках, снижение приемистости нагнетательных скважин, затраты на строительство водоводов высокого давления и их порывы во время эксплуатации. При этом, повышение эффективности добычи нефти и сокращение операционных затрат остается одним из приоритетных направлений российских нефтяных компаний.

К качеству воды для нужд систем ППД предъявляются серьезные требования. Такая вода требует предварительной очистки, и обусловлено это наличием в ней различных механических включений, которые приводят к абразивному износу рабочих органов наземного и скважинного оборудования и, как следствие, преждевременному выходу его из строя. Также механические включения становятся причиной разрушения стенок высоконапорных трубопроводов и приводят к аварийным отказам, что влечет за собой дополнительные расходы, особенно если скважины расположены в труднодоступных районах. Механические включения, попадая в скважину, приводят к кольматации призабойной зоны пласта. Коллекторы принимающих пластов постепенно заполняются частицами, снижается приемистость, а следовательно и эффективность всей системы ППД.

Технология очистки воды от механических примесей зависит от способа организации закачки. Так, при централизованной закачке с применением КНС и системы высоконапорных водоводов подготовка воды производится на этапах фазного отделения от нефти, перед сбросом в систему ППД. При этом применяются методы гравитационной сепарации с дальнейшей фильтрацией больших объемов воды при низком давлении. Оборудование обслуживается линейным персоналом на объектах подготовки в рамках созданной инфраструктуры.

Внутрикустовая закачка предполагает подготовку воды при ее добыче, непосредственно в водозаборной скважине, с применением дополнительного скважинного обо-

рудования: фильтров, песочных якорей и сепараторов, установленных на насосах. Коэффициент сепарации для твердых взвешенных частиц размерами менее 50 мкм и фильтрующая способность большинства скважинных устройств достаточно низкие. Это обусловлено необходимостью обеспечивать работоспособность данных устройств, так как при сепарации и фильтрации мелких частиц происходит накопление отфильтрованного шлама, и возникает необходимость промывки шламосборников и приемных сеток фильтров, что по известным причинам, сложно осуществимо в скважинных условиях. Таким образом, в добытой воде содержатся механические примеси, не уловленные при добыче. Данные примеси закачиваются с водой через блоки гребенок в нагнетательные скважины куста. Очистка такой жидкости в условиях куста в большинстве случаев не производится.

Большой вклад в развитие малогабаритных систем очистки, в том числе применяемых в условиях внутрикустовой закачки, внесли специалисты РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. Их силами разработаны и запатентованы ключевые конструктивные решения двухступенчатой системы очистки воды с применением современных и уникальных технологий моделирования и производства фильтрующих элементов.

Компания «ЭЛКАМ» как производитель нефтепромыслового оборудования была непосредственным участником этих работ на всех этапах: от проектирования и изготовления до внедрения, сопровождения и оценки результатов опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на фонде систем ППД российских и зарубежных нефтяных компаний. Испытания проводились с 2013 года. Полученный опыт помог создать собственное технологическое решение – блок фильтров БФ ППД.

Конструкция состоит из фильтров, которые постоянно находятся в работе, и один резервный. Номинальная толщина очистки 5 мкм, пропускная способность одного фильтра 460 м<sup>3</sup>/сутки, рабочее давление до 35 МПа. Контроль степени наполнения фильтров шламом осуществляется по перепаду давления с помощью датчиков на входе и выходе в блок фильтров. Промывка происходит противотоком жидкости от одного модуля фильтров к другому при закрытии соответствующих задвижек без остановки системы. Фильтроэлементы регенерируемые, выполнены из коррозионноустойчивой стали. Для удобства обслуживания фильтры расположены на раме в виде площадки. Для эксплуатации в регионах в условиях низких температур предусмотрена система обогрева в виде саморегулирующего греющего кабеля и утепление трубопроводов.

Для месторождений, где в силу территориальных условий и погодной специфики ежедневный контроль и обслуживание не только затруднены, но и в определенные периоды невозможны, необходимо максимально автоматизированное, неприхотливое к обслуживанию и не разрушающееся под влиянием погодных условий оборудование.

Для проверки работоспособности оборудования в условиях Крайнего Севера в период с 2018 по 2019 год были проведены опытно-промышленные испытания автоматической системы очистки «СО-21.2.300А-5» на Харьягинском месторождении ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В испытаниях участвовали инженеры филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Ухта. На испытательной кустовой площадке была организована внутрикустовая закачка воды из водозаборной скважины в нагнетательные скважины по напорным водоводам с применением УЭЦН.

В течение всего срока испытаний был организован комиссионный отбор проб перекачиваемой жидкости до и после Системы очистки. По результатам испытаний заявленная фильтрующая способность системы очистки была подтверждена. Также в ходе испытаний была подтверждена автономная работа в автоматическом режиме в течение 180 суток.

Предпосылками к разработке другого технологического решения для систем ППД, а именно для индивидуальной закачки воды в нагнетательные скважины, стало несколько причин. Первая причина заключается в том, что система ППД (КНС, водоводы, запорная арматура) не позволяет обеспечить индивидуальную регулировку параметров закачки по давлению и расходу для каждой скважины в отдельности. Вторая причина – это удаленность месторождений, где состояние водоводов не позволяет увеличить давление закачки из-за аварийности и гидравлических сопротивлений. Также стоит отметить тот факт, что наиболее распространенные отказы погружных электродвигателей вызваны нарушениями изоляции при работе в скважинных условиях.

Таким решением стал комплекс оборудования с наземным асинхронным электродвигателем и электроцентробежным насосом в кожухе. На сегодняшний день компанией «ЭЛКАМ» разработаны несколько вариантов его исполнения, как с низким, так и с высоким давлением на входе.

Основным преимуществом наземного электродвигателя по сравнению с погружным является длительный межремонтный период. Обусловлено это отсутствием воздействия рабочей скважинной жидкости на двигатель, отсутствием погружного питающего кабеля и R0, а также доступностью наземного оборудования для периодического обслуживания.

Оценка работоспособности и энергоэффективности данного решения была произведена в ходе опытно-промысловых испытаний на Тайлаковском месторождении ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». До внедрения насосного агрегата с наземным электродвигателем на данном месторождении применялась классическая для Западной Сибири схема кустовой закачки – ЭЦН перевернутого типа в шурфах скважин в качестве дожимных установок. Помимо высокого потребления электроэнергии данная схема имеет еще один существенный недостаток: ПЭД, находясь в скважине, постоянно подвергается воздействию рабочей жидкости, что приводит к преждевременным отказам, связанным с коррозией и солеотложениями.

Опытно-промышленные испытания насосного агрегата с наземным электродвигателем для организации закачки в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» подтвердили снижение электропотребления и экономическую эффективность. В ходе испытаний задача по снижению энергопотребления и количества ремонтов на поглощающих скважинах была успешно решена.

Таким образом, технологические решения «ЭЛКАМ» для систем ППД позволяют повышать эффективность добычи нефти, при этом сокращая операционные затраты, что является одним из приоритетных направлений деятельности нефтяных компаний России.

### Список литературы

1. Баканеев, В.С. Повышение эффективности добычи нефти на основе использования энергии системы поддержания пластового давления (на примере месторождений Павловской группы) : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 2.8.4 / Баканеев Виталий Сергеевич ; науч. рук. А.В. Лекомцев ; ФГАОУ ВО «ПНИПУ». – Пермь, 2023. – 160 с.
2. Оборудование для водоподготовки ООО «ЭЛКАМ» / А. И. Галкин, С. Е. Сорокин // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». – 2021. – № 03.
3. Системы очистки воды для нужд поддержания пластового давления и промышленной подготовки нефти / В. Н. Ивановский, д.т.н., профессор, зав. кафедрой РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, А.А. Сабилов, к.т.н., доцент, зав. лабораторией, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; А.В. Булат, к.т.н., научный сотрудник, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и др. // Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ». – 2014. – № 10.

Гизатуллин Р.Р.<sup>1</sup>, Двойников М.В.<sup>2</sup>, Романова Н.А.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> начальник службы, ООО «Газпром добыча Ноябрьск», г. Губкинский, Россия, ruslan\_gizatullin@list.ru

<sup>2</sup> д.т.н., зав. каф. БС, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., доц. каф. АТПП, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

## Оптимизация технологии сохранения стабильного состояния газогидратных отложений при строительстве скважин в условиях вечной мерзлоты

**Аннотация.** В докладе представлен анализ вопросов, связанных с осложнениями при бурении гидратосодержащих залежей в криолитозоне. Целью является разработка рекомендаций по предотвращению газопроявлений при бурении газогидратных залежей и устранению негерметичности межскважинного пространства скважины. Представлены результаты моделирования влияния закачки бурового раствора на температурное поле вокруг скважины. Существенную роль играют скорость закачки бурового раствора и его температура. Рекомендуемый расход рабочей жидкости должен быть в пределах 0,030-0,045 м<sup>3</sup>/с, а ее температура не должна превышать 20 °С. Наличие гидратов может быть причиной негерметичности межколонного пространства скважины. Одним из способов устранения негерметичности является кольматация. В качестве кольматирующей композиции предлагается водный раствор силиката натрия с добавлением 2% полимера.

**Ключевые слова:** газовые гидраты, газопроявления, осложнения при бурении, многолетнемерзлые породы, межколонные давления.

**Введение.** В связи с высокой частотой осложнений и аварий при вскрытии низкотемпературных интервалов на северных газовых и нефтяных месторождениях России на первый план выходит проблема неконтролируемого выделения газа из гидратов вследствие невозможности сохранения термодинамического состояния системы «скважина – гидрат» [1-3].

Одним из основных факторов, оказывающих влияние на температуру породы, является механическое воздействие долота и циркуляция технологической жидкости. Следует отметить, что методики, позволяющие определить термобарические условия в околоскважинном пространстве в момент вскрытия, которые бы учитывали исходную температуру пласта, наличие газогидратных вкраплений и другие факторы, влияющие на теплообмен, а значит, и на возможность и дебит газопроявлений, отсутствуют.

В связи с вышесказанным, при прохождении участков, содержащих скопления газовых гидратов, необходимо уделять особое внимание режимным параметрам бурения скважины, а также укреплению ствола скважины во избежание обрушения пород. Регулирование режимов промывки скважины с учетом распределения температуры по интервалу распространения мерзлых пород обеспечит снижение радиуса воздействия теплового поля и сохранит стабильное состояние скоплений газовых гидратов. Кроме того, разработка кольматирующих составов с улучшенными вязкостно-механическими свойствами позволит обеспечить отсутствие межколонных перетоков на протяжении всего периода эксплуатации скважины.

Указанные проблемы делают актуальным разработку технологии вскрытия скоплений газовых гидратов управлением термодинамическим состоянием системы в скважине.

**Методы.** Моделирование проводится на основе известных законов теплопередачи, гидродинамики и реологии в программном продукте «COMSOL Multiphysics».

**Результаты.** Моделирование показало, что минимально возможное растепление при бурении скважин на Губкинском нефтегазоконденсатном месторождении составит

4 °С, что неминуемо приблизит термодинамическое состояние системы к равновесной кривой, а значит, к точке разложения гидрата.

Рекомендуемый расход технологической жидкости должен поддерживаться в интервале 0,030–0,045 м<sup>3</sup>/с, а его температура не должна превышать 20 °С. Одновременно с этим необходимо помнить о повышенной вероятности застывания бурового раствора в условиях многолетней мерзлоты, а также вследствие локального снижения температуры в результате эндотермической диссоциации газовых гидратов

**Обсуждение.** Разработана математическая модель, позволяющая рассчитать радиус распространения теплового поля в околоскважинной зоне и спрогнозировать режимные параметры бурения скважины, обеспечивающих стабильное состояние скоплений газовых гидратов в криолитозоне.

Установлен механизм формирования кольматационного экрана в зоне МП, обеспечивающего термодинамическое равновесие контура диссоциации в межколонном пространстве скважины за счет регулирования СРС вязко-упругой системы на основе метасиликата натрия и ПАА с учетом гидродинамики закачивания и термобарических условий в скважине.

**Заключение.** Теоретически обоснована возможность обеспечения стабильного состояния скоплений газовых гидратов за счет контроля и управления скоростью распространения теплового поля в околоскважинной зоне МП на основе регулирования режимных параметров бурения скважины.

#### Список литературы

1. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ИРЦ Газпром, 2004. – 509 с.
2. Yang, J., A. Hassanpouryouzband, B. Tohidi, E. Chuvilin, B. Bukhanov, V. Istomin, and A. Cheremisin. 2019. «Gas Hydrates in Permafrost: Distinctive Effect of Gas Hydrates and Ice on the Geomechanical Properties of Simulated Hydrate-Bearing Permafrost Sediments» *Journal of Geophysical Research: Solid Earth* 124 (3): 2551-2563. doi:10.1029/2018JB016536.
3. Перлова Е.В., Микляева Е.С., Леонов С.А., Ткачёва Е.В., Ухова Ю.А. Газовые гидраты полуострова Ямал и прилегающего шельфа Карского моря как осложняющий фактор освоения региона // *Вести газовой науки*. 2017. № 3 (31). С. 255-262.

Доровских И.В.<sup>1</sup>, Князев Л.А.<sup>2</sup>, Коршун С.В.<sup>3</sup>, Барбачев С.А.<sup>4</sup>

<sup>1</sup> генеральный директор, ООО «ПИУЦ «Сапфир», г. Санкт-Петербург, Россия, post@aetc-spb.ru

<sup>2</sup> заместитель генерального директора по технологическому развитию и морским проектам, ООО «ПИУЦ «Сапфир», г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> руководитель направления, ООО «ПИУЦ «Сапфир», г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>4</sup> эксперт направления, ООО «ПИУЦ «Сапфир», г. Санкт-Петербург, Россия

## **Обеспечение электроэнергией удаленных кустовых площадок путем генерации электричества мобильными энергетическими установками (МЭУ) с использованием природного и попутного нефтяного газа**

**Аннотация.** Множество одиночных скважин и кустовых площадок снабжаются электроэнергией от дизельных энергоцентров, потребляющих дорогостоящее дизельное топливо, в то время как попутный нефтяной газ (ПНГ) сжигается на факелах, что, с экономической точки зрения, влечет за собой потерю ресурса, который мог быть рационально использован, а также оказывает негативное воздействие на окружающую среду. В работе рассмотрена актуальность генерации электричества на удаленных кустовых площадках с помощью ПНГ и природного газа.

**Ключевые слова:** генерация электроэнергии, попутный нефтяной газ, природный газ, утилизация, мобильные энергетические установки.

**Введение.** В настоящее время множество одиночных скважин и кустовых площадок снабжаются электроэнергией от дизельных энергоцентров, потребляющих дорогостоящее дизельное топливо, использование которого помимо трат на само топливо, несёт постоянные затраты на решение проблем логистики в труднодоступные места.

В это время сжигание попутного нефтяного газа на факелах ежегодно составляет более 35% от всех выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, осуществляемых мировой нефтегазовой отраслью [1]. Выбросы состоят из сотен тысяч тонн NO (оксида азота), CO (угарного газа), около 350 млн т CO<sub>2</sub> (диоксида углерода), диоксидов серы и других продуктов неполного сгорания углеводородов, наносящих экологический ущерб [2]. Существует несколько видов утилизации ПНГ, наиболее простые из которых это закачка в пласт, генерация электроэнергии и закачка ПНГ в единую газотранспортную сеть [3].

**Методы.** Решением проблем генерации электроэнергии с помощью дизельного топлива на кустовых площадках и утилизации ПНГ на месторождениях является генерация электроэнергии с помощью ПНГ или природного газа. Эта технология нашла применение на удаленных нефтегазовых промыслах, где отсутствуют линии электропередач, с помощью мобильной энергетической установки (МЭУ), разработанной Прикладным инженерным и учебным центром «Сапфир». Генерация электроэнергии с помощью ПНГ позволяет свести к минимуму сбросы ПНГ на факел и отказаться от использования дизельного топлива.

**Результаты.** МЭУ является модульной мобильной установкой, комплектуется из набора блоков максимальной заводской готовности, не имеющих связи с основанием (что является признаком капитального строительства) и позволяет перемещать ее на другие месторождения. Все модули устанавливались на дорожные плиты, уложенные на предварительно организованную кустовую площадку. Основным топливом для установки является попутный нефтяной газ, полученный из добываемой



в работу при выводе одного из электрогенерирующих агрегатов в аварийный или плановый ремонт. Это обеспечивает возможность при ремонте одного из электрогенерирующих агрегатов работать с нагруженным (вращающимся) резервом ЭСН, а при ремонте двух исключить недоотпуск энергии.

**Заключение.** МЭУ является комплексной установкой обеспечивающей, сепарацию попутного нефтяного, подготовку топливного газа и генерацию электроэнергии с учетом необходимого резервирования. В перспективе данная установка может использоваться на объектах нефтегазодобычи до момента строительства воздушной линии электропередач, что позволяет начать добычу раньше и уменьшает расходы на дизельное топливо. В зависимости от локации и условий работы потребителей электрической энергии, применение МЭУ позволяет снизить суммарную стоимость владения генерацией до 2 раз по сравнению с дизельными энергоцентрами.

### Список литературы

1. Экономически целесообразные наилучшие доступные технологии снижения выбросов черного углерода от факельного сжигания попутного нефтяного газа: Инициатива ЕС по черному углероду в Арктике: технический отчет 3. Октябрь 2019. С. 47.
2. Алтунина Л.К. и др. Загрязнение окружающей среды при сжигании попутного нефтяного газа на территории нефтедобывающих предприятий // Химия в интересах устойчивого развития. 2014. Vol. 22. С. 217–222.
3. Рядинская А.П., Череповицына А.А. Утилизация попутного нефтяного газа в России: Методы и перспективы производства продуктов газохимии. СЕВЕР И РЫНОК: формирование экономического порядка. 2022. С1-19-34.

Казакова П.Ю.<sup>1</sup>, Лунева А.И.<sup>1</sup>, Павельев Р.С.<sup>2</sup>, Варфоломеев М.А.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> лаборант, Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия, krolina2288@gmail.com

<sup>2</sup> к.х.н., в.н.с., Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

## Разработка реагентов комплексного действия – ингибиторов гидратообразования и коррозии – на основе сополимеров изопропилакриламида и малеинового ангидрида

**Аннотация.** Изучено влияние сополимеров на основе малеинового ангидрида и изопропилакриламида, полученных при разных соотношениях мономерных звеньев, на процесс образования гидрата метан-пропановой смеси. Полученные полималеаты превзошли коммерческие ингибиторы Luvicap EG и PNIPAM. Наилучшие результаты по переохлаждению показал образец с повышенным содержанием фрагмента изопропилакриламида, это соединение также проявило хороший антикоррозионный эффект.

**Ключевые слова:** газовые гидраты, природный газ, кинетические ингибиторы гидратообразования, ингибиторы коррозии, полималеаты.

**Введение.** В современной энергетике особенно остро стоит проблема истощения традиционных источников энергии, таких как нефть и газ. Поэтому приходится разрабатывать труднодоступные залежи углеводородов, в том числе в суровых природно-климатических условиях арктической зоны. При работе в условиях низкой температуры, высокого давления газа и наличия воды в потоке на стенках трубопровода могут образовываться льдоподобные отложения – газовые гидраты (ГГ). Они могут стать причиной аварийной ситуации – частичного или полного закупоривания трубопровода, и как следствие повлечь за собой снижение добычи. Для предупреждения и ликвидации газовых гидратов в различных газопромысловых системах применяются следующие методы: термическое воздействие, понижение давления, обезвоживание и введение химических ингибиторов процесса гидратообразования (ИГ). Наиболее эффективное и распространённое решение на данный момент – это введение химических ИГ термодинамического либо кинетического действия (прежде всего за рубежом). Первый тип отличается относительно низкой стоимостью и хорошей антигидратной активностью, но загрязняет окружающую среду и проявляет коррозионное воздействие на технологическое оборудование [1]. Если говорить о кинетических ингибиторах, то они влияют на процесс образования гидратов, замедляя его, а также воздействуют на начальные стадии роста кристаллов гидрата [2]. Они не только снижают затраты на процесс предупреждения образования газовых гидратов, но и делают процесс более экологичным. Однако их применение в России до сих пор не распространено. В последние годы в области нефтепромысловой химии наблюдается явная тенденция к разработке универсальных реагентов, способных одновременно предотвращать образование гидратов, выпадение солей и снижать коррозию трубопроводов.

**Методы.** Исследование гидратообразования проводилось на установке качающихся ячеек RC5 (Rocking Cell 5). Данная установка позволяет отслеживать процесс гидратообразования в реальном времени. Принцип действия основывается на постоянном угловом перемещении охлажденных ячеек, находящихся под давлением. В них моделируются условия реального трубопровода. Установка представляет собой пять ячеек для эксперимента, со следующими параметрами, достигаемыми в них: давление: 20 МПа; температура: от (–10) °С до (+60) °С; угловой диапазон  $\pm 45^\circ$  с частотой качания до 20 мин<sup>-1</sup> [3]. Определение защитных свойств по отношению к коррозии проводили в соответствии с ГОСТ 9.506-87.

**Результаты.** В ходе исследований был синтезирован ряд кинетических ИГ на основе сополимеров изопропилакриламида и малеинового ангидрида, цикл которого в дальнейшем раскрывался диметил-/дибутиламинопропиламином (DMAPA/DBAPA). В присутствии данных соединений температура переохлаждения системы находилась в диапазоне от 14 °С до 16 °С (в концентрации 0,5%). По своей эффективности синтезированные полимеры превосходили коммерческие ингибиторы Luvicap EG (12,7 °С) и PNIPAM (12,4 °С). Лидерный образец исследовался на наличие антикоррозионных свойств. Защитный эффект достиг 96% при рабочей концентрации ингибитора в 0,5%.

**Обсуждение.** Структура полученных соединений была доказана методами ИК- и ЯМР-спектроскопии, на спектрах присутствуют все необходимые сигналы. Анализируя совокупность данных всех проведенных в настоящей работе исследований, было установлено, что при увеличении длины алкильных радикалов в амине от диметил- до дибутил- и количества изопропилакриламидного фрагмента увеличивается также и температура переохлаждения, а значит растут антигидратные свойства. По своей эффективности полученные полималеаты превосходят большинство ингибиторов гидратообразования, описанных на сегодняшний день в литературе. Также было показано, что лидерный образец в концентрации 0,5% обладает антикоррозионным эффектом (защитный эффект 96%). Более того, имеются перспективы получения реагентов тройного действия, в том случае, если цикл малеинового ангидрида будет раскрываться недостатком амина [4].

**Заключение.** Полученные низкодозируемые ИГ превосходили коммерческие образцы по температуре переохлаждения и показали хорошую антикоррозионную активность, из чего можно сделать вывод об их потенциальной эффективности при применении на линиях добычи нефти и газа с целью предотвращения образования ГГ. Будущие исследования заключаются в синтезе и изучении новых соединений, которые будут проявлять тройной эффект, т.е. помимо прочего смогут ингибировать и солеотложение.

*Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект № FZSM-2023-0014.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Казакова П.Ю. Ингибиторы гидратообразования низкой дозировки на основе сополимеров малеинового ангидрида с изопропилакриламидом // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа. 2023. С. 249-250.
2. Шахмаев Р.Н. Биodeградируемые кинетические ингибиторы гидратообразования // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14, № 2. С. 147-153.
3. Gnezdilov D.O. Synthesis of Hydrate Formation Inhibitors Derived from Waterborne Polyurethane in Batch and Flow Reactors // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2023. Т. 59, № 4. С. 673-678.
4. Волошин А.И. Ингибиторы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче // Нефтепромысловое дело. 2018. Т. 11. С. 60-72.

## Определение оптимального расстояния между горизонтальным стволом и водонефтяным контактом во избежание прорыва газа и воды при разработке нефтяных оторочек

**Аннотация.** В статье проанализированы проблемы, возникающие при разработке нефтяных оторочек, а также приведена методика определения оптимального расстояния между горизонтальным стволом добывающей скважины и водонефтяным контактом во избежание прорыва газа и воды в результате конусообразования. Авторами доказана правильность данных формул, а также выполнено сравнение четырех методик определения критических дебитов без образования водяного и газового конуса.

**Ключевые слова:** нефтяные оторочки, конусообразование, прорыв газа и воды, критический дебит нефти, скважины с горизонтальным окончанием.

**Введение.** 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. Главной проблемой при разработке таких залежей является конусообразование и, как следствие, прорыв газа или воды к добывающим скважинам. Это приводит к уменьшению нефтеотдачи, преждевременному обводнению продукции, а также к зацементированию нефти в залежи (добыча таких запасов невозможна) [1-3].

Следовательно, возникает необходимость поиска способов борьбы с конусообразованием. Один из таких способов – это добыча нефти ниже критического дебита. Целью работы является вывод формулы оптимального расстояния между горизонтальным стволом и водонефтяным контактом (ВНК) во избежание прорыва газа и воды при разработке нефтяных оторочек.

Объектом исследования в данной статье являются нефтяные оторочки, предметом исследования является процесс конусообразования при разработке объекта исследования.

**Методы.** Конусообразование – это процесс движения воды из аквифера или газа из газовой шапки к интервалу перфорации нефтяной скважины. Происходит это из-за разницы в подвижности между нефтяной и газовой фазами (либо нефтяной фазы и аквифером). В результате вода и газ прорываются, что приводит к уменьшению дебита нефти [4].

Одним из способов борьбы с конусообразованием является добыча нефти ниже критического дебита. Оценкой критического дебита в горизонтальных скважинах занимались такие ученые, как Чаперсон, Эфрос, Карчер, Джоши [5].

**Результаты.** Проанализировав методики Чаперсона, Эфроса, Карчера и Джоши, были определены значения критических дебитов нефти без прорыва воды или газа по каждой методике.

Опираясь на полученные значения, возникает необходимость поиска такого значения расстояния от горизонтального ствола до ВНК, при котором значение критического дебита без образования водяного и газового конусов будет максимальным. Данное значение будет максимальным при условии равенства критического дебита без прорыва газа и критического дебита без прорыва воды.

Таким образом, были получены формулы для определения оптимального расстояния от горизонтального ствола скважины до ВНК (формулы 1 и 2).

$$D_b^{ЧЭиК} = h \cdot \frac{\sqrt{(\rho_B - \rho_H) \cdot (\rho_H - \rho_G)} - (\rho_H - \rho_G)}{\rho_B - 2\rho_H + \rho_G}, \quad (1)$$

$$D_b^{Дж} = h \cdot \frac{\sqrt{\rho_B^2 + \rho_G^2 + 3\rho_H^2 + \rho_B \cdot \rho_G - 3\rho_B \cdot \rho_H - 3\rho_H \cdot \rho_G - (\rho_B - \rho_H)}}{2\rho_H - \rho_G - \rho_B}, \quad (2)$$

где  $D_b^{ЧЭиК}$  – оптимальное расстояние от горизонтального ствола скважины до ВНК, выведенное из методик Чаперсона, Эфроса и Карчера, м;  $D_b^{Дж}$  – оптимальное расстояние от горизонтального ствола скважины до ВНК, выведенное из методики Джоши, м;  $\rho_B$ ,  $\rho_H$  и  $\rho_G$  – плотности воды, нефти и газа соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $h$  – толщина нефтяной оторочки, м.

**Обсуждение.** Для проверки полученных формул была решена прикладная задача, в ходе которой были посчитаны значения критического дебита нефти без прорыва газа или воды при разных значениях расстояния от горизонтального ствола скважины до ВНК по четырем методикам. После этого были посчитаны оптимальные расстояния от горизонтального ствола скважины до ВНК по выведенным формулам. В итоге было проведено сравнение полученных результатов, что доказало правильность выведенных формул. Полученные формулы можно использовать для определения оптимального расстояния от горизонтального ствола скважины до ВНК.

**Заключение.** Таким образом, опираясь на зарубежные методики определения критического дебита нефти без образования водяного и газового конуса, авторами статьи были получены новые формулы определения оптимального расположения горизонтального ствола скважины относительно ВНК. Преимуществом данных формул является то, что они зависят от нескольких параметров: плотностей газа, нефти и воды и толщины нефтяной оторочки.

Расчет оптимального расположения горизонтального ствола скважины относительно ВНК сошелся с расчетом по методикам зарубежных авторов. Полученные формулы можно использовать при разработке нефтяных оторочек не только при дебите ниже критического, но и при других способах разработки нефтяных оторочек (например, при создании непроницаемого экрана на уровне ГНК или ВНК или при использовании технологии контроля притока).

Для дальнейших исследований по данной теме необходимо провести гидродинамическое моделирование разработки нефтяной оторочки при оптимальном расположении горизонтального ствола скважины, чтобы сравнить технологические и экономические показатели разработки.

### Список литературы

1. Кочарина У.А., Мигунова С.В. Обобщение опыта разработки нефтяных оторочек на месторождениях России // Нефтяная столица. 2020. С. 133-138. EDN: UQIMBM.
2. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубобинской залежи Чаяндинского НГКМ) // Вести газовой науки. 2013. № 5 (16). С. 124-133. EDN: RTHLOV.
3. Belov A. et al. Coiled Tubing has Set New Benchmarks for MSF in Novoportovskoe Oil Rim Field // SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition. SPE, 2019. С. D021S012R006. DOI: 10.2118/194247-MS.
4. Siddhamshetty P., Kwon J.S.I. Model-based feedback control of oil production in oil-rim reservoirs under gas coning conditions // Computers & Chemical Engineering. 2018. T. 112. С. 112-120. DOI:10.1016/j.compchemeng.2018.02.001.
5. Ahmed T. Reservoir engineering handbook. Gulf professional publishing, 2018. 1463 p.

## Перспективные азотсодержащие ингибиторы гидратообразования для освоения скважин

**Аннотация.** Доклад посвящён проблеме разработки ингибирующих гидратообразование составов на основе технологических жидкостей, альтернативных метанолу. Были исследованы такие составы, как хлорид натрия, хлорид калия, хлорид аммония, роданид аммония, мочевины. Результаты экспериментальных исследований показали, что наибольшей ингибирующей способностью обладают составы, применяемые при аномально низких пластовых давлениях на основе раствора хлорида аммония. В ходе экспериментов в реакторе газогидратной установки было выявлено улучшение ингибирующих свойств хлорида аммония при добавлении поливинилпироллидона как ингибитора двойного назначения – кинетического и термодинамического.

**Ключевые слова:** гидраты, ингибиторы гидратообразования, жидкость глушения, кинетический ингибитор, термодинамический ингибитор.

**Введение.** В настоящее время для борьбы с гидратообразованием на большинстве отечественных месторождений газа применяют метанол [1]. Однако метанол токсичен, а также хорошо растворим в сжатом газе, что приводит к его высокому удельному расходу. Авторами доклада представляется возможным подобрать оптимальный с точки зрения технико-экономического обоснования состав, действующий одновременно как ингибитор термодинамического и кинетического действия. Альтернативой метанолу могут стать ингибиторы на основе соединений, включающих группу азота.

**Методы.** С целью определения термодинамических и кинетических свойств ингибитора гидратообразования были разработаны методики проведения термодинамических и кинетических исследований [2]. Для проведения экспериментальных исследований различных концентраций ингибитора гидратообразования на основе солей аммония и различного ряда электролитов с добавлением поливинилпироллидона в автоклаве устанавливались термобарические параметры условий гидратообразования [3]. Экспериментальные исследования проводились на установке ГНА-350.

**Результаты и обсуждение.** Экспериментальные исследования показали, что наибольшей ингибирующей способностью обладают составы, применяемые при аномально низких пластовых давлениях на основе раствора хлорида аммония. В ходе экспериментов в реакторе газогидратной установки было выявлено улучшение ингибирующих свойств хлорида аммония плотностью 1,05 г/мл поливинилпироллидона при добавлении 0,1% масс. поливинилпироллидона как ингибитора двойного назначения – кинетического и термодинамического.

Разработка физико-математической модели процессов образования и диссоциации газовых гидратов в присутствии кинетических ингибиторов на основе азотсодержащих соединений гидратообразования позволит проводить оценку эффективности применения ингибиторов и оптимизировать параметры процессов ввода ингибиторов.

**Заключение.** Обзор исследований кинетических и термодинамических ингибиторов, а также экспериментальные исследования показали, что хлорид аммония с добавлением поливинилпироллидона проявляет одновременно как кинетические, так

и термодинамические ингибирующие свойства. Наличие кинетических свойств способствует снижению концентрации вводимого ингибитора, в то время как наличие термодинамических свойств расширяет применимость состава на различных месторождениях. Таким образом, хлорид аммония с поливинилпирролидоном является перспективным ингибитором, свойства которого будут подробно изучены в ходе дальнейших исследований.

#### Список литературы

1. Никитин В.В., Буслаев Г.В., Романова Н.А., Ламосов М.Е., Гизатуллин Р.Р. Ингибиторы гидратообразования: российские и зарубежные разработки. Журнал Neftegaz.RU. 2023. № 3. С. 16-25. <https://magazine.neftgaz.ru/articles/nefteservis/772843-ingibitory-gidratoobrazovaniya-rossiyskie-i-zarubezhnye-razrabotki/>
2. Носов, В.В., Волошин, А.И., & Докичев, В.А. Ингибиторы газогидратообразования: настоящее и будущее. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2022. Т.5. С. 58-72. EDN: КМНРАУ
3. Буслаев Г.В., Лаврик А.Ю., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш. Обзор современных исследований газовых гидратов и ингибиторов гидратообразования для применения при освоении скважин // Научный журнал Российского газового общества. 2024. No 2(44). С. 16-25. EDN QSVBXT

**Никитин В.И.<sup>1</sup>, Агрелкина М.М.<sup>2</sup>**<sup>1</sup> к.т.н., научный руководитель лаборатории НЦ «Арктика»,  
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия, nikitin\_vi@pers.spmi.ru<sup>2</sup> студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия

## **Выбор функций относительных фазовых проницаемостей при обработке эксперимента по вытеснению углеводородной фазы фильтратом бурового раствора**

**Аннотация.** Исследование посвящено вопросам моделирования проникновения фильтрата буровой промывочной жидкости в продуктивный пласт. Были выбраны и обобщены формы эмпирических моделей для аппроксимации точек стационарного фильтрационного эксперимента. В качестве вытесняемой фазы выступала нефть, вытесняющей фазы – фильтрата буровых промывочных жидкостей на водной основе. Коэффициенты эмпирических моделей вычислены по методу наименьших квадратов. Для оценки качества аппроксимации проанализированы суммы квадратов отклонений и графики функции Баклея-Левретта и её производной. Приведены примеры и даны рекомендации по моделированию технологических процессов вытеснения с использованием эмпирических моделей относительных фазовых проницаемостей.

**Ключевые слова:** гидродинамическое моделирование, относительные фазовые проницаемости, двухфазная фильтрация, метод наименьших квадратов, регрессия, призабойная зона пласта.

При бурении проницаемых пластов фильтрат буровых промывочных жидкостей проникает в поровое пространство пласта из-за наличия избыточного давления и наличия тенденции к естественной фильтрации [1]. Повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов при строительстве добывающих скважин достигается путем выбора рецептуры промывочной жидкости, которая оказывает минимальное негативное воздействие на проницаемость призабойного пласта во время проникновения [2]. Математическое моделирование этого процесса служит инструментом для прогнозирования изменения фильтрационных свойств призабойной зоны [3, 4].

Произведено тестирование уравнений регрессии различной нелинейной формы с коэффициентами, подлежащими определению, на возможность применения к аппроксимации экспериментальных точек в задаче расчета гидродинамических параметров вскрытия пласта. Задача построения функции сводится к аппроксимации экспериментальных точек относительных фазовых проницаемостей математическими моделями. Эффективным методом для определения коэффициентов эмпирических моделей является метод наименьших квадратов [5].

Качество аппроксимации исходных точек оценивается по сумме квадратов отклонений. По вычисленным значениям сделан вывод о том, что наиболее качественную аппроксимацию экспериментальных результатов обеспечивают формы уравнений степенного вида.

Возможность дальнейшего применения построенных моделей ОФП определяется по виду функций Баклея-Левретта и её производной. Для дальнейшей обработки функция должна иметь возрастающий вид от 0 (начальной водонасыщенности) до 1, а производная – иметь параболический вид. Функции, отвечающие данным требованиям, могут быть применены, как к методу графического анализа, называемого методом Велджа, так и подлежат дальнейшей обработке с использованием уравнений двухфазной фильтрации для расчета насыщенности и глубины проникновения.

Сделанные выводы по оценке качества аппроксимации нелинейными уравнениями моделей ОФП могут быть использованы для расчетов в области технологии вскрытия продуктивных пластов, интенсификации добычи и разработки месторождений. Применение репрезентативных функций ОФП позволяет наиболее точно спрогнозировать процесс вытеснения фильтратом буровой промывочной жидкости пластового флюида в призабойной зоне продуктивного пласта, а также скин-фактор. Также рекомендуется учитывать опыт анализа кривых ОФП для оптимизации рецептур технологических жидкостей.

### Список литературы

1. Никитин В.И. Математическое моделирование проникновения фильтрата 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. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/3/3760>.
2. Степанов С.В., Шабаров А.Б., Бембель Г.С. Вычислительная технология для определения функции межфазного взаимодействия на основе моделирования течения в капиллярном кластере. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2016. Том 2. № 1. С. 63-71. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2016-2-1-63-71>
3. Ogolo N., Ezeaneche O., Onyekonwu M.O. The Comparison of Experimental Relative Permeability Data with Corey's Model Results: A Case Study. Journal of Oil, Gas and Petrochemical Technology. 2023; 10(1): p. 25-34. <https://doi.org/10.22034/JOGPT.2023.355385.1106>.
4. Korolev M., Rogachev M., Tananykhin D. 2020. Regulation of filtration characteristics of highly watered terrigenous formations using complex chemical compositions based on surfactants. Journal of Applied Engineering Science. 2020; 18(1): p. 147-156. <https://doi.org/10.5937/jaes18-24542>.
5. Дубровин М.Г., Вокина В.Р., Ядрышникова О.А. О применении LET-модели для аппроксимации керновых относительных фазовых проницаемостей. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 144-162. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-4-144-162>.

## Инновационная технология интенсификации добычи нефти с многофакторным воздействием на продуктивный пласт-коллектор

**Аннотация.** Качественное состояние призабойной зоны продуктивного пласта является основным критерием продуктивности нефтяных, газоконденсатных и газовых скважин. Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств горной породы продуктивных горизонтов наблюдается на всех этапах жизни месторождений. Первичное вскрытие продуктивного горизонта скважины (бурение, установка и цементирование обсадной колонны) подвергает пласт-коллектор агрессивному влиянию буровых и цементировочных составов. Продукты разрушения горной породы и асфальтосмолопарафинистые отложения в процессе эксплуатации скважины колюматрируют призабойную зону пласта, происходит существенное ухудшение гидродинамической связи скважина-пласт, что в результате приводит к снижению дебита. Современный нефтегазовый сектор активно развивает направление технологий комплексного воздействия на продуктивный пласт, позволяя интенсифицировать добычу углеводородов, в том числе трудноизвлекаемых запасов.

**Ключевые слова:** интенсификация добычи углеводородов, комплексная обработка призабойной зоны, колтюбинг, асфальтосмолопарафиновые отложения, фильтрационно-емкостные свойства.

Нефтедобывающие компании по всему миру нуждаются в новейших технологиях интенсификации, так как с каждым годом возрастает количество вовлекаемых в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Кольматация призабойной зоны продуктами разрушения горной породы, снижение производительности добывающих скважин, ухудшение гидродинамических параметров продуктивного пласта – характеристики, присущие каждой скважине с момента первичного вскрытия пласта, до завершающих стадий разработки месторождений.

Актуальной проблемой в наши дни является поиск среди множества методов интенсификации и восстановления продуктивности скважин, так и всего месторождения. Преимущественно, методы воздействия базируются на разнообразных методах химического и физического взаимодействия на пласт-коллектор. Они представляют собой тепловые, щелочные кислотные, физико-химические методы обработки.

Влияние указанных факторов на фильтрационно-емкостные свойства существенно ухудшают гидродинамическую связь пласта со скважиной, снижая в результате ее производительность при долгосрочной перспективе. Снижение рисков при решении проблем интенсификации добычи и повышения коэффициента извлечения углеводородов, в частности нефти, рассмотрено во внедрении и создании специальных технологий интенсификации дебита скважин.

**Цель и задачи исследования.** Целью является поиск эффективного химико-технологического процесса многофакторного воздействия на продуктивные горизонты Туймазинского месторождения путем математического моделирования.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- создать математический алгоритм подготовки к внедрению технологии на различных скважинах с учетом моделирования химико-технологического процесса;
- разработать методику экспериментального определения эффективного процесса технологии термогазохимического влияния для имплементации на скважинах с различными причинами уменьшения продуктивности;
- проанализировать возможность интенсификации добычи нефти с использованием колтюбинговой установки.

**Объект исследования.** Химико-технологические процессы многостадийного термомобарохимического воздействия на продуктивные горизонты нефтяных скважин.

**Предмет исследования.** Теплообменные, диффузионные, гидродинамические, гетерофазные закономерности комплексного влияния на пласт-коллектор и методы повышения управляемости и эффективности интенсификационных процессов.

**Научная новизна.** Созданы условия для усовершенствования методов управления процессами с добавлением ингибиторов, активаторов химических процессов, благодаря чему можно одерживать различные по характеру протекания типы процессов. Проведенный анализ химико-технологических процессов, которые составляют фундамент современных технологий повышения добычи углеводородов, исследует наиболее эффективную и перспективную технологию, объединяя эффективные тепловые, механические, барические, химические методы воздействия.

**Заключение.** Проанализирована и определена наиболее эффективная, инновационная технология обработки призабойной зоны продуктивного горизонта.

Проанализирована и создана математическая модель, разработан алгоритм подготовки к внедрению с учетом количественных и качественных показателей химических составов рабочих, технологических составов, влияющих на характер очистки от кольматантов, необходимых для дальнейшего создания дизайна компьютерной модели с учетом индивидуальных конструктивных особенностей и геолого-технических характеристик скважины.

В будущем планируется создание компьютерных моделей с применением искусственного интеллекта, как основа для развития и усовершенствования потенциала внедрения на месторождениях углеводородов с асфальтосмолопарафинистыми отложениями, механическими повреждениями горной породы, тяжелой, высоковязкой нефтью, с низкой эффективной пористостью и проницаемостью породы-коллектора.

*Автор выражает благодарность Новиковой Екатерине Витальевне за всестороннюю помощь и содействие при выполнении исследований, создании математической модели и формировании проекта компьютерного моделирования по внедрению процесса.*

### Список литературы

1. Александров, Е.Н. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей / Е.Н. Александров, Н.М. Кузнецов, С.Н. Козлов, Ю.Г. Серкин, Е.Е. Низова // Георесурсы. – 2016. – Т.18. – № 3. – Ч. 1.- С.154-159.
2. Белошапка, И.Е. Обзор технологий добычи сверхвязкой нефти и природных битумов/ И.Е. Белошапка // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том XVI. – Альметьевск : Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2017. – С. 11-16.
3. Трифонов, Т.В. Физико-химические МУН на поздней стадии разработки месторождений / Т.В. Трифонов, Р.И. Саттаров, А.В. Хурматуллин, Д.В. Сазонов // Экспозиция нефть газ. – № 7 (46), – 2015. – С. 26-29.
4. Саушин А.З., Новиков А.А. Анализ и поиск высокоэффективной технологии интенсификации добычи на месторождениях с высоковязкой нефтью. Материалы 71-й Международной студенческой научно-технической конференции. Материалы конференции. Астрахань. – 2021. – С. 691-693.

## Стратегия разработки нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ, текущие вызовы и решения

**Аннотация.** Разработка нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ сопряжена с рядом осложняющих факторов: пониженное пластовое давление, миграция запасов нефти в газовые шапки, локальная выработка запасов нефти базовым фондом. ООО «Газпромнефть-Заполярье» сформирована и реализуется стратегия разработки запасов нефтяных оторочек, основанная на применении скважин сложной конструкции и мобильных решений по внутрикустовой подготовке продукции. В работе представлены текущие результаты бурения первых скважин сложной конструкции, стратегия разработки оторочек, вызовы локализации текущих запасов нефти и частные случаи их решения, решения по настройке гидродинамических моделей.

**Ключевые слова:** Уренгойское НГКМ, нефтяные оторочки, многозабойные скважины, расформирование подвижных запасов, геолого-гидродинамическая модель.

Разработка нефтяных оторочек осложнена необходимостью учета взаимовлияния между газовой шапкой и нефтяной частью, ограничениями на режимы работы нефтяных скважин. Для рентабельного извлечения запасов нефти оторочек нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) в ПАО «Газпром Нефть» применяются горизонтальные и горизонтальные многозабойные скважины [1], которые позволяют увеличить площадь контакта скважины с пластом, что приводит к увеличению дебита нефти и добычи. В тоже время усложнение конструкции приводит к увеличению сроков строительства и стоимости скважин.

Разработка техногенно изменённых в результате отборов газа оторочек усложняет задачу извлечения запасов нефти на порядок: вода внедряется в нефтяную зону, нефть мигрирует в газ, пластовое давление снижается.

Уренгойское месторождение является уникальным по объемам запасов углеводородного сырья. Месторождение открыто в 1966 году, введено в разработку в 1985 году (газоконденсатные залежи), а с 1987 года разрабатываются нефтяные оторочки. Текущий КИН=0,022, при этом суточная добыча нефти наклонно-направленных скважин не превышает 250 т/сут, что связано со значительным снижением пластового давления в результате выработки запасов газа газовых шапок (отбор от НИЗ превышает 80%). Нефтяные наклонно-направленные скважины переводятся на вышележащие газоконденсатные залежи [2].

Запасы нефти Уренгойского НГКМ (УНГКМ) – это вызов для геологов, разработчиков, инженеров. Во-первых, запасы нефти нужно найти в условиях неоднородного геологического строения валанжинских пластов, во-вторых, необходимо учесть текущее состояние оторочек в результате разработки газовых шапок в течение 39 лет, в-третьих, перспективные зоны находятся на расстоянии десятков километров друг от друга, что необходимо учитывать при планировании подготовки и транспортировки нефти.

ООО «Газпромнефть-Заполярье» сформирована и реализуется стратегия разработки запасов нефтяных оторочек УНГКМ, которая основана на применении скважин сложной конструкции (многозабойные скважины с длиной стволов до 2200 м) и мобильных решений по внутрикустовой подготовке продукции. Стратегия предполагает поэтапное снятие рисков: исследования в пилотных стволах, движение от зон с максимальной

концентрации запасов к зонам менее перспективным, диверсификация рисков за счет бурения кустов в зонах с согласным залеганием нескольких пластов с нефтяными оторочками. Данные передовые технологий были опробованы на оторочках Песцового и Ен-Яхинского НГКМ с 2019 года [3]. Мобильные комплексы освоения скважин стали неотъемлемой частью реализации проекта, позволили получить раннюю добычу и повысить экономическую эффективность актива.

Благодаря пониманию процессов, происходящих в пласте, удалось выявить зоны концентрации остаточных извлекаемых запасов. Длительная история эксплуатации скважин, совместная разработка групп пластов, неоднозначность интерпретации точечных данных, многофазное состояние залежей, неоднородность и нестационарность процесса расформирования подвижных запасов нефти вносят значительные неопределенности в адаптацию геолого-гидродинамических моделей, которые требуют нетривиальных подходов к настройке.

Локализация текущих подвижных запасов нефти напрямую связана с текущим распределением давления, так как при снижении пластового давления происходит расформирование нефтяной оторочки за счёт внедрения в залежь расширяющейся законтурной воды. В масштабах Уренгойского НГКМ при типичных значениях проницаемости валанжинских отложений процесс распространения пластового давления, вызванный отборами газа из газовой шапки, даже через 40 лет всё ещё является нестационарным, поэтому величина снижения подвижных запасов нефти в рассматриваемой точке пласта зависит от распределения проницаемости как в окрестности данной точки, так и в направлении эксплуатационных газовых скважин.

В подобных условиях замеры пластового давления становятся важной составляющей оценки текущих подвижных запасов. Однако, не при любых условиях замер пластового давления позволяет локализовать запасы нефти. Например, одна и та же небольшая величина снижения пластового давления может наблюдаться как в случае медленного протекания процессов распространения, когда разработка газовой шапки ещё не успела повлиять на энергетическое состояние нефтяной оторочки, так и в случае быстрого протекания процессов, когда в процесс распространения давления уже вовлекается существенная часть законтурной области, поддерживающей давление. В первом случае текущие подвижные запасы нефти будут близки к начальным, во втором – околонулевые. Для снятия подобной неопределённости важно знание не только величины пластового давления, но и величины его градиента в направлении от нефтяной оторочки к газовым скважинам, а также характера изменения со временем, т.е. необходимы пьезометрические скважины и замеры пластового давления на разном удалении от газовых скважин.

Один из возможных подходов к прогнозированию распространения текущих подвижных запасов нефти – использование для расчётов гидродинамической модели. Критерий корректности прогноза в межскважинном пространстве в данном случае – адаптация на фактические показатели работы эксплуатационных скважин, однако с учётом зависимости распределения текущего пластового давления от распределения проницаемости задача адаптации гидродинамической модели существенно усложняется т.к. классический поэтапный подход к настройке пластового давления, затем дебита жидкости и затем обводнённости оказывается неприменим – требуется одновременная настройка всех этих показателей. Дополнительный усложняющий фактор – многопластовое строение валанжинских отложений (>100 млн.ячеек в модели) и эксплуатация газовой шапки наклонно-направленными скважинами, работающими на несколько объектов сразу, что затрудняет моделирование динамики разработки пластов по отдельности. Для реализации процесса адаптации гидродинамической модели в подобных про-

тиворечивых условиях сначала рассчитывается полномасштабная многопластовая модель, после чего рассчитанные поинтервальные показатели добычи газовых скважин используются в качестве граничных условий при моделировании отдельных пластов. Такой подход позволяет за конечное время определить требуемые для корректной адаптации модификаторы.

На текущий момент закончены бурением и успешно запущены 13 скважин с дебитом нефти до 320 т/сут, среднесуточная добыча нефти превышает 1300 тонн/сут, в разработку вовлечено 2,4 млн тонн нефти. Полученный опыт и тиражирование успешных решений позволит вовлечь в разработку дополнительно более 10 млн тонн извлекаемых запасов.

В планах развить текущий успех на другие зоны, в том числе попробовать «реанимировать» зоны активной выработки.

### Список литературы

1. Сугаипов Д.А. Интегрированный подход к разработке тонких нефтяных оторочек в Западной Сибири / Д.А. Сугаипов, О.С. Ушмаев, М.В. Фёдоров, А.Н. Никитин, И.В. Коваленко, Д.А. Самоловов // SPE-196747-RU. – 2019. – <https://doi.org/10.2118/196747-MS>
2. Дополнение к технологической схеме разработки неокотских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения: Отчет о НИР / ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; Руководитель работ С.Ю. Свентский, Е.С. Зимин. – Тюмень, 2022.
3. Коваленко И.В. Интегрированное моделирование разработки нефтяной оторочки Песцового месторождения / И.В. Коваленко, А.Г. Выдрин, А.Ю. Семенов, А.Н. Суханов // Нефтяное хозяйство/ – 2019. – № 2. – С. 49-51.

## Сокращение эмиссии углеводородов при погрузке танкеров

**Аннотация.** Морская транспортировка нефти и нефтепродуктов играет ключевую роль в процессе их доставки конечным потребителям. Существенную важность имеют проблемы ресурсосбережения и вопросы охраны окружающей среды. В работе рассмотрены пути сокращения эмиссии летучих органических соединений при наливке танкеров. Изучены вопросы изменения динамики роста давления в газовом пространстве танкера. Получены новые уравнения в дифференциальной форме для описания процесса. Разработанная модель апробирована на данных реальных погрузок.

**Ключевые слова:** танкер, нефть, нефтепродукт, эмиссия, летучие органические соединения.

**Введение (Introduction).** Вопросам рекуперации паров при погрузке танкеров уделяется достаточно большое внимание в современной теории и практике перевалки нефти и нефтепродуктов [1, 2]. При погрузке одного танкера класса Aframax может испариться примерно до одной железнодорожной цистерны жидкого продукта. Существующие процессы вытеснения газовой смеси из танкеров на сегодняшний день нуждаются в фундаментальном научном обосновании и осмыслении [3, 4]. В работе поставлена цель (признаваемая некоторыми авторами одной из основных в области морской транспортировки нефти [5]), снизить эмиссию летучих углеводородов при погрузке танкеров.

**Методы (Methods).** В работе на основе классических уравнений газовой динамики построена математическая модель вытеснения паров из танкера на установку рекуперации паров, размещенную на комплексе береговых и причальных сооружений. Полученная модель подкреплена пробами газовой смеси, отобранными в разные моменты погрузки и проанализированными методами газовой хроматографии, а также измерением давления по данным системы автоматики танкера и штатных систем.

**Результаты (Results).** В результате исследований получены модельные тренды изменения давления внутри танкера, которые с приемлемой точностью совпадают с данными реальных погрузок. Получены данные по компонентному составу проб, отобранных на различных этапах погрузки танкера.

**Обсуждение.** Установленные взаимосвязи между параметрами процесса и давлением внутри танкера позволяют найти соответствующие законы управления и вести погрузку в рациональных режимах, чтобы избежать открытия мастрейзера. Считавшийся ранее практически непредсказуемым процесс скачкообразного роста давления внутри танкера получил свое физико-математическое описание.

**Заключение.** Разработка научных основ описания процессов вытеснения газовой фазы из транспортных емкостей представляет собой важнейшее направление в области сокращения потерь нефти и нефтепродуктов при наливке в транспортные емкости. Выработка практических рекомендаций по рациональным режимам ведения погрузки позволит существенно сократить негативное воздействие на окружающую среду и сэкономить ценный продукт для повторного использования.

## Список литературы

1. Коршак, А.А. Оценка области применения установок рекуперации паров нефтепродуктов по зарубежным данным / А.А. Коршак, А.А. Коршак, А.В. Захарченко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – Т. 13, № 3. – С. 252-260. – EDN XFZEMD.
2. Коршак, А.А. Оценка вклада превышения объема паровоздушной смеси над объемом закачки в потерях нефти и нефтепродуктов от испарения / А.А. Коршак, А.А. Коршак // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11, № 4. – С. 452-459. – DOI 10.28999/2541-9595-2021-11-4-452-459. – EDN WOENPV.
3. Ohlrogge, K.; Wind, J.; Kyburz, E. Gasoline Vapor Recovery in the Chain of Gasoline Distribution. American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry, Preprints 2001, 46.
4. Sherief, N.; Praveen, P.; Devasia, M.; Lawrence, L.C.; Albin, E.J.; Bennan, N.F.; College, J.E. GASOLINE VAPOUR RECOVERY SYSTEM. International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET) 2017, 4.
5. Husain, M.; Altshuller, D.; Shtepani, E. Hydrocarbon Emission Containment in Tankers during Loading and Unloading. In Proceedings of the Transactions – Society of Naval Architects and Marine Engineers; 2006; Vol. 113.

**Раупов И.Р.<sup>1</sup>, Бурханов Р.Н.<sup>2</sup>, Лутфуллин А.А.<sup>3</sup>, Максютин А.В.<sup>4</sup>,  
Валиуллин И.В.<sup>5</sup>, Егорова Ю.Л.<sup>6</sup>, Чухновская Н.А.<sup>6</sup>**

<sup>1</sup> к.т.н., доцент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия, inzirrr@yandex.ru

<sup>2</sup> к.г.-м.н., зав. каф., Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,  
г. Альметьевск, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., зам. начальника, ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, Россия

<sup>4</sup> к.т.н., зам. генерального директора по НИОКР, ООО «НТЦ Нефтегаздинамика», г. Всеволожск, Россия

<sup>5</sup> к.т.н., ведущий научный сотрудник, Альметьевский государственный технологический университет  
«Высшая школа нефти», г. Альметьевск, Россия

<sup>6</sup> ст. преп., Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»,  
г. Альметьевск, Россия

## **Ретроспективный анализ и проблемы разработки природного карбонатного нефтяного резервуара**

**Аннотация.** В работе представлены особенности разработки нефтяного месторождения со сложнопостроенным карбонатным коллектором с применением ретроспективного анализа геолого-промысловых данных на примере нефтяной залежи фаменского яруса. Исследуемый эксплуатационный объект характеризуется невысокими дебитами по жидкости и нефти, снижающимися забойными и пластовыми давлениями, снижением коэффициента продуктивности, резким ростом обводненности. В ходе ретроспективного анализа были выделены возможные геологические факторы, приводящие к ухудшению технологических показателей: пониженные значения коэффициента нефтенасыщенности, небольшая нефтенасыщенная толщина, близость к ВНК. На низкую эффективность работы скважин указывают также повышенные значения темпов падения добычи и обводненности добываемой продукции. Обводнение скважин может происходить по системе трещин согласно проведенному анализу графиков водонефтяного фактора методом Чена.

**Ключевые слова:** трещинно-поровый коллектор, ретроспективный анализ, каротаж, обводненность, накопленная добыча нефти, водонефтяной фактор.

**Введение (Introduction).** Проблемы разработки нефтяных залежей со сложнопостроенным карбонатным коллектором связаны:

- низким коэффициентом нефтеизвлечения и резким ростом обводненности, что вызвано неравномерным вытеснением нефти и прорыва воды из-за превышения проводимости трещин над проводимостью матрицы [1];
- снижением продуктивности пластов вследствие уменьшения раскрытости трещины и иногда вовсе схлопывания ее, что приводит к снижению уровня добычи по жидкости и нефти, пластовых и забойных давлений [2].

Данные проблемы требуют выработки новых подходов к поиску геолого-технологических решений по повышению уровня добычи нефти в трещинно-поровых карбонатных коллекторах.

**Методы (Methods).** Объект исследования представляет собой нефтяную залежь фаменского яруса с трещинно-поровым карбонатным коллектором, эксплуатируемую добывающими скважинами на естественном режиме. Поиск перспективных нефтенасыщенных зон на изучаемом объекте осуществляется путем ретроспективного анализа геолого-промысловых данных в несколько этапов [3]:

- структурные построения по кровле пласта по стратиграфическим отбивкам;
- геологическое доизучение путем анализа данных результатов интерпретации геофизических исследований (ГИС) в открытом и закрытом стволе, керновых исследований, опробований, испытаний пласта и разработки;
- интерпретация ГИС материалов и выделение нефтеперспективных зон.

Анализ динамики работы скважин проводится с целью выявления причин снижения добычи нефти и обводнения продукции. Снижение коэффициента продуктивности, наличие перегиба на графике накопленной добычи ( $Q_{\text{нак}}$ ) нефти при снижении забойного и пластового давлений может быть связано смыканием трещин в окружении анализируемой скважине. Результаты же гидродинамических исследований (ГДИ) позволяют подтвердить наличие или отсутствие трещин. Источник обводнения можно определить методом, описанным Ченом [4]. Рассматриваемая методика заключается в анализе динамики изменения водонефтяного фактора (ВНФ) и его производной по времени в билогарифмических координатах.

**Результаты и обсуждение (Results and discussion).** По результатам переинтерпретации ГИС материалов в пределах исследуемого объекта выделены нефтеперспективные зоны и предложены для дополнительных исследований скважины методами ИГН и С/О каротажа для подтверждения о наличии нефтенасыщенности. В ходе ретроспективного анализа были выделены возможные геологические факторы, приводящие к ухудшению технологических показателей: пониженные значения коэффициента нефтенасыщенности, небольшая нефтенасыщенная толщина, близость к ВНК. На низкую эффективность работы скважин указывают также повышенные значения темпов падения добычи и обводненности добываемой продукции. В нескольких скважинах залежи зависимости накопленной добычи от времени характеризуется перегибом при снижении забойного давления до примерно одинакового значения. Подобное изменение  $Q_{\text{нак}}$  возможно при смыкании трещин, что подтверждается проведенными ГДИ. Анализ диагностических графиков Чена позволил установить, что возможной причиной резкого обводнения скважин является прорыв воды по системе трещин.

**Заключение.** Предложенные авторами подходы позволили определить нефтеперспективные участки в сложнопостроенных карбонатных коллекторах с целью их дальнейшего доизучения и приобщению в разработку. Особенности эксплуатации нефтяных залежей с трещинно-поровым коллектором связаны с прорывом воды в добывающие скважины по системе трещин и снижением накопленной добычи нефти в связи смыканием трещин при снижении забойного и пластового давлений. В связи с этим для эффективной разработки месторождений с данным типом коллектора следует провести более детальные гидродинамические и геохимические исследования для оценки геомеханического состояния трещинного коллектора.

*Авторы выражают благодарность ПАО «Татнефть» за предоставленные возможности публикации полученных данных в открытой печати.*

### Список литературы

1. Насыбуллин А.В. Совершенствование системы разработки залежей нефти в трещинно-поровых коллекторах на основе гидродинамического моделирования: дисс. канд. техн. наук. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2005. – 149 с.
2. Мартюшев Д.А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: дисс. канд. техн. наук. ПНИПУ. – Пермь, 2018. – 152 с.
3. Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Maksyutin A.V., Raupov I.R., Valiullin I.V., Farrakhov I.M., Shvydenko M.V. Retrospective analysis algorithm for identifying and localizing residual reserves of the developed multilayer oil field. Georesursy. 2022. Volume 24. № 3, p. 125-138. DOI: 10.18599/grs.2022.3.11.
4. Chan K.S. Water control diagnostic plots // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, TX, USA: SPE, 1995. Article ID SPE-30775-MS. DOI: 10.2118/30775-MS.

## Уточненная математическая модель участка нефтепровода с лупингом с наличием утечек

**Аннотация.** Лупинг – один из методов повышения пропускной способности существующего трубопровода, основной технической задачей является определение необходимой длины лупинга. При этом стандартная математическая модель расчета участка магистрального нефтепровода с лупингом не в полной мере охватывает все возникающие физические процессы, связанные с перераспределением потоков в узлах подключения параллельного трубопровода, из-за чего определяемая длина лупинга будет отличаться. Также потенциальная утечка не может быть идентифицирована с необходимой точностью. В рамках данной работы разработана уточненная математическая модель системы разветвленных нефтепроводов и разработаны подходы к идентификации потенциальных утечек.

**Ключевые слова:** утечки, нефтепровод, лупинг, математическая модель, система обнаружения утечек.

**Введение (Introduction).** Трубопроводный транспорт – один из основных видов транспортировки нефти и нефтепродуктов до конечного потребителя. Данный вид обладает рядом преимуществ: стабильность поставок, техническая надежность, высокая производительность. Однако трубопроводный транспорт имеет недостатки, одним из которых является сложность увеличения пропускной способности имеющегося нефтепровода. Для решения данной проблемы существует ряд методов, одним из которых является строительство лупинга. В общем своем представлении лупинг – это трубопровод, прокладываемый параллельно основному трубопроводу для повышения его пропускной способности в основном за счет снижения потерь давления на параллельном участке. Сооружение лупинга позволяет решить проблему увеличения пропускной способности без значительной остановки перекачки [1].

**Методы (Methods).** В работе была проанализирована стандартная математическая модель определения расходов на параллельном участке, а также рассмотрена математическая модель определения длины лупинга, которые были уточнены при помощи дополнительных коэффициентов местных потерь в узлах подключения лупинга. Уточненная модель участка позволяет определить распределение потоков жидкости между основной ниткой и лупингом при необходимости увеличения пропускной способности трубопровода, что позволит более точно определять параметры режима работы участков трубопроводов с лупингами, а также в ходе проектных расчетов позволит уточнить протяженность требуемого для заданной  $\Delta Q$  лупинга. На базе разработанной модели создан алгоритм обнаружения утечек на участке трубопровода с лупингом [2, 3].

**Результаты (Results).** В таком случае из-за дополнительных потерь происходит сокращение расхода перекачки, в результате чего необходимо увеличить длину лупинга, чтобы обеспечить необходимое увеличение пропускной способности. По результатам математического моделирования сравнения базовой математической модели и уточненной было получено, что расходы будут отличаться до 3% [4]. При этом из-за данного распределения длина лупинга должна быть увеличена на 60 метров, иначе объем перекачиваемой жидкости будет сокращаться на 0,11 м<sup>3</sup>/час.

**Обсуждение.** Уточненная математическая модель позволяет определить необходимую длину лупинга для обеспечения требуемого повышения пропускной способности. Иначе при неучете рассматриваемых физических явлений будет происходить сокращение объема прокачиваемой жидкости. На базе разработанной уточненной модели был разработан алгоритм для обнаружения утечек при любой координате на участке трубопровода с лупингом.

**Заключение.** В работы была рассмотрена стандартная математическая модель определения длины лупинга под требуемое повышение пропускной способности, разработана уточненная модель определения длины лупинга. В ходе численного моделирования была решена задача определения протяженности лупинга, необходимого для увеличения пропускной способности на требуемую величину. В рамках данной задачи было определено, что учет местных сопротивлений привел к увеличению длины лупинга, причем чем больше длина лупинга, тем меньше влияние местных сопротивлений и потерь в перемычке на распределение потоков жидкости в трубопроводе [5].

Также в рамках исследования были выделены следующие закономерности при изменении координаты малой утечки и точки ее возможного расположения:

Изменение координаты приводит к изменению гидравлических потерь на параллельном участке, чем больше координата, тем меньше становится расход нефти в лупинге;

Изменение объема утечки приводит к дополнительному перераспределению расходов на параллельном участке, чем больше объем утечки, тем больше становится объемный расход нефти в лупинге.

Данные закономерности могут негативно сказаться на системах обнаружения утечек, привести к ложным срабатываниям в случае, если система не учитывает данный факт перераспределения потоков на параллельном участке.

### Список литературы

1. Земенкова М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 397 с.
2. Shestakov R.A. Research of distribution of oil flow in the pipeline with looping // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1679. – № 5.
3. Усовершенствованная математическая модель участка магистрального трубопровода с лупингом / Р.А. Шестаков, К.С. Резанов, Ю.С. Матвеева, И.М. Ванчугов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 2. – С. 123-131.
4. Резанов, К.С. Определение зависимости изменения потоков в нефтепроводе с лупингом / К.С. Резанов, Р.А. Шестаков // Транспорт и хранение углеводородов: Тезисы докладов II Международной научно-технической конференции молодых учёных, Омск, 07 апреля 2021 года / Редколлегия: Ю.А. Краус (отв. ред.) [и др.]. – Омск: Омский государственный технический университет, 2021. – С. 20-21.
5. Шестаков Р.А. Усовершенствованная математическая модель участка магистрального трубопровода с лупингом / Р.А. Шестаков, К.С. Резанов, Ю.С. Матвеева, И.М. Ванчугов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 2. – С. 123-131. – DOI 10.18799/24131830/2022/2/3325. – EDN ORSGBX.

## Регенерация фильтров в газовых скважинах

**Аннотация.** Одним из наиболее эффективных способов предотвращения выноса песка в процессе эксплуатации скважин в слабосцементированных коллекторах на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ) является установка гравийно-намывных фильтров. Отказ в работе фильтров в основном связан с образованием на его поверхности отложений, кольматирующих фильтрационное пространство. С целью разрушения кольматанта на поверхности фильтра и восстановления производительности скважины предложен способ регенерации фильтра и очистки призабойной зоны пласта (ПЗП).

**Ключевые слова:** скважина, призабойная зона пласта, кольматант, гравийно-намывный фильтр.

Основным и общим требованием к способу вскрытия продуктивного пласта является обеспечение устойчивости слагающих его пород и условий закачки и отбора из скважин максимально возможного количества газа без выноса в скважину продуктов разрушения пласта. Стремление выбрать для хранения газа пласты с высокой проницаемостью приводит к тому, что многие пласты на ПХГ сложены несцементированной или слабосцементированной породой, и в процессе эксплуатации скважин отмечается вынос пластового песка.

Одним из эффективных способов предотвращения выноса песка является установка противопесочных фильтров [1]. Противопесочные фильтры устанавливаются в области продуктивного пласта в нефтяных и газовых скважинах любой конструкции и работают в среде минерализованной пластовой воды, нефти, природного газа, конденсата [2, 3].

Согласно имеющемуся опыту, наиболее эффективными на ПХГ являются гравийно-намывные фильтры. Фильтр скважинный ФСК предназначен для предотвращения выноса песка в процессе эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами в составе фильтровой компоновки гравийного фильтра. Гравийно-намывной фильтр представляет собой целевой фильтр-каркас, являющийся внутренним экраном для гравия, доставляемого с устья скважины для заполнения кольцевого пространства между стенкой скважины и фильтром-каркасом. Размер щелей фильтра-каркаса выбирается в соответствии с гранулометрическим составом пластового песка и фракцией используемого гравия. Длина определяется с условием перекрытия интервала продуктивной части пласта-коллектора.

В процессе закачки и отбора газа на ПХГ, созданных в слабосцементированных водоносных пластах, призабойная зона которых оборудована гравийно-намывными фильтрами, отмечается снижение производительности скважин с течением времени, что связано с кольматацией фильтров. Помимо набухания, диспергирования и отложения глинистых частиц в ПЗП и на поверхности фильтров, отмечается и солеотложение. Главным источником выделения солей являются минерализованные технологические жидкости и пластовая вода. Процесс солеотложения связан со значительным перенасыщением пластовой жидкости катионами двухвалентных металлов и изменением термобарических условий (изменение температуры, давления) в процессе эксплуатации скважин. Извлеченные из скважин при проведении ремонтных работ фильтры в ряде случаев оказываются полностью покрытыми слоем кольматанта – толстой плотной коркой.

На рисунке 1 представлен типовой вид кольматанта, отобранного с наружной стороны фильтра. На внутренней стороне образца кольматанта (вид справа) отчетливо видны отпечатки щелей рубашки фильтра.



Рис. 1. Типовой вид кольматанта внешняя (слева) и внутренняя (справа) стороны

Результаты исследований образцов кольматантов с противопесочных фильтров Гатчинского ПХГ позволили установить в составе кольматирующих образований: кварц ( $\text{SiO}_2$ ) – 48,4%; кальцит ( $\text{CaCO}_3$ ) – 40,7%, микроклин ( $\text{KAlSi}_3\text{O}_8$ ) – 7,3%; каолинит ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ) – 3,6%. Также в составе кольматанта отмечаются продукты окисления железа, источником которого являются фильтры. Эти образования сложены рентгеноаморфными фазами: окислами и гидроокислами железа (гидрогетит, гидролимонит), которые являются некристаллическими (рентгеноаморфная фаза) веществами и поэтому не диагностируются рентгенофазовым анализом. В шлифах рентгеноаморфные фазы железа наблюдаются в составе карбонатно-глинистого цемента в виде тонко распределенной коллоидной массы, окрашивающий цемент в красновато-бурую окраску, наблюдаемую при микроскопическом исследовании в проходящем свете. Содержание окислов и гидроокислов железа составляет 2-4%.

Разработанный способ регенерации фильтра и очистки ПЗП (заявка на изобретение № 2023133659) позволит восстановить дебит газовых скважин за счет регенерации противопесочных фильтров, а также увеличить межремонтный период при проведении текущих ремонтов [4].

Необходимо отметить, что показателем эффективности проведения работ по регенерации фильтра является достижение скважиной проектного дебита. При этом существенное увеличение дебита также может быть принято в качестве критерия эффективности, поскольку этот фактор свидетельствует о том, что кольматант на противопесочном фильтре и призабойной зоне по большей степени оказался разрушен, и скважина в процессе дальнейшей эксплуатации сможет выйти на проектное значение дебита.

#### Список литературы

1. Кузнецов А.А. Методика подбора оптимального внутрискважинного противопесочного фильтра // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 7. С. 63-70.
2. Хабибуллин М.Я., Хабибулин А.М. Обоснование выбора противопесочных фильтров для эксплуатационных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2023. Т. 334, № 7. С. 26-34. DOI: 10.18799/24131830/2023/7/4043.
3. Противопесочные скважинные фильтры типа ФСМ/ФСМП // Буровой портал Drillings.ru URL: <http://www.drillings.ru/fsm> (дата обращения: 25.03.2017).
4. Рогов, Е.А. Регенерация фильтров для восстановления дебитов эксплуатационных скважин / Е.А. Рогов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 6(366). – С. 56-60. – DOI 10.33285/0130-3872-2023-6(366)-56-60. – EDN ZZUFEB.

Рязанов А.А.<sup>1</sup>, Ермаков А.С.<sup>2</sup>, Лягов И.А.<sup>3</sup>, Баширов А.И.<sup>4</sup>,  
Лягов А.В.<sup>5</sup>, Макаренко В.А.<sup>6</sup>, Шубенок Р.Н.<sup>7</sup>

<sup>1</sup> начальник отдела повышения нефтеотдачи пластов, ООО «РИТЭК», г. Волгоград, Россия

<sup>2</sup> ведущий геолог отдела повышения нефтеотдачи пластов, ООО «РИТЭК», г. Волгоград, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., генеральный директор, ООО «Перфобур», г. Уфа, Россия

<sup>4</sup> исполнительный директор, ООО «Перфобур», г. Уфа, Россия

<sup>5</sup> д.т.н., профессор, директор по НИОКР, ООО «Перфобур», г. Уфа, Россия

<sup>6</sup> руководитель геологической службы, ООО «Перфобур», г. Москва, Россия

<sup>7</sup> инженер по продажам, ООО «Перфобур», г. Москва, Россия, rshubenok@perfobur.com

## Технология радиального бурения каналов как метод восстановления аварийного фонда скважин

**Аннотация.** Одной из основных областей применения технологии радиального бурения, является восстановление работоспособности аварийных скважин, на которых действующий интервал перфорации перекрыт аварийным оборудованием, а затраты на его извлечение превышают ожидаемый экономический эффект от ликвидации аварии. В статье рассматриваются результаты фактически выполненного ремонта на примере одной из скважин Восточно-Фурмановского месторождения (недропользователь ООО «РИТЭК»). Полноценное строительство бокового ствола, позволит осуществить повторное вскрытие продуктивного пласта, но затраты кратно превышают экономический эффект, ожидаемый от ликвидации аварии. В этом случае, оптимальным решением является технология бурения радиальных каналов, стоимость которой кратно ниже, чем при полноценном бурении второго ствола, так как работа осуществляется с применением стандартного подъемного агрегата.

**Ключевые слова:** аварийное оборудование, вскрытие пласта, винтовой забойный двигатель, продуктивный пласт, радиальное бурение каналов.

Одной из основных областей применения технологии радиального бурения, является восстановление работоспособности аварийных скважин, на которых действующий интервал перфорации перекрыт аварийным оборудованием, а затраты на его извлечение превышают ожидаемый экономический эффект от ликвидации аварии.

Неоднородность коллектора, большая латеральная изменчивость проницаемости пласта, близость водонасыщенных пропластков к продуктивным интервалам являются дополнительными осложнениями при интенсификации притока карбонатного девона, что в совокупности с техническими рисками значительно осложняют разработку месторождений на поздних стадиях эксплуатации и требует внедрения новых эффективных методов геолого-технических мероприятий. Предлагаемая технология позволяет повторно вскрыть верхнюю часть продуктивных отложений по заранее запланированной траектории.

Радиальный канал бурится диаметром 69 мм и длиной до 25 м по заранее рассчитанной траектории. Работы по бурению производятся специальной внутрискважинной компоновкой на НКТ со стандартного подъемника КРС. Технология позволяет повторно входить в пробуренные каналы и проводить СКО через гидромониторную насадку. Гидромониторная насадка имеет четыре сопла диаметром 4,2 мм каждое, расположенных перпендикулярно каналу, скорость истечения кислоты из которых составляет более 100 м/с. Помимо эффекта растворения породы дополнительно происходит намыв червоточин.

На скважине Восточно-Фурмановского месторождения были пробурены 2 канала длиной 21 м каждый. В каждом канале проведена запись инклинометрии автономным прибором. Проведённые исследования подтвердили соответствие фактических и плановых траекторий. В каждом канале была проведена точечная соляно-кислотная обработка. Суммарный объём закачки составил 30 м<sup>3</sup>. Скважина запущена с параметрами:  $Q_{ж}$  – 60 м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{н}$  – 31 т/сут, обв. – 45%. Средние показатели за первый месяц

работы составили:  $Q_{ж} = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_{н} = 44 \text{ т/сут}$ , обв. – 50%. По состоянию на 01.01.2023 года накопленная добыча нефти от мероприятия составляет 1531 тонна. Применение технологии бурения направленных каналов позволило запустить скважину из бездействия без проведения работ по забурке бокового ствола и без дополнительных затрат на извлечение аварийного ГНО.

Приведенный в статье опыт показал возможность запуска в работу бездействующих скважин с применением технологии радиального бурения, предлагаемой компанией «Перфобур». Данная технология является менее дорогостоящей альтернативой зарезки бокового ствола. Преимуществом является отсутствие необходимости в извлечении или разбурировании аварийного оборудования, так как «зарезка» радиальных каналов осуществляется над целевым пластом, а компактные размеры оборудования позволяют установить якорный модуль в непосредственной близости с аварийным инструментом. Дополнительным инструментом контроля за траекторией пробуренного канала – является возможность проведения ГИС малогабаритным инклинометром, что позволяет подтвердить достижение геологических целей. Впервые в мировой практике были пробурены каналы длиной 21 м по сверхмалому радиусу кривизны с применением технологии «Перфобур» в качестве альтернативы забурке боковых стволов.

### Список литературы

1. Лягов И.А., Губайдуллин А.Г., Лягов А.В., Могучев А.И., Попов А.Н. Прогнозирование рисков заклинивания для исключения возможности прихватов технической системы «Перфобур» при бурении разветвленных каналов в терригенных коллекторах // Известия Томского политехнического университета 2019г. Т. 330. № 10. С. 126-136. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2304>.
2. Лягов И.А., Лягов А.В., Шайдаков В.В., Грогуленко В.В., Зинатуллина Э.Я. Техническая система «Перфобур» для вторичного вскрытия продуктивного пласта. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2022. – № 2 (350). – С. 47-52.
3. Лягов А.В., Лягов И.А. Патент на полезную модель № 195139 U1, RU. Бурильная компоновка с малогабаритным гидравлическим забойным двигателем // Заявл. 25.12.2017; Опубл. 15.01.2020. Бюл. № 2.
4. Лягов И.А. (RU), Лягов А.В. (RU), Качемаева М.А. (RU). Патент на изобретение № 2764966. Способ компоновки бурильной колонны для вторичного вскрытия продуктивного пласта // Заявл. 22.10.2019.
5. Galas I.R., Bashirov A.I, Makarenko V.A., Miftakhov S.A., Lee Dolman, Gulyaev Danila, Nikonorova Anastasia, Latypov Renat, Kleymenov Sergey, Kozhin Sergey, Divyanin Nokolay. The Method of Deep-Penetrating Acid Treatment in Radial Wellbores for Stimulation of Carbonate Reservoirs. Authors: SPE-211339-MS.
6. Лягов И.А., Лягов А.В., Исангулов Д.Р., Лягова А.А. Выбор необходимого количества промывочных переводников в специальной компоновке и исследование их работы при бурении радиально-разветвленных каналов секционными винтовыми двигателями // Записки Горного института. 2024. Т. 265. С. 78-86. EDN ZBPWKU.
7. Лягов И.А., Балденко Ф.Д., Лягов А.В., Ямалиев В.У., Лягова А.А. Методология расчета технической эффективности силовых секций малогабаритных винтовых забойных двигателей для системы «Перфобур» // Записки Горного института. 2019. Т. 240. С. 694. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.694.
8. Рязанов А.А. Технология повторного вскрытия пласта методом радиального бурения каналов с использованием технической системы «Перфобур» / Рязанов А.А., Ермаков А.С., Папиж В.А., Лягов И.А., Лягов А.В., Баширов А.И., Макаренко В.А., Султанов Э.Р. // Бурение и нефть. – 2023. – № 5. – С. 12-17. – EDN QVGPMN.

## Разработка автоматизированного способа оценки характеристик состояния призабойной зоны пласта

**Аннотация.** Используемые на данный момент методы оценки состояния призабойной зоны пласта опираются на интерпретацию гидродинамических исследований. В настоящей работе разрабатывается инструмент оперативной оценки гидродинамического состояния на основе больших данных разработки объектов с помощью подходов машинного обучения. Решение данной задачи позволит обеспечить своевременное применение методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пласта, а также контроль за разработкой месторождений углеводородного сырья.

**Ключевые слова:** скин-фактор, искусственные нейронные сети, машинное обучение, проницаемость, призабойная зона пласта.

**Введение (Introduction).** Используемые на данный момент методы оценки состояния призабойной зоны пласта (ПЗП) опираются на интерпретацию гидродинамических исследований, особенностью которых является продолжительная остановка скважин, ведущая к недоборам и повышению рисков необеспечения вывода скважин на режим. В настоящее время почти не исследованы косвенные методы оценки состояния призабойной зоны на основе больших данных. Целью работы является создание методики оперативной оценки состояния призабойной зоны пласта с помощью методов машинного обучения.

**Методы (Methods).** Использование накопленных данных по геологической, эксплуатационной информации, а также данных интерпретации гидродинамических исследований может быть ценным материалом для воссоздания динамики изменения состояния и проницаемости призабойной зоны пласта скважин за весь период работы с помощью машинного обучения.

**Результаты (Results).** Использование удельного коэффициента продуктивности как основного параметра позволяет достаточно точно определять проницаемость ПЗП с помощью статистических методов [1]. В сложных геологических условиях повышение точности прогнозирования проницаемости ПЗП может быть достигнуто с помощью предварительной кластеризации исходных данных на основе линейной зависимости проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности и дальнейшей классификации техниками машинного обучения, например метода опорных векторов (SVM – support vector machine). Разрабатывается модель классификации скин-фактора на основе ретроспективных данных эксплуатационных параметров скважин. Выполняется преобразование временных рядов в изображения с помощью техники Gramian Angular Field для дальнейшего решения задачи классификации с помощью сверточных нейронных сетей (рис. 1). На уровне скважины возможно применение рекуррентных нейронных сетей, например LSTM (Long Short-Term Memory), способных улавливать долгосрочные зависимости в временных рядах эксплуатационных параметров скважин для оценки параметров призабойной зоны пласта, например скин-фактора.

**Обсуждение.** Комплексование данных подходов может позволить повысить освещенность состояния призабойной зоны пласта скважин, не охваченных гидродинамическими исследованиями, для более обоснованного подбора методов интенсификации

добычи скважин и повышения нефтеотдачи пласта, а также оперативного контроля за разработкой [2, 3].

**Заключение.** В рамках исследования выявлена высокая корреляционная связь проницаемости ПЗП от удельного коэффициента продуктивности в пределах объекта разработки. Анализ данных интерпретации гидродинамических исследований месторождений Пермского края показывает, что скин-фактор тесно коррелирует с отношением проницаемости ПЗП к проницаемости удаленной зоны (УЗП). Таким образом, основной проблематикой для оценки гидродинамического состояния является определение проницаемости УЗП. На данный момент авторами разрабатываются подходы прогнозирования данного параметра на основе взаимовлияния скважин с помощью подходов обучения искусственных нейронных сетей.

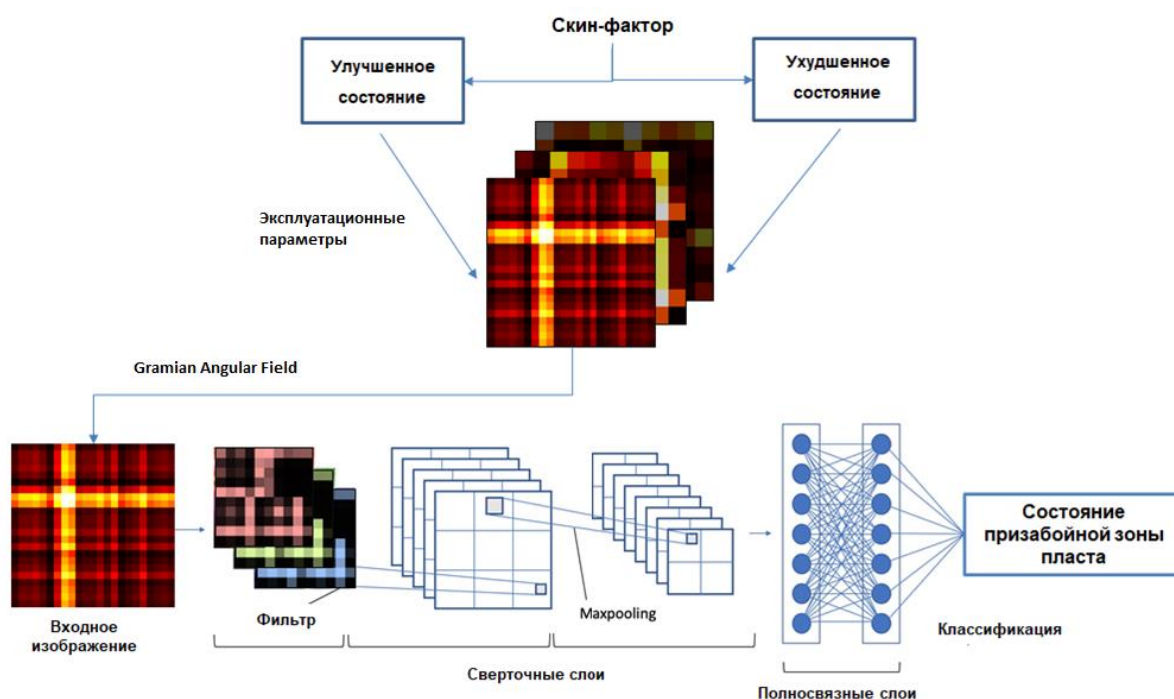


Рис. 1. Алгоритм модели обучения

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).*

### Список литературы

1. Соромотин А.В., Мартюшев Д.А., Мелехин А.А. Прогнозирование гидродинамических параметров состояния призабойной зоны скважин с помощью методов машинного обучения // Георесурсы. 2024. № 1(661). С. 5-11.
2. Дорфман М.Б., Сентемов А.А. Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331 (2). С. 124-130.
3. Sudad H AL-Obaidi1, Falah H Khalaf, Hiba H Alwan. Performance Analysis of Hydrocarbon Wells Based on the Skin Zone. Technicum. 2021. 3(4), P. 50-56.

Харламов Е.И.<sup>1</sup>, Ламонов А.А.<sup>2</sup>, Кривонос Д.В.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> к.т.н., заведующий лабораторией защиты от коррозии и эксплуатационной надежности, ООО «ТМК НТЦ», Москва, РФ, [evgeniy.kharlamov@tmk-group.com](mailto:evgeniy.kharlamov@tmk-group.com)

<sup>2</sup> заместитель заведующего лабораторией ООО «ТМК НТЦ», г. Москва, Россия

<sup>3</sup> младший научный сотрудник ООО «ТМК НТЦ», г. Москва, Россия

## Разработка комплекса скважинного оборудования для добычи ТРИЗ методами термохимического воздействия на пласт

**Аннотация.** Данная работа посвящена разработке нового уникального по своим характеристикам комплекса скважинного оборудования для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти термическими методами воздействия на пласт. Суть метода добычи связана с закачкой с устья скважины в пласт сверхкритической воды для перевода труднорастворимых нефтематеринских пород, в жидкое или газообразное состояние. В ходе работы были разработаны высокотемпературные скважинные узлы, методики их испытаний, улучшены теплоизоляционные показатели труб. На базе Научно-технического центра ТМК создан необходимый комплекс испытательного оборудования для оценки теплофизических показателей как отдельных узлов, так и полноразмерного скважинного оборудования.

**Ключевые слова:** методы увеличения нефтеотдачи, трудноизвлекаемые запасы нефти, сверхкритическая вода, кероген, теплоизолированная лифтовая труба.

Добыча трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ) в настоящее время традиционными способами добычи весьма затруднена и экономически малоэффективна. Вследствие этого во всем мире ведущими нефтегазовыми компаниями ведется активный поиск возможных решений по перспективным и энергоэффективным способам добычи ТРИЗ. Одним из наиболее перспективных источников нефти, относящихся к ТРИЗ на территории Российской Федерации является Баженовская свита. [1] Это не разрабатываемые до настоящего времени запасы углеводородов, сосредоточенные, главным образом, в виде нефтематеринских пород (в форме керогенов – твердых углеводородсодержащих пород, которые по природе являются «недозрелой» нефтью). Традиционными способами такую нефть добыть нельзя. В качестве варианта рассматривается одно из новых перспективных технологий добычи нефти – высокотемпературное термохимическое воздействие на пласт.

В настоящий момент на рынке, как на территории РФ, так и за рубежом нет эффективного оборудования для реализации данной технологии при температурах, превышающих 350 °С. Данная технология рассматривается как один из эффективных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) кратно или даже на порядок повышающий коэффициент извлечения нефти (КИН) в скважине. Данная технология труднореализуема в первую очередь из-за высоких температур транспортируемого агента – сверхкритической воды в пласт [2].

Для решения этого технологического вызова необходимо подобрать материалы скважинной сборки, разработать комплекс оборудования под скважину, включающий в себя отдельные высокотехнологичные узлы в термостойком теплоизолированном газогерметичном исполнении. Заключительным этапом работы является проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на месторождении ТРИЗ с оценкой предложенной технологии добычи, оценка эффективности работы оборудования и его эксплуатационной надежности.

В ходе работ были выбраны материалы для оборудования скважинной сборки, обеспечивающие работоспособность оборудования в условиях высоких температур

и давлений ( $P=40$  МПа,  $T=450$  °С) которые необходимы для транспортировки теплового агента (СКВ) с устья скважины в пласт с минимальными тепловыми потерями, проведено математическое моделирование для оценки работоспособности оборудования в скважине, разработано уникальное испытательное оборудование и методики проведения испытаний отдельных узлов скважинной сборки. Успешно проведены испытания опытных образцов скважинной сборки и их отдельных элементов.

Положительные результаты ОПИ откроют широкие возможности для освоения месторождений ТРИЗ, ранее недоступных для традиционных способов добычи нефти, позволят существенно повысить коэффициент извлекаемости нефти (с 5% до 40-50%), улучшить экономические показатели скважин с высоковязкими битумными нефтями [3].

### Список литературы

1. Рыжкова С.В., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Сотнич И.С., Фомин М.А., Эдер В.Г. Характеристика продуктивного интервала баженовской свиты в юго-восточных районах Западной Сибири (на примере Западно-Квензерской площади) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. – [http://www.ngtp.ru/rub/2022/34\\_2022.html](http://www.ngtp.ru/rub/2022/34_2022.html)
2. Мухина Е.Д., Черемисин А.Н., Ушакова А.С., Прочухан К.Ю., Касьяненко А.А. Химические, газовые и тепловые МУН для Баженовской свиты // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2022. № 5-6 (125-126). С. 58-64. <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=48658381>
3. Скоробогатов В.А. Баженовская нефть Западной Сибири: генезис, запасы, ресурсы, перспективы освоения // Научно-технический сборник ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ. 2023. № 1 (53). С. 206-221.

## Криогенные технологии переработки газа

**Аннотация.** Попутный нефтяной газ (ПНГ) является побочным продуктом при добыче нефти, имеет высокую калорийность, высокую ценность как нефтехимическое сырьё, но традиционно сжигается на факелах. Данная работа озвучивает схему его полезного использования.

**Ключевые слова:** переработка ПНГ, производство СПГ, цеолитная осушка, криогенное разделение.

**Введение.** Попутный нефтяной газ (ПНГ) создает ряд проблем для нефтяников (непрофильный продукт, влажный, низконапорный, жирный), традиционно считается отходом [1], поэтому в настоящее время зачастую сжигается на факелах [2]. В то же время, ПНГ – ценный продукт, который имеет высокую калорийность, большой потенциал использования в энергетике и нефтехимии. Месторождения нефти часто находятся в удалённых районах и обеспечены электроэнергией от дизельных генераторов (с привозным дизельным топливом) [3], в то время как ПНГ сжигается без его полезного использования.

**Методы.** Процесс моделировался в среде Aspen Hysys. Уровни удаления влаги и углекислого газа принимались по общепринятой практике (цеолитная осушка достигает 0.1 ppm воды и аминная очистка 50 ppm, соответственно).

**Результаты и обсуждение.** Для разделения ПНГ на топливный газ, удовлетворяющий требованиям для газопоршневой установки (ГПЭС), и углеводородную (УВ) фракцию (пригодную для транспортировки в теплоизолированных сосудах или сосудах под давлением), предлагаем системы, основанные на глубокой осушке, сжатию ПНГ и его криогенном разделении с помощью холодильного контура. Данные химического состава (рассчитаны в среде Aspen Hysys) для реального исходного химического состава ПНГ приведены в таблице 1.

Таблица 1

Компонент	Сырой газ до удаления серы и осушки	Газ после удаления серы и осушки	Газ после охлаждения и отделения жидких углеводородов	Жидкая фракция УВ
Methane	0,633817	0,635916	0,778523	0,019219
Ethane	0,184780	0,185392	0,126200	0,435351
Propane	0,082967	0,083241	0,013737	0,387746
i-Butane	0,006183	0,006203	0,000310	0,031971
n-Butane	0,015257	0,015308	0,000458	0,080220
i-Pentane	0,003091	0,003102	0,000027	0,016537
n-Pentane	0,003091	0,003102	0,000017	0,016581
n-Hexane	0,000798	0,000800	0,000001	0,004294
n-Heptane	0,000299	0,000300	0,000000	0,001611
n-Octane	0,000100	0,000100	0,000000	0,000537
Hydrogen	0,011169	0,011206	0,013877	0,000000
H <sub>2</sub> O	0,002806	0,000000	0,000000	0,000000
M-Mercaptan	0,000025	0,000000	0,000000	0,000000
Nitrogen	0,045273	0,045423	0,056218	0,000030
CO <sub>2</sub>	0,009872	0,009905	0,010629	0,005896
H <sub>2</sub> S	0,000473	0,000003	0,000002	0,000008

Из таблицы 1 видно, что основные компоненты в жидкой фракции УВ – этан и пропан (в таблице выделено жирным шрифтом). Данная фракция является сырьём для пиролиза с целью производства олефинов, также пригодна как топливо. Поскольку осушка осуществляется на цеолите, а не с помощью метанола, то фракция УВ не загрязняется метанолом, как было бы в процессе с применением метанола. Топливный метан будет соответствовать СТО Газпром 089-2010, ГОСТ 5542-2022 и также может быть реализован в сеть Газпрома по счетчику. Энергоснабжение самой установки составит не более 6% от её вырабатываемой мощности. Установка не потребляет метанол, и не производит отход водно-метанольного раствора. Видим, что криогенный метод переработки предварительно подготовленного газа открывает колоссальные перспективы для монетизации ПНГ.

Также возможна и реализация мини-СПГ процесса, т.е. с разделением на метановую фракцию и фракцию жидких УВ, но с последующим сжижением метановой фракции, и с частичным сбросом азотсодержащей фракции. Выведение азота и водорода из системы – вынужденная мера, которая предотвратит накапливание трудно сжижаемых компонентов (водорода и азота) в рецикловом газе. Составы приведены в таблице 2. Данный азотсодержащий газ – сухой, и он планируется в качестве газа для термической регенерации цеолита, а его энергетическая ценность – для печи нагрева газа регенерации. Разработанный нами процесс сжижения метана, конечно, пригоден и для производства СПГ из сетевого газа для его использования в качестве топлива для транспорта и для газификации поселков.

Таблица 2

Компонент	Газ после удаления серы, CO <sub>2</sub> и влаги	СПГ	Жидкие УВ	Азотсодержащий газ на утилизацию или переработку
Methane	0,642247	0,822387	0,019160	0,539505
Ethane	0,187238	0,146442	0,436134	0,000096
Propane	0,084070	0,015980	0,391283	0,000000
i-Butane	0,006265	0,000361	0,032303	0,000000
n-Butane	0,015460	0,000534	0,081072	0,000000
i-Pentane	0,003132	0,000032	0,016716	0,000000
n-Pentane	0,003132	0,000020	0,016761	0,000000
n-Hexane	0,000808	0,000001	0,004341	0,000000
n-Heptane	0,000303	0,000000	0,001629	0,000000
n-Octane	0,000101	0,000000	0,000543	0,000000
Hydrogen	0,011317	0,000041	0,000000	0,108685
H <sub>2</sub> O	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
M-Mercaptan	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Nitrogen	0,045875	0,014144	0,000030	0,351713
CO <sub>2</sub>	0,000050	0,000058	0,000027	0,000000

**Заключение.** Процесс глубокой переработки ПНГ, вплоть до производства СПГ позволит сократить сжигание на факеле и монетизировать этот газ. Таким образом, ПНГ предлагается перерабатывать путем глубокой осушки, сжатия, и криогенного разделения на топливный газ для энергетических установок и жидкую фракцию УВ, которая может вывозиться автомобильным транспортом. Данная концепция позволяет осуществлять

энергоснабжение новых месторождений при помощи ГПЭС, работающих поначалу на привозном СПГ, а впоследствии, после начала выработки собственного топливного метана, переводить энергоблоки на топливо, получаемое непосредственно на месторождении нефти. Опция производства СПГ непосредственно на месторождении откроет возможности энергоснабжения более удаленных месторождений, с целью их освоения. Это позволит уйти от генерации на привозном дизельном топливе и снизит себестоимость добычи нефти. Кроме того, это открывает возможность перевода грузовой техники (работающей в круглосуточном режиме) на СПГ в качестве топлива, что даст больше автономности вахтовым рабочим.

### Список литературы

1. Манукян М.М. Анализ существующих технологий переработки попутного нефтяного газа в России // Вестник Самарского университета. Экономика и управление. 2022. Т. 13, № 3. С. 22-28. DOI: 10.18287/2542-0461-2022-13-3-22-28.
2. Рядинская А.П., Череповицына А.А. Утилизация попутного нефтяного газа в России // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2022. № 2. С. 19-34. DOI: 10.37614/2220-802X.2.2022.76.002.
3. Abdulhy Al-Ali Majid Abdulhameed, Kornilov V.Yu., Gorodnov A.G. Optimal operation of electrical power generators for oil wells operated by artificial lifting at Rumaila field. // Проблемы энергетики, 2017, Т. 20, № 1-2. С. 127-132. DOI: 10.30724/1998-9903-2018-20-11-12-127-132.

## Элемент цифровизации для рациональной разработки месторождений углеводородов

**Аннотация.** В настоящее время цифровизация месторождений нефти и газа изучена эпизодически, представляющее современное и значимое научное направление. Целью данного исследования является рассмотрение эффективности использования цифровизации горно-геологических данных для рациональной разработки конкретных месторождений углеводородов. Основные задачи: выявить этапы изученности проблемы; обосновать применённые методы; показать полученные результаты. Научной новизной настоящего исследования является выявление эффективности элемента цифровизации для рациональной разработки месторождений. Расширенные инструменты визуализации, содержащие в себе исследование и производственные данные, по разрозненным дисциплинам разработки и эксплуатации месторождений углеводородов различными скважинами в индивидуальных горно-геологических условиях определяют практическую значимость данной работы. Направление будущих исследований – обозначить комплексные данные, количественную оценку оптимальных цифровых вариантов разработки.

**Ключевые слова:** цифровизация, данные, интегрированные методы, запасы, нефть, газ, добыча.

**Введение (Introduction).** Цифровизация месторождений нефти и газа в мире имеет эпизодическую изученность, представляет собой современное и значимое научное направление.

Целью данного исследования является рассмотрение эффективности применения цифровизации горно-геологических данных для рациональной разработки конкретных месторождений углеводородов.

Задачи вышеупомянутого исследования:

- выявить эпизоды изученности рассматриваемой проблемы;
- обосновать применённые методы;
- показать полученные результаты;
- определить практическую значимость;
- обозначить направление будущих исследований.

**Методы (Methods).** Методы интеграции геологических и горных дисциплин, которые дают возможность: полагаться на подходы, включающие комплексные цифровые данные, оценку рисков и количественную оценку неудовлетворительных результатов.

Методы необходимых вычислений дают прекрасную возможность интегрировать цифровую информацию из разных источников с разной степенью неопределенности с последующим анализом данных.

**Результаты (Results).** Расширенные инструменты визуализации, которые содержат в себе исследование и производственные данные по разрозненным дисциплинам разработки и эксплуатации месторождений углеводородов различными скважинами в индивидуальных горно-геологических условиях [1–3].

**Обсуждение.** Проведена оценка запасов углеводородов и предложены оптимальные варианты применения горизонтального и многозабойного бурения скважин. Интегрированные методы вычислений и оцифрованные горно-геологические данные позволяют с высокой долей вероятности прогнозировать эффективность разработки месторождений углеводородов для конкретных условий на практике [4].

**Заключение.** Нефтегазовые компании вынуждены заниматься геологическими исследованиями в сложных и удаленных районах для разработки более нетрадиционных месторождений углеводородов.

Практическая значимость проведенного исследования и направление будущих исследований следующее:

- в областях с изначально плохими данными качество и проблемы запутаны, а стоимость, связанная с плохими прогнозами непродуктивных скважин, повышается;
- для противодействия этим проблемам в разведке и добыче нефтегазовым компаниям необходимо интегрировать горно-геологические дисциплины и полагаться на подходы, которые включают комплексные данные, оценку рисков, количественную оценку перспективных и неперспективных цифровых вариантов разработки.

#### Список литературы

1. Объект и система разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / Д.Г. Яраханова – Казань: Казанский (приволжский) федеральный университет, 2021. – 70 с.
2. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения / Р.Х. Муслимов, Ю.А. Волков, Л.Г. Карпова, В.В. Тюрин, Д.Г. Яраханова. – Казань: Изд-во «Плутон». – 2017. – 450 с.
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014, – 750 с.
4. Яраханова Д.Г., Шакиров А.Н. Варианты применения горизонтального и многозабойного бурения для повышения эффективности разработки отложений башкирского яруса / Д.Г. Яраханова, А.Н. Шакиров // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4(20). – С. 287-299.

## Секция 4.

# Актуальные вопросы строительства, подземного ремонта и геофизических исследований скважин

УДК550.822.7

**Большунов А.В.<sup>1</sup>, Игнатъев С.А.<sup>2</sup>, Дмитриев А.Н.<sup>3</sup>, Сербин Д.В.<sup>4</sup>, Кадочников В.Г.<sup>4</sup>, Горелик Г.Д.<sup>5</sup>, Васильев Д.А.<sup>6</sup>, Крикун Н.С.<sup>6</sup>, Шадрин В.С.<sup>7</sup>, Ракитин И.В.<sup>7</sup>**

<sup>1</sup> к.т.н., научный руководитель лаборатории, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия, Bolshunov\_AV@pers.spmi.ru

<sup>2</sup> к.т.н., заведующий кафедрой НГиГ, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., доцент кафедры БС, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>4</sup> к.т.н., ассистент кафедры БС, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>5</sup> к.т.н., доцент кафедры геофизики, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>6</sup> ведущий инженер, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>7</sup> аспирант кафедры БС, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

## Результаты научно-исследовательских работ сотрудников Горного университета в сезонах 67-69 РАЭ

**Аннотация.** В статье описаны результаты научно-исследовательских работ сотрудников Горного университета в рамках 67-69 Российских антарктических экспедиций. Основное внимание уделено изучению снежно-фирновой толщи в районе станции Восток и разработке технологий бурения ледников. Пробурены три скважины (30-50 м), по керновому материалу которых выделено, пять горизонтов снежно-фирновых отложений с различными микроструктурными особенностями. Положение геологических границ совпадают с результатами сейсмических и георадиолокационных работ. Исследованы методы транспортировки и улавливания ледяного шлама, что доказало перспективность разрабатываемой технологии бурения снежно-фирновой толщи. Разработана технология расширения скважин методом плавления с использованием термогидравлического бурового снаряда.

**Ключевые слова:** Антарктида, станция Восток, снежно-фирновая толща, сейсмические исследования, георадиолокационные исследования, бурение, междисциплинарные связи.

**Введение.** Помимо задачи глубокого бурения бокового ствола скважины 5Г-5, в сезонах 67-й, 68-й и 69-й Российских антарктических экспедиций сотрудниками Горного университета проводился комплекс научно-исследовательских работ, посвященный изучению снежно-фирновой толщи и созданию новых технологий и технических средств бурения ледников [1].

**Методы.** В рамках исследований были пробурены три скважины: VK-22 (30 м), VK-23 (40 м) и VK-24 (50 м) с отбором и изучением шламового и кернавого материала, а также проведены полевые сейсморазведочные и георадиолокационные работы. Эксперименты, связанные с созданием новых технологий и технических средств бурения ледников, выполнялись в лабораториях бурового комплекса скважины 5Г с учетом термобарических условий станции Восток, на экспериментальных стендах.

**Результаты.** Основываясь на данных полученные в результате анализа кернового материала, поднятого из неглубоких скважин в приповерхностной части разреза Антарктического ледового купола в районе станции Восток выделено 5 горизонтов снежно-фирновых отложений, характеризующихся различными микроструктурными особенностями и физическими свойствами. Положение геологических границ на глубинах  $\approx 5, 10, 34$  м подтверждается результатами проведенных поверхностных сейсмических и георадиолокационных работ. На указанных интервалах отмечается значительное увеличение скорости прохождения упругих волн, рост плотностных и прочностных характеристик. Помимо этого, были изучены особенности транспортирования ледяного шлама воздушным потоком, а также оценена эффективность улавливания ледяного шлама циклонными фильтрами, что продемонстрировало перспективность разработки технологии бурения снежно-фирновой толщи снарядами на грузонесущем кабеле с обратной призабойной циркуляцией воздуха. Проведен комплекс теоретико-экспериментальных исследований процесса бурения с одновременным расширением скважин во льду методом плавления, в результате которых была разработана и внедрена технология образования локальных полостей в ледовом массиве с использованием термогидравлического бурового снаряда-расширителя на грузонесущем кабеле.

**Обсуждение.** Проведенные исследования показали, что использование междисциплинарного подхода при анализе данных, полученных различными методами, способствует повышению достоверности результатов экспериментов. Особенно важно применение данного подхода при проведении геофизических исследований, где неоднозначность решения обратных задач и разнообразие петрофизических параметров геологических структур требует особого подхода при интерпретации результатов [2, 3].

**Заключение.** В дальнейшем, сотрудниками Горного университета планируется продолжение научно-исследовательских работ, основанных на принципе междисциплинарного подхода при изучении, как геологических объектов, так и при создании новых технологий и технических средств бурения ледников.

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение государственного задания в сфере научной деятельности на 2024 г. № FSRW-2024-0003.*

### Список литературы

1. Большунов А.В., Васильев Д.А., Дмитриев А.Н., Игнатьев С.А., Кадочников В.Г., Крикун Н.С., Сербин Д.В., Шадрин В.С. Результаты комплексных экспериментальных исследований на станции Восток в Антарктиде // Записки Горного института. 2023. № 263. С. 724-741.
2. Litvinenko V.S., Leitchenkov G.L., Vasiliev N.I. Anticipated sub-bottom geology of Lake Vostok and technological approaches considered for sampling // Geochemistry. 2020. Vol. 80. Iss. 3. № 125556. DOI: 10.1016/j.chemer.2019.125556.
3. Litvinenko V.S. Foreword: Sixty-year Russian history of Antarctic sub-glacial lake exploration and Arctic natural resource development // Geochemistry. 2020. Vol. 80. Iss. 3. № 125652. DOI: 10.1016/j.chemer.2020.125652.

Дмитриев А.Н.<sup>1</sup>, Сербин Д.В.<sup>2</sup>, Кадочников В.Г.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> к.т.н., доцент кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>2</sup> к.т.н., ассистент кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

## Практические аспекты глубокого механического бурения на ледниках Арктики

**Аннотация.** В данном докладе изложен опыт бурения мощных ледников архипелага Северная Земля. Целью буровых работ в тот период являлась подготовка оборудования и инструмента для глубокого бурения на станции Восток в Антарктиде. реконструкция палеоклимата Евразийской Арктики в плейстоцене-голоцене по результатам комплексных исследований, в частности, ледяного керна, полученного в процессе глубокого бурения скважин.

**Ключевые слова:** бурение льда, бурение в Арктике, бурение глубоких скважин, Северная Земля.

В Ленинградском горном институте (ныне Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II) в 1984, 1986 и 1988 гг. проводилось опробование устройств механического бурения глубоких скважин во льдах [7] на леднике Вавилова архипелага Северная Земля. Целью опробования буровой техники тогда являлась подготовка оборудования и инструмента для глубокого бурения скважин в ледниках Антарктиды на отечественной станции Восток [1]. Для этого был разработан и изготовлен новый передвижной буровой комплекс, оборудованный всем необходимым для эффективного бурения скважин механическим способом.

В дальнейшем сотрудники отдела Антарктических исследований кафедры Технологии и техники бурения скважин Санкт-Петербургского горного института (ныне Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II), а также Института Альфреда Вегенера (AWI, BRD) приняли участие в работе экспедиции «Северная Земля – 2000» [2]. Основная цель проекта – реконструкция палеоклимата Евразийской Арктики в плейстоцене-голоцене по результатам комплексных исследований, в частности, ледяного керна, полученного в процессе глубокого бурения скважины на ледниковом куполе Академии Наук (80,52° с.ш., 94,8° в.д.) острова Комсомолец, самого северного острова архипелага Северная Земля. Сотрудниками Санкт-Петербургского горного университета было изготовлено буровое оборудование, выполнен монтаж бурового комплекса, организовано глубокое бурение с полным отбором керна и геофизические исследования в скважине [3].

Глубокое бурение на ледниковом куполе Академии Наук с выходом в подледниковые моренные отложения было организовано на основе разработанного российского бурового разборного комплекса «КОБРА» с использованием электромеханического снаряда КЭМС-127 на грузонесущем кабеле. В 2001 г. самый мощный ледовый купол архипелага был пройден до коренных пород. Поднятый керн с конечной глубины 724 м, который несёт информацию о климате региона за последние 10 000 лет, был вывезен в Германию, где проводили лабораторные исследования.

### Список литературы

1. Большунов А.В., Васильев Д.А., Дмитриев А.Н., Игнатъев С.А., Кадочников В.Г., Крикун Н.С., Сербин Д.В., Шадрин В.С. Результаты комплексных экспериментальных исследований на станции Восток в Антарктиде // Записки Горного института. 2023. № . 263. С. 724-741.
2. Litvinenko V.S., Leitchenkov G.L., Vasiliev N.I. Anticipated sub-bottom geology of Lake Vostok and technological approaches considered for sampling // Geochemistry. 2020. Vol. 80. Iss. 3. № 125556. DOI: 10.1016/j.chemer.2019.125556.
3. Litvinenko V.S. Foreword: Sixty-year Russian history of Antarctic sub-glacial lake exploration and Arctic natural resource development // Geochemistry. 2020. Vol. 80. Iss. 3. № 125652. DOI: 10.1016/j.chemer.2020.125652.

Попов С.В.<sup>1,2,3</sup>, Шерстенникова С.Р.<sup>2,3</sup>, Боронина А.С.<sup>3,4</sup>

<sup>1</sup> АО «Полярная морская геологоразведочная экспедиция», г. Санкт-Петербург, Россия, [spovov67@yandex.ru](mailto:spovov67@yandex.ru)

<sup>2</sup> Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН, г. Якутск, Россия

<sup>4</sup> Государственный гидрологический институт, г. Санкт-Петербург, Россия

## Математическое моделирование как основной метод изучения криолитозоны

**Аннотация.** Полярные и горные ледники, а также многолетнемерзлые породы наиболее чувствительны к климатическим изменениям, поэтому районы их развития являются предметом особого внимания и изучения. Полевые методы позволяют охарактеризовать объект исследований лишь на момент выполнения работ. И только математическое моделирование позволяет обоснованно судить о предстоящих (или прошлых) изменениях, что является весьма важным и востребованным как в научном плане, так и в прикладном аспекте. Наибольший интерес представляют мониторинговые наблюдения на специальных полигонах, и сценарные расчёты. Если в Арктике ими являются районы Якутии и Салехарда, то для Антарктиды ими могут стать холмы Ларсеманн, оазис Ширмахера и холмы Тала (Оазис Молодёжный).

**Ключевые слова:** Антарктида, геофизические исследования, подледниковое озеро Восток, математическое моделирование, криолитозона, многолетняя мерзлота.

В настоящее время полярные и горные регионы являются предметом пристального внимания и комплексного изучения. Это объясняется наблюдающимися климатическими изменениями, которые оказывают влияние как на деградацию ледников, так и многолетней мерзлоты [1]. Основным способом изучения этого процесса являются полевые исследования, однако, результаты геофизических, гляциологических, термометрических и прочих изысканий отражают состояние изучаемой среды лишь на момент выполнения работ. В связи с этим только математическое моделирование может помочь обоснованно судить о предстоящих (или прошлых) изменениях, что представляется весьма важным и востребованным как в научном, так и в сугубо прикладном аспекте. Модели процессов теплопереноса в криолитозоне и движения ледников начали создаваться ещё в середине прошлого века и связаны с именами таких выдающихся отечественных и зарубежных учёных, как П.А. Шумский, М.С. Красс, У.Ф. Бадд, Дж. Глен, И.А. Зотиков, Р.И. Гаврильев, Г.М. Фельдман, Дж. Най и многих других. Результаты полевых наблюдений и теоретические изыскания заложили основу современного математического моделирования в гляциологии и климатологии. Важный вклад в повышение качества моделирования внесли и базы данных, содержащие различную информацию об объектах криолитозоны [2-4].

Поскольку на изменение климата больше всего реагируют ледники горных и арктических районов, краевая относительная маломощная часть антарктического ледникового щита, а также области распространения многолетней мерзлоты, именно на этих объектах было сосредоточено моделирование. Наибольший интерес представляют сценарные расчёты. Согласно *AR6 Synthesis Report of Climate Change 2023, IPCC*, они следующие: (1) SSP1-1.9: повышение температуры воздуха не более чем на 1,5 °C; (2) SSP1-2.6: повышение температуры воздуха на 2 °C; (3) SSP2-4.5: повышение температуры воздуха на 3 °C; (4) SSP3-7.0: повышение температуры воздуха на 4 °C; (5) SSP5-8.5: повышение температуры воздуха более чем на 4 °C. Однако для повышения точности моделирования необходим мониторинг. В Арктике таким полигоном является центральная Якутия и район Салехарда, а для Антарктических исследований им могут стать холмы Ларсеманн

(Земля Принцессы Елизаветы, Восточная Антарктида), оазис Ширмахера (Земля Королевы Мод, Восточная Антарктида) и район отечественной полевой базы Молодёжная и белорусской научной станции Гора Вечерняя (Земля Эндерби, Восточная Антарктида). Первые полученные значимые результаты связаны с выяснением вклада различных факторов в формирование подледниковых водоёмов, оценкой условий образования и развития субаэральных и субаквальных таликов и процессов тепломассопереноса в многолетней мерзлоте как в Якутии, так и на холмах Ларсманн, а также математическим описанием процесса прорыва подледниковых и внутриледниковых водоёмов, в частности, озера Долк (холмы Ларсманн) [5].

Фундаментальные научные исследования являются локомотивом прогресса, расширяя и углубляя наши представления об окружающем нас мире и законах его развития. Математическое моделирование занимает достойное место среди методов познания природы и вполне соответствует целям и задачам *Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации*, утверждённой Указом Президента РФ № 145 от 28.02.2024.

*Работа выполнена при финансовой поддержке РНФ № 22-27-00266 «Разработка математической модели развития ледникового покрова с последующим применением для описания субгляциальных гидрологических процессов в районе подледникового озера Восток, Восточная Антарктида».*

### Список литературы

1. Воробьев Д.М., Попов С.В., Егоров М.С., Киселев А.В. Отечественные континентальные комплексные геолого-геофизические исследования в Антарктиде // Бурение и нефть. 2023. № S2. С. 126-127. EDN QHLWFS.
2. Grigoreva S.D., Ryzhova E.V., Chetverova A.A., et al. Application of the natural electric field method for studying the outburst lakes of the Larsemann Hills (East Antarctica) during the field season of the 64 th RAE // International Conference «Solving the puzzles from Cryosphere»: Program, Abstracts, Pushchino, 15–18 апреля 2019 года. 2019. P. 136-137. EDN MUEDZK.
3. Попов С.В., Боронина А.С., Лебедева Л.С. Моделирование температуры грунта на участках распространения субаэральных таликов Центральной Якутии на примере водосбора реки Шестаковка // Мерзлотные почвы в антропоцене: Сборник тезисов Всероссийской научно-практической конференции, Салехард-Лабытнанги, 20–26 августа 2023 года. Сыктывкар. 2023. С. 123-124. EDN FQPTNW.
4. Sukhanova A., Bantsev D., Popov S., et al. The current state of Lake Dål̄k (Larsemann Hills, East Antarctica) // Polar Science. 2023. V. 38. P. 101006. DOI: 10.1016/j.polar.2023.101006. EDN QXSFGGR.
5. Попов С.В., Боронина А.С., Лебедева Л.С. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023669994 Российская Федерация. «Программа для моделирования процессов тепломассопереноса в многолетнемёрзлых породах» (FrozenSoil): № 2023669430: заявл. 25.09.2023: опубл. 25.09.2023. EDN QAJZUG.

**Ракитин И.В.<sup>1</sup>, Большунов А.В.<sup>2</sup>, Шишкин Е.В.<sup>3</sup>, Ожигин А.Ю.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> аспирант кафедры БС, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия, Rakitin\_IV@pers.spmi.ru

<sup>2</sup> к.т.н., научный руководитель лаборатории, Санкт-Петербургский горный университет  
императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., в.н.с. лаборатории, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>4</sup> инженер-конструктор, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,  
г. Санкт-Петербург, Россия

## **Аспекты проектирования технических средств для отбора проб донных отложений подледниковых водоёмов**

**Аннотация.** Подледниковая среда Антарктиды остается одним из наименее изученных объектов на Земле. Одним из основных направлений в её исследовании являются подледниковые озера, донные отложения которых являются уникальным источником геологической, палеоклиматической и биологической информации. Отбор проб донных отложений осложнен множеством факторов, обусловленных уникальностью районов и объектов проведения работ. Для успешного отбора проб необходимо выявить факторы, влияющие на выполняемые работы, и зависящие от горно-геологических и климатических условий, особенностей реализуемой технологии, требованиями к количеству и качеству проб, а также экологической безопасности. Данные факторы будут определяющими при проектировании технических средств отбора проб донных отложений подледниковых водоёмов.

**Ключевые слова:** Антарктида, подледниковые озёра, донные отложения, пробоотборники.

**Введение.** Данная работа представляет собой обзор современного состояния комплексных исследований подледниковых озёр в крайне осложнённых условиях Антарктиды, донные отложения которых содержат в себе ценную научную информацию о генезисе и эволюции материка, а также возможно существовавших на нём организмах [1]. Прямое исследование объектов подобного рода с отбором проб донных отложений осложнено множеством факторов, связанных с геологическими особенностями строения Антарктиды и её климатом [2]. Существующие на данный момент технические средства использовались при исследовании неглубоких озёр, покрытых толщей ледника менее 1100 м [3], что не позволяет их однозначно рассматривать в качестве устройств отбора проб донных отложений озёр, покрытых большей толщей ледника и имеющих значительную глубину. Кроме того, эксплуатация данных устройств сопровождалась большим количеством осложнений, что говорит об их невысокой надёжности [4]. Для создания надёжного и эффективного технического средства необходимо обозначить все факторы, влияющие на процесс отбора проб.

**Методы.** Ввиду уникальности технических средств отбора проб донных отложений подледниковых озёр, в настоящий момент не существует общих подходов к решению задач по их разработке. Проведенный анализ мирового опыта в области исследования подледниковых озёр и мирового океана позволил сформировать предварительный перечень факторов, определяющих конструктивные параметры пробоотборников.

**Результаты.** Выявленные факторы зависят от горно-геологических и климатических условий, особенностей реализуемой технологии, требований к количеству и качеству проб, а также экологической безопасности. Данные факторы определяют следующие конструктивные параметры создаваемых технических средств: массогабаритные характеристики, принцип физического воздействия на донные отложения, вид энергетического вооружения устройства, режимы процесса пробоотбора, материал, и другие.

**Обсуждение.** Каждый из выявленных факторов в большей или меньшей степени оказывает влияние на сложность конструкции технического устройства и как следствие на его надежность и стоимость. Необходимо обоснованно подойти к определению перечня учитываемых факторов, при этом основное внимание уделить тем факторам, которые влияют на достоверность результатов исследования отобранных проб донных отложений.

**Заключение.** Установленные факторы позволяют обоснованно определить конструктивные параметры разрабатываемого технического средства отбора проб донных отложений в условиях конкретного подледникового водоёма, которые обеспечивают надежность и эффективность эксплуатации устройства.

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение государственного задания в сфере научной деятельности на 2024 г. № FSRW-2024-0003.*

### Список литературы

1. Livingstone, S.J., Li, Y., Rutishauser, A. et al. Subglacial lakes and their changing role in a warming climate // Nature Reviews Earth & Environment. 2022. 3. P. 106-124. 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. Gong D, Fan X, et al. Coring of Antarctic Subglacial Sediments // Journal of Marine Science and Engineering. 2019. 7(6). 194. DOI: 10.3390/jmse7060194.
4. Hodgson D., Bentley M., Smith J. Technologies for retrieving sediment cores in Antarctic subglacial settings // Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. 2016. 374. 20150056. DOI: 10.1098/rsta.2015.0056.

**Шадрин В.С.<sup>1</sup>, Большунов А.В.<sup>2</sup>, Климов В.Я.<sup>3</sup>, Шишкин Е.В.<sup>4</sup>**

<sup>1</sup> аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия, shadrin\_vs@pers.spmi.ru

<sup>2</sup> к.т.н., научный руководитель лаборатории «Технологии и техники бурения скважин в условиях станции Восток», Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup> к.т.н., с.н.с. лаборатории «Технологии и техники бурения скважин в условиях станции Восток», Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

<sup>4</sup> к.т.н., ведущий научный сотрудник лаборатории «Технологии и техники бурения скважин в условиях станции Восток», Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

## **Отечественный и зарубежный опыт колонкового бурения подледниковых горных пород**

**Аннотация.** Целью исследования является оценка современного состояния технологий колонкового бурения подледниковых горных пород и анализ результатов выполненных буровых работ специалистами России, США, Дании и Китая. Колонковое бурение выполнялось геологоразведочными установками с использованием буровых снарядов со съемным керноприемником, адаптированных для проходки скважин в леднике и подледниковых горных породах, и электромеханическими буровыми снарядами на грузонесущем кабеле на островах Арктики и в Антарктиде. Все проекты завершились успешно и по результатам буровых работ были отобраны керны мореносодержащего льда и подледниковых отложений. Однако керны горных пород кристаллического фундамента удалось получить лишь специалистам США и Китая. Авторами рассмотрена возможность применения перспективной технологии бурения подледниковых горных пород, основанная на возвратно-вращательном способе разрушения горной породы.

**Ключевые слова:** колонковое бурение, динамически уравновешенный буровой снаряд, подледниковые горные породы, Антарктида, Арктика.

Керны льда, донных отложений подледниковых водоемов и подледниковых горных пород (ПГП) являются уникальными природными архивами геологических, микробиологических и палеоклиматических данных, изучение которых позволяет реконструировать историю развития Земли. При этом колонковое бурение в экстремальных физико-географических условиях полярных регионов с учетом сложной логистики, обуславливает необходимость в разработке простых, надежных, энергоэффективных и экологически чистых технологий, обеспечивающих отбор качественного кернового материала [1, 2].

Обзор проектов колонкового бурения ПГП в островах Арктики и в Антарктиде, выполненных специалистами России, США, Дании и Китая, позволил сделать следующий вывод – на сегодняшний день не существует универсальных технологий и технических средств бурения, позволяющих отбирать керн ПГП в различных горно-геологических условиях. Применение хорошо зарекомендовавших себя технологий бурения геологоразведочными установками с использованием буровых снарядов со съемным керноприемником нецелесообразно при значительной глубине скважины из-за высоких массогабаритных характеристик и низкой энергоэффективности, а бурение колонковыми электромеханическими буровыми снарядами на грузонесущем кабеле не реализуемо по причине неработоспособности распорного устройства в среде, в которой компенсация реактивного момента при вращении буровой коронки невозможна [3, 4].

В работе рассматривается возможность применения перспективной технологии колонкового бурения ПГП на грузонесущем кабеле с использованием динамически уравновешенного снаряда (ДУБС), который реализует возвратно-вращательное движение (ВВД) породоразрушающего инструмента (ПРИ). Реализация ВВД ПРИ была выполнена более 10 лет назад научным коллективом под руководством профессора Э.А. Загривного, однако проведенные научно-исследовательские работы были направлены на изучение

динамических процессов в электромеханической системе и не затрагивали вопросов, связанных с исследованием процесса разрушения горной породы (ГП) возвратно-вращательным способом и установлением закономерностей, представляющих математическую модель, описывающую данный процесс [5].

Предполагается, что электропривод ВВД ДУБС сообщает ПРИ поворотные колебания с определенной амплитудой и частотой относительно продольной оси бурового снаряда, благодаря чему происходит уменьшение сил трения между слабосвязанными частями породы и разуплотнение ГП, тем самым увеличивая энергоэффективность разрушения ГП. Так, существует геологоразведочная буровая установка ударно-вращательного бурения Sonic Drill, в конструкции которой установлены гидравлические вибровозбудители, создающие колебания в вертикальной плоскости воздействия на буровой инструмент [6]. Подтверждение выдвинутых предположений требуют разработки экспериментального стенда и проведения комплекса научно-исследовательских работ.

*Исследование выполнено с помощью субсидии на выполнение Государственного задания в сфере научной деятельности на 2024 г. № FSRW-2024-0003.*

### Список литературы

1. Литвиненко В.С. Уникальные техника и технология бурения скважин во льдах Антарктиды // Записки Горного института. 2014. 210. С. 5-10.
2. Сербин Д.В., Кадочников В.Г., Большунов А.В., Гореликов В.Г. Экспериментальные исследования процесса образования призабойной кольцевой циркуляции теплоносителя // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. 1. С. 16-22. <https://elibrary.ru/item.asp?id=57880765>.
3. Kuhl T., Gibson C., Johnson J., Boeckmann G., Moravec E., Slatny K. Agile Sub-Ice Geological (ASIG) Drill development and Pirrit Hills field project // Annals of Glaciology. 2020. Vol. 62, no. 84. P. 53-56. DOI: 10.1017/aog.2020.59.
4. Talalay P., Li X., Zhang N., Fan X., Sun Y., Cao P., Wang R., Yang Y., Liu Y., Liu Y., Wu W., Yang C., Hong J., Gong D., Zhang H., Li X., Chen Y, Liu A., Li Y. Antarctic subglacial drilling rig. Part II: Ice and Bedrock Electromechanical Drill (IBED) // Annals of Glaciology. 2021. Vol. 62, no. 84. P. 12-22. DOI: 10.1017/aog.2020.38.
5. Загривный Э.А. Поддубный Д.А. Динамически уравновешенный буровой снаряд на грузонесущем кабеле для взятия донных отложений подледниковых озёр в Антарктиде // Проблема механики современных машин. 2018. Т. 1. С. 197-201.
6. Ammari K., Beji L. Spectral Analysis of the Infinite-Dimensional Sonic Drill string Dynamics // Mathematics. 2023. Vol. 11, no. 2426. P. 13. <https://doi.org/10.3390/math1112426>.

## Основные результаты математического моделирования процессов в многолетней мерзлоте на Холмах Ларсеманн, Восточная Антарктида

**Аннотация.** Комплексные данные о многолетней мерзлоте в Антарктиде являются важными индикаторами климатических изменений и помогают предсказывать развитие процессов в будущем. Математическое моделирование является основным методом прогнозирования этих процессов. Авторы исследования выполнили модельные расчеты для оазиса Холмы Ларсеманн в Восточной Антарктиде. Результаты показывают, что озеро Рейд полностью промерзает ежегодно, но талик не формируется. Дальнейшие шаги исследования включают применение климатических сценариев, для оценки возможных изменений в реакции многолетней мерзлоты на различные уровни повышения температуры воздуха.

**Ключевые слова:** Антарктида, многолетняя мерзлота, математическое моделирование, антарктические озёра.

В Антарктиде многолетняя мерзлота формирует уникальный сегмент криосферы, информация о котором ограничена или отсутствует для большей части материка. Комплексные данные о ней чрезвычайно важны и являются важными индикаторами реакции многолетней мерзлоты на текущие климатические изменения, но главное, они позволяют высказывать обоснованные предположения относительно протекания этих процессов в недалёком будущем. Основным методом такого прогнозирования выступает математическое моделирование. В настоящей работе представлены первые результаты, полученные для оазиса Холмы Ларсеманн (Земля Принцессы Елизаветы, Восточная Антарктида).

Район Холмов Ларсеманн весьма перспективен для выполнения математического моделирования, поскольку на протяжении долгого времени здесь выполнялись комплексные исследования, позволившие накопить большое количество фактического материала [1-2]. В качестве первого шага авторами проведены модельные расчёты возможности формирования и развития субквальных таликов в районе оз. Рейд и субэдральных таликов для территории всего оазиса. Описание математической модели представлено в работе [3]. Корректность её применения подтверждена сравнением расчётов с данными натурных измерений для описания процессов тепломассопереноса в озере Долк (район Холмов Ларсеманн) (рис. 1а) [4]. Модель реализована в виде компьютерной программы *FrozenSoil* [5].

Как следует из представленного рисунка, отражающего результаты моделирования, озеро Рейд полностью промерзает каждый год (рис. 1б). В летний период озеро целиком оттаивает и в некоторые годы протаивает небольшой слой донных отложений (не более метра). Однако при этом талик не формируется. Кроме того, климатические условия таковы, что относительно неглубокое озеро в течение холодной Антарктической зимы полностью промерзает. Вместе с ним промерзает и слой песчаных отложений.

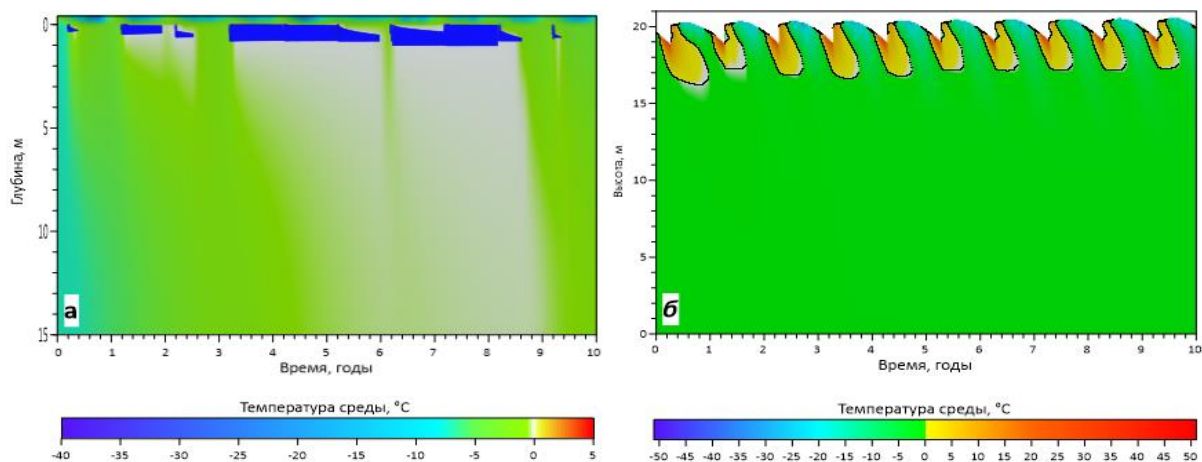


Рис. 1

а – распределение температуры верхней части геологического разреза озера Долк, Восточная Антарктида;  
 б – распределение температуры верхней части геологического разреза озера Рейд, Восточная Антарктида

Следующим этапом проведения исследования является применение климатических сценариев. Планируется использовать следующие климатические сценарии, утверждённые в отчёте *AR6 Synthesis Report of Climate Change 2023, IPCC*: (1) SSP1-1.9: повышение температуры воздуха не более чем на 1,5 °C; (2) SSP1-2.6: повышение температуры воздуха на 2 °C; (3) SSP2-4.5: повышение температуры воздуха на 3 °C; (4) SSP3-7.0: повышение температуры воздуха на 4 °C; (5) SSP5-8.5: повышение температуры воздуха более чем на 4 °C.

Математическое моделирование является современным методом научного познания и вполне соответствует целям и задачам *Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации*, утверждённой Указом Президента РФ № 145 от 28.02.2024.

### Список литературы

1. Воробьев Д.М., Попов С.В., Егоров М.С., Киселев А.В. Отечественные континентальные комплексные геолого-геофизические исследования в Антарктиде // Бурение и нефть. 2023. № S2. С. 126-127. EDN QHLWFS.
2. Grigoreva S.D., Ryzhova E.V., Chetverova A.A., et al. Application of the natural electric field method for studying the outburst lakes of the Larsemann Hills (East Antarctica) during the field season of the 64 th RAE // International Conference «Solving the puzzles from Cryosphere»: Program, Abstracts, Pushchino, 15–18 апреля 2019 года. 2019. P. 136-137. EDN MUEDZK.
3. Попов С.В., Боронина А.С., Лебедева Л.С. Моделирование температуры грунта на участках распространения субэдральных таликов Центральной Якутии на примере водосбора реки Шестаковка // Мерзлотные почвы в антропоцене: Сборник тезисов Всероссийской научно-практической конференции, Салехард-Лабытнанги, 20–26 августа 2023 года. Сыктывкар. 2023. С. 123-124. EDN FQPTNW.
4. Sukhanova A., Bantsev D., Popov S., et al. The current state of Lake Dalk (Larsemann Hills, East Antarctica) // Polar Science. 2023. V. 38. P. 101006. DOI 10.1016/j.polar.2023.101006. EDN QXSFGR.
5. Попов С.В., Боронина А.С., Лебедева Л.С. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023669994 Российская Федерация. «Программа для моделирования процессов тепло-массопереноса в многолетнемёрзлых породах» (FrozenSoil): № 2023669430: заявл. 25.09.2023; опубл. 25.09.2023. EDN QAJZUG.

**П 819** Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: Тезисы докладов / Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II. СПб, 2024. 160 с. (III Международная научно-практическая конференция, 22–24 мая 2024 г.)

ISBN 978-5-94211-999-7

УДК 622.24+550.8  
ББК 33.13+33.36

*Научное издание*

## **ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В РАЗВЕДКЕ, РАЗРАБОТКЕ И ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

III МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

22–24 мая 2024

*Тезисы докладов*

Статьи публикуются в авторской редакции

Сборник включен в базу данных РИНЦ  
Научной электронной библиотеки elibrary.ru

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.02

Подписано к печати 11.11.2024. Формат 60×84/8. Уч.-изд.л. 15,8.  
Тираж 50 экз. Заказ 549.

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2



**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМПЕРАТРИЦЫ ЕКАТЕРИНЫ II**

Россия 199106  
Санкт-Петербург  
21-я линия д. 2  
[www.spmi.ru](http://www.spmi.ru)