

На правах рукописи



БУЯНОВА МАРИНА ГЕРМАНОВНА

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ И
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВОВ МОДИФИЦИРОВАННОГО
БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН**

Специальность 2.8.2. – «Технология бурения и освоения скважин»
(технические науки)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа – 2021

Работа выполнена на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и в Управлении технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень.

Научный руководитель:

доктор технических наук, доцент
Аглиуллин Ахтям Халимович

Официальные оппоненты:

Закиров Николай Николаевич
доктор технических наук, профессор
ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет»,
кафедра «Бурение нефтяных и газовых
скважин» / профессор

Минибаев Вильдан Вагизович
кандидат технических наук,
ООО «Химпром» / генеральный
директор (г. Пермь)

Ведущая организация:

ФГАОУ ВО «Пермский национальный
исследовательский политехнический
университет» (г. Пермь)

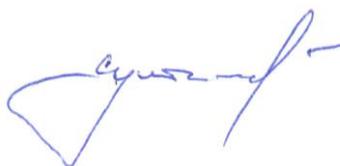
Защита диссертации состоится «17» февраля 2022 г. в 11-00 на заседании диссертационного совета по защите докторских и кандидатских диссертаций 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.ru.net.

Автореферат диссертации разослан « » _____ 2021 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

В новых экономических и геополитических условиях все более актуальным становится вопрос поиска решений, обеспечивающих рентабельность вовлечения запасов углеводородов в эксплуатацию за счет оптимизации затрат на строительство скважин. Одним из таких решений является исключение из конструкции скважин с горизонтальным окончанием одной обсадной колонны, что позволяет значительно снизить инвестиционные затраты. Это подразумевает бурение в одну секцию интервала транспортного ствола из-под кондуктора до продуктивного пласта, а также вскрытие целевого объекта горизонтальным участком до проектной глубины. Замена типовой четырехколонной конструкции на трехколонную позволяет снизить продолжительность цикла строительства скважин до 30 %.

В скважине трехколонной конструкции, одновременно с транспортной секцией, бурится горизонтальный участок, что увеличивает время нахождения пород, изолирующих продуктивный пласт, во вскрытом состоянии на 5-6 суток. Это повышает риски возникновения осложнений и аварий. Снизить подобные риски возможно применением растворов на углеводородной основе. Однако, вследствие высокой стоимости и вопросов, связанных с утилизацией шлама и отработанных буровых растворов, применение растворов на углеводородной основе ограничено.

Следовательно, актуальным является разработка состава эффективного ингибирующего бурового раствора (на водной основе) и технологии его применения. Это позволит обеспечить безаварийное ведение работ, повысить технико-экономические показатели строительства скважин в сложных условиях бурения, а также выполнить требования природоохранного законодательства.

Степень разработанности темы исследования

Исследованиями Андресона Б.А., Ангелопуло О.К., Булатова А.И., Войтенко В.С., Городнова В.Д., Жигача К.Ф., Иносаридзе Е.М., Ишбаева Г.Г., Кистера Э.Г., Конесева Г.В., Крысина Н.И., Кулагиной Н.П., Мавлютова М.Р.,

Мосина В.А., Пенькова А.И., Растегаева Б.А., Ребиндера П.А., Рябчикова В.И., Сеид-Рза М.К., Фасхутдиновым И.Х., Шарафутдинова З.З., Шерстнева Н.М., Maas A.F., George R. Gray, Darley H.C.H и других ученых разработаны эффективные мероприятия и средства обеспечения устойчивости стенок ствола скважин, и значительное количество специальных составов буровых растворов и химреагентов. Однако, усложнение условий проводки скважин определяет необходимость дальнейшего совершенствования систем буровых растворов на водной основе. Также можно отметить недостаточную проработанность вопросов, связанных с восстановлением технологических свойств систем буровых растворов на водной основе, подверженных различным видам загрязнений в процессе бурения.

Цель работы: повышение технико-экономических показателей строительства скважин в сложных горно-геологических условиях бурения совершенствованием составов и технологии применения модифицированного промывочного раствора на водной основе.

Для достижения поставленной цели в диссертации решались задачи:

1 Обоснование механизмов и средств целенаправленного воздействия на водную дисперсионную среду бурового раствора для ограничения влажности, активности к набуханию и разупрочнению глин различной степени литификации.

2 Разработка компонентного состава модифицированного бурового раствора и технологии его применения для повышения устойчивости стенок наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

3 Разработка метода профилактики последствий углекислотной агрессии на технологические показатели силикатсодержащей промывочной жидкости.

4 Улучшение технологии применения модифицированного бурового раствора в соответствии с современными требованиями охраны окружающей среды.

5 Промысловая апробация и оценка эффективности применения разработанных составов бурового раствора и технологий их использования при строительстве нефтегазовых скважин в сложных условиях бурения.

Научная новизна

1 Установлено, что ограничение влажности глинистых пород возможно за счет блокирования их пустотного пространства комплексами, содержащими структурные элементы силиконов (Si-O-Si) с фенильными ($-\text{C}_6\text{H}_5$) и силановыми ($\text{R}_n\text{SiH}_{4-n}$) функциональными группами ингибирующего реагента в составе модифицированного бурового раствора.

2 Установлен и реализован механизм профилактики последствий углекислотной агрессии на ингибированный силикатсодержащий модифицированный буровой раствор, заключающийся в предупреждении цитратом кальция – $\text{Ca}_3(\text{C}_6\text{H}_5\text{O}_7)_2$ появления нерастворимых соединений гидросиликатов.

3 Впервые теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность длительного сохранения устойчивости глинистых отложений использованием модифицированного промывочного раствора на водной основе, обогащенного комплексом ингибирующих реагентов для проводки горизонтальных скважин из-под кондуктора до проектной глубины.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость настоящей диссертации заключается в научном обосновании способов ограничения влажности глиносодержащих пород реализацией механизмов ингибирования, гидрофобизации и микрокольматации применением соответствующих композиций полифункциональных реагентов на основе полимероподобных соединений кремния, углеводов и карболигносульфоната.

Практическая значимость:

1 Применение разработанных составов модифицированных буровых растворов (патент РФ № 2755108) позволили повысить технико-экономические показатели строительства скважин в сложных геолого-технических условиях на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»: пробурено более 100 наклонно-направленных скважин (ННС) с зенитным углом более 40° и

смещением от вертикали более 2000 м; 25 горизонтальных скважин с наличием в разрезе неустойчивых пород.

2 С применением модифицированного бурового раствора реализована технология проводки 13-и скважин с горизонтальным окончанием из-под кондуктора до проектной глубины. Осложнений и аварий, связанных с буровым раствором не зафиксировано.

3 Разработанная технология применения составов буровых растворов соответствует современным требованиям охраны окружающей среды.

4 Разработаны, утверждены и введены в действие для применения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»: «Технологический регламент на приготовление и применение недиспергирующего бурового раствора для бурения транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах»; «Регламент по сокращению объемов отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь».

Технология применения и составы модифицированных буровых растворов, изложенные в диссертационной работе, включены в два групповых рабочих проектах на строительство скважин и использованы при разработке индивидуальных технических проектов.

Методология и методы решения поставленных задач

Поставленные задачи решались при выполнении всех этапов исследования применением информационно-аналитических, экспериментальных, опытно-промышленных методов. Объектом исследования являлись промывочные растворы на водной основе. В процессе изучения использованы специальные методы экспериментального исследования взаимодействий в дисперсных системах, а также общеизвестные в буровой технологии инструкции и стандарты. Лабораторные испытания проводились с применением методов планирования эксперимента и регрессионного анализа, стандартных исследований параметров на сертифицированном оборудовании фирм «OFITE», «FANN», фильтрационных исследований на естественном керновом материале. Кроме того, использовались

методы химического анализа (ISO 10414-1:2008), ИК-спектроскопии. Исследования емкостных свойств керна до и после воздействия буровых растворов производились методом ядерно-магнитной релаксометрии.

Научные положения и выводы подкреплены фактическими данными, представленными в рисунках и таблицах, а также подтверждены результатами промышленного использования разработанной технологии и составов раствора.

Основные положения, выносимые на защиту

1 Обоснование составов и технологии применения модифицированного бурового раствора на основе композиций полифункциональных реагентов (Патент РФ № 2755108).

2 Результаты исследования свойств модифицированного бурового раствора и метод оценки ингибирующего эффекта по изменению содержания сорбционной воды в пустотном пространстве глин.

3 Способ химической обработки модифицированного бурового раствора, загрязнённого карбонатными / бикарбонатными примесями, устраняющий антагонистические проявления процессов известкования и силикатирования.

4 Результаты опытно-промышленных испытаний и внедрения разработанного модифицированного промывочного раствора на месторождениях Западной Сибири.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов подтверждена данными, соответствующими поставленным целям и задачам. Основные положения и выводы подкреплены реальными результатами исследований, выполненными в аккредитованной на техническую компетентность лаборатории и наглядно представленными в приведенных таблицах и рисунках, патентом на изобретение разработки.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых «Новые технологии в бурении скважин и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа» (Уфа, 2017); XVIII Конференции молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени (Тюмень, 2018); VIII Конкурсе на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» за 2017 г. (Москва, 2018); XVIII Конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры (Ханты-Мансийск, 2018); XXII Международной научно-практической конференции «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса» (Суздаль, 2018); Научно-технической конференции «Юбилейная конференция нефтяных вузов России – 75 лет нефтяному образованию», посвященная 70-летию Уфимского государственного нефтяного университета (Уфа, 2018); XIV Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2021» (Уфа, 2021).

Публикации

Основное содержание диссертации отражено в семнадцати публикациях, в том числе двух статьях – в научных изданиях, входящих в международные базы данных (Scopus, Web of Science), семи статьях – в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, патенте РФ.

Объем и структура работы

Диссертационная работа изложена на 189 страницах машинописного текста, содержит 29 таблиц, 36 рисунков. Состоит из введения, четырех глав, основных выводов и результатов, 12 приложений. Список использованных источников включает 153 наименования.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность выбранной темы, сформулированы цель, основные задачи исследований, научная новизна и практическая значимость, защищаемые положения, сведения об апробации и внедрении

результатов работы.

В **первой главе** рассмотрены работы зарубежных и российских авторов в области эффективности технологии промывки скважин.

Анализ литературной и патентной информации показал, что для обеспечения устойчивости стенок ствола скважины большое значение имеют механизмы взаимодействия бурового раствора с горными породами.

С целью повышения устойчивости стенок скважин в сложных горно-геологических условиях были определены следующие требования к буровым растворам: обеспечение требуемых значений параметров буровых растворов в соответствии с геолого-техническим нарядом; обеспечение высоких ингибирующих показателей бурового раствора с целью управления физико-химическими явлениями, обусловленными ионообменными и адсорбционными процессами на границе «фильтрат - горная порода»; обеспечение оптимальных структурно-механических параметров для минимизации гидравлических сопротивлений, улучшения очистки от шлама стволов скважин сложного профиля; создание условий в системе «скважина-пласт» для ограничения проникновения водной составляющей бурового раствора в горные породы; снижение негативного воздействия на окружающую среду, возможность повторного использования составов модифицированного бурового раствора.

Одним из мероприятий по повышению технико-экономических показателей является строительство скважин с горизонтальным окончанием трехколонной конструкции. Горизонтальные скважины (ГС) трехколонной конструкции подразумевают бурение в одну секцию интервала из-под кондуктора до проектной глубины, а также вскрытие целевого объекта горизонтальным участком до проектной глубины. Наличие осложнений и перебуривание стволов скважин вследствие значительного времени их бурения с применением промывочных жидкостей, обладающих низкими ингибирующими и недиспергирующими свойствами, не позволяло ранее применять данную конструкцию. В большинстве случаев предотвратить возникновение проблем, связанных с неустойчивостью стенок ствола скважины, позволяет применение

растворов на углеводородной основе (РУО). Однако применение РУО ограничено вследствие высокой стоимости и экологических аспектов. Анализ причин неустойчивости стенок ствола скважин показал перспективность исследований в области промывочных жидкостей на водной основе, поддающихся модифицированию и позволяющих приостановить отрицательные последствия физико-химических явлений, обусловленных адсорбционными, адгезионными и ионообменными процессами, а также осмотическим и капиллярным массопереносом в системе «скважина-пласт».

Помимо разработки высокоэффективных составов модифицированного бурового раствора (МБР) с надлежащим уровнем ингибирующих свойств стоит задача обеспечения стабильности параметров промывочных жидкостей с целью продления их жизненного цикла в повторный оборот, восстановление свойств раствора при различных видах агрессии, в том числе углекислотной.

На основании анализа исследований в области технологий строительства скважин в сложных горно-геологических условиях бурения сформулированы цель и задачи исследований.

Во **второй главе** сформулирована рабочая гипотеза и приведено обоснование выбора методов исследований. Рабочая гипотеза заключается в предупреждении набухания и разупрочнения глин и глинодержащих пород существенным ограничением влажности за счет реализации механизмов ингибирования, гидрофобизации и микрокольматации применением соответствующих композиций полифункциональных реагентов.

В данной работе использованы стандарты по ISO 10141-1:2008 и специальные методики проведения исследований, а именно: фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) горных пород исследованы на установке FDES-645 «Coretest System»; ИК-спектроскопия; капилляриметрия; недиспергирующие свойства буровых растворов оценены по твердости керна после их воздействия; ингибирующие свойства модифицированного бурового раствора изучены на молекулярном уровне методом ядерно-магнитной релаксометрии (ЯМР). Оценку величины набухания образцов пород в среде буровых растворов (как с

использованием цельного кернового материала, так и подготовленных из дезинтегрированного шлама) производили на тестере линейного набухания глинистых пород при атмосферных условиях FANN. Эрозия глинистых керновых образцов определялась ситовым методом: чем больше процент остатка на сите, тем лучше ингибирующие свойства раствора. Оценка прочностных характеристик образцов кернового материала проводилась после термостатирования в среде бурового раствора на специальном приборе OFITE для определения твердости шлама.

Оценка ингибирующих свойств модифицированного бурового раствора на молекулярном уровне методом ЯМР была проведена впервые. Данный метод позволяет провести количественную оценку состояния молекул воды в процессе набухания в глиносодержащем керновом материале, что в целом дает возможность сформулировать рекомендации по дальнейшей модификации буровых растворов. Использование ИК - спектроскопии позволяет установить наличие в структуре молекул исследуемых образцов новых элементов.

В **третьей главе** представлены результаты аналитических и экспериментальных испытаний.

В соответствии с теоретическими положениями устойчивости и стабилизации дисперсных систем, принятой рабочей гипотезой и принципами управления свойствами буровых растворов в осложненных условиях на первоначальном этапе были выполнены экспериментальные исследования с целью выявления эффективных реагентов, реализующих эффекты ингибирования, гидрофобизации и микрокольматации глин и глиносодержащих пород.

Изучение исследуемых реагентов по эффективности снижения набухания пород выполнено на измерителе линейного набухания с использованием кернов Ватьеганского месторождения. Установлено, что неустойчивые отложения рассматриваемого разреза представлены осыпающимися, переслаивающимися аргиллитами и глинистыми алевролитами. Основными глинистыми минералами, образующими данные породы, являются каолинит, хлорит и гидрослюда, присутствующие в различных количествах (в целом, до 37 %).

Лабораторные испытания проводились в водных растворах различных реагентов в концентрации 2%. Результаты опытов приведены в Таблице 1 и на Рисунке 1.

Таблица 1 – Влияние различных ингибиторов на набухание образцов глин

№ п/п	Наименование реагента	Описание реагента	% «набухания» глин через 24 ч
1	Polysil potassium	Полимерсиликатный	13,7
2	Стабилайт	На основе сульфированного асфальта	50,5
3	Силикор	Кремнийорганический	50,8
4	Clotonext	Полимерный реагент на основе органической смолы и лигнита	45,4
5	КЛСП	Карболигносульфонат пековый	52,7
6	BORE HIB	Боросодержащий на основе силиката калия	54,1
7	BLACK-FURY	Смесь асфальтосмолистого материала в полигликоле	45,3
8	Asphasol supreme	Сульфонатная органическая смесь смол	44,9
9	Сульфированный асфальт	Частично водорастворимый полианионный сульфированный асфальт	46,3
10	KLA-HIB	Водный раствор битуминозного материала и азотсодержащего полимера	40,9
11	АЛС	Акриловый лигносульфонат	42,1
12	Биоминг Б	Композит на основе эфиров спирта	56,3
13	БСР	Соли тетрабората натрия, триполифосфата натрия, силиката натрия	56,5
14	КСИ	Калия хлорид	24,6
15	K ₂ SiO ₃ + АЛС + Asphasol supreme	Силикат калия, акриловый лигносульфонат, сульфонатная органическая смесь смол	29,5

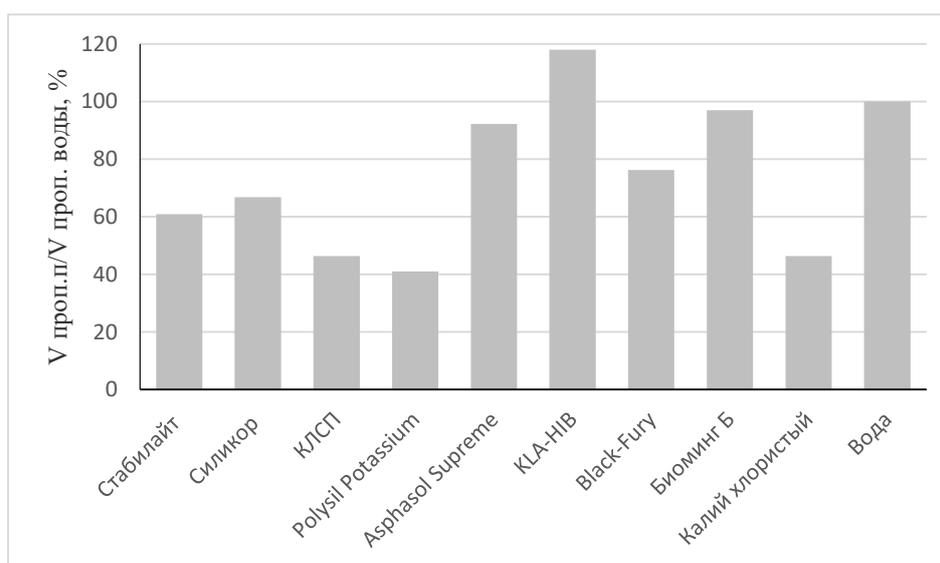


Рисунок 1 – Влияние реагентов-ингибиторов отечественного и зарубежного производства на относительную скорость капиллярной пропитки образцов глинистого материала

Выполненные исследования свидетельствуют о том, что наиболее эффективным реагентом, предотвращающим набухание глин, является комплексный реагент Polysil potassium. Предположительно высокие ингибирующие свойства реагента обусловлены синергетическим действием комбинации его компонентов.

Согласно интерпретации ИК - спектроскопических исследований (Рисунок 2) определено наличие силановых ($-\text{SiH}^{3+}$) ($945\text{-}910\text{ см}^{-1}$), силоксановых (Si-O-Si) ($1100\text{-}1000\text{ см}^{-1}$) структурных элементов в комплексном реагенте Polysil Potassium, что важно для коагуляции горных пород при создании новых материалов в виде геля кремниевой кислоты, как основной армирующей субстанции. Так же установлены связи Si^{4+} с радикалом фенильной группы $-\text{C}_6\text{H}_5$ ($-\text{SiC}_6\text{H}_5$) ($\sim 1430, 1125\text{-}1000\text{ см}^{-1}$). Данные сочетания являются комплексообразующими за счет образования координационных связей.

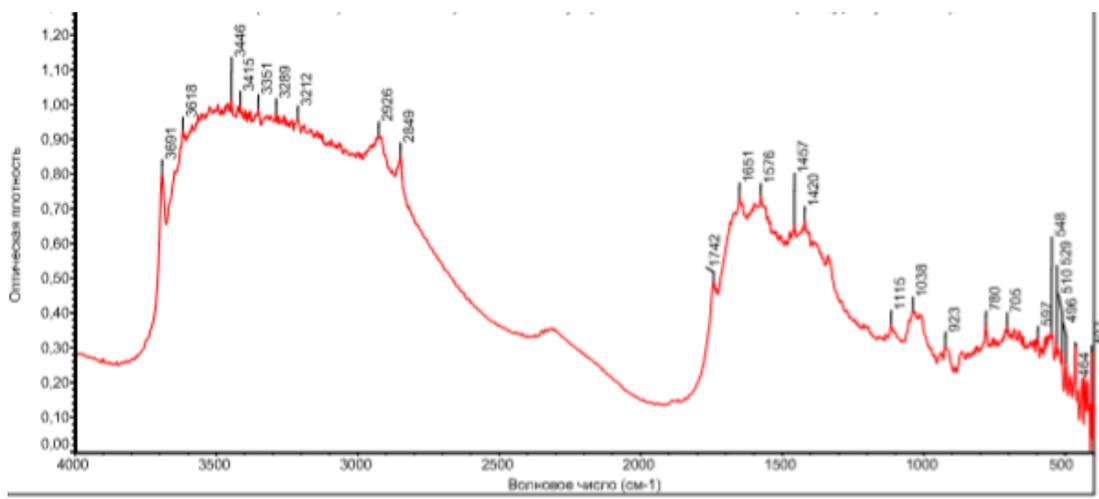


Рисунок 2 – ИК-спектр комплексного реагента Polysil Potassium

Гидратацию и развитие гидратационных напряжений на стенках скважины, сложенных горными породами, можно предупредить, если в качестве жидкой фазы бурового раствора применять жидкость, для «больших» молекул которой внутренняя поверхность минералов горной породы с раздвижной решеткой оказывается недоступной. Адсорбция таких молекул идет лишь на внешних поверхностях глинистых частиц. В состав этого реагента входит битумный компонент и добавки, которые блокируют микротрещины в глинистых породах на

стенках скважины, образуя на поверхности гидрофобный слой, препятствующий дальнейшему проникновению дисперсной фазы бурового раствора и увеличению порового давления, тем самым предотвращая осыпи и обвалы, а также гидратацию глин. Это позволяет уменьшить влияние других физико-химических процессов, связанных с ионообменными и адсорбционными реакциями, что не противоречит рабочей гипотезе.

Также отмечена эффективность вовлечения в среду бурового раствора комплексного реагента Polysil Potassium и КЛСП (Таблицы 2, 3). При оценке ингибирующих свойств буровых растворов различными методами отмечена эффективность применения комплексной обработки, включающей реагенты Potassium, KCl и КЛСП благодаря реализации различных эффектов, включая микрокольматацию пустотного пространства горных пород.

Таблица 2 – Данные о компонентном составе исследуемых базовых и модифицированных буровых растворов

№ п/п	Название раствора	Состав раствора, мас. %									
		Polysil Potassium	КЛСП	Кольмантант ¹⁾	Бактерицид ¹⁾	Биополимер ¹⁾	ПАЦ-Н ¹⁾	ПАЦ-В ¹⁾	ПБМВ ¹⁾	Смазочная добавка ¹⁾	Хлорид калия ¹⁾
1	ПГК ²⁾	-	-	8	0,1	0,15	0,3	-	2,0	0,2	-
2	ПХКР ³⁾	-	-	8	0,1	0,15	0,3	0,2	-	0,2	6
3	МБР ⁴⁾ +КСІ	2	-	5	0,1	0,15	0,3	0,2	-	0,2	6
4	МБР	2	-	8	0,1	0,15	0,3	0,2	2,0	0,2	-
5	МБР+КСІ+КЛСП	2	1,5	5	0,1	0,15	0,3	0,2	-	0,2	6
6	МБР+ КЛСП	2	1,5	8	0,1	0,15	0,3	0,2	2,0	0,2	-
7	МБР+КСІ+КЛСП	2	4,0	8	0,1	0,15	0,4	0,4	-	0,2	6

Примечания: ¹⁾ - компоненты базового бурового раствора; ²⁾ - ПГК – полимерглинистый буровой раствор; ³⁾ - ПХКР – полимерхлоркалийевый буровой раствор; ⁴⁾ - МБР – ингибирующий буровой раствор, модифицированный реагентом Polysil Potassium

Суммарный эффект обусловлен сочетанием нескольких способов стабилизации глины в водной среде (ионное и неионное ингибирование, гидрофобизация, микрокольматация). Это сопоставимо с действием растворов на углеводородной основе и дополнительно подтверждает, что дисперсионные силы и углеводородные группы в составе соединений позволяют наиболее эффективно снижать набухание глинистой породы в стволе скважины. Данный эффект усилен

уменьшением поверхностной гидратации за счет замены катионов натрия поверхностного комплекса глин на катионы калия, а также вследствие образования тонкой, полимер - силикатной пленки, препятствующей проникновению жидкости в горную породу и придающую ей устойчивость к воде. Ассоциаты полимера, силиката и гидрофобизатора инкапсулируют глинистый материал и уменьшают радиус проникновения водной составляющей в межпакетное пространство горных минералов. Эрозионное воздействие на стенки скважины минимизируется вследствие указанных механизмов, а также повышения вязкости дисперсионной среды разработанного МБР. Таким образом, обработка бурового раствора такими компонентами как силикат калия, полимеры, модифицированный битум, блокирует внутреннюю структуру породы, придавая ей гидрофобность при значительном упрочнении водородных связей вследствие отсутствия каналов доступа для мономеров воды через структуру глины.

Таблица 3 – Влияние компонентного состава и температуры на показатели свойств исследуемых растворов

№№ состава из табл. 2 (температурные условия)	$\Phi_{0,7}$ МПа, см ³ /30 мин	$\Phi_{\text{нрпг}}$, см ³ /30 мин	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа	СНС _{10сек/10мин} , дПа	Ктр ¹⁾	% «набухания» через		$\Xi_{\text{ш}}$, % ²⁾	«Условная» прочность керна, момент за 7 оборотов, фунт*дюйм ²
							24 ч	48 ч		
1 (25 °С)	8,0	-	14,7	57,1	10,6/15,8	0,2	25,9	28,0	41,0	40
1 (100 °С)	12,1	25,2	9,9	30,8	6,2/7,7	-	-	-	-	-
2 (25 °С)	8,0	-	11,0	46,1	12/15,4	0,2	17,0	17,1	12,9	100
2 (100 °С)	12,0	20,4	7,6	30,2	7,2/8,2	-				-
3 (25 °С)	6,8	-	23,5	65,3	15,8/17,3	0,1	16,0	16,2	6,3	160
3 (100 °С)	7,5	10,3	12,8	46,0	14,4/16,8	-	-	-	-	-
4 (25 °С)	6,8		26,8	95,5	21,6/27,4	0,1	19,3	20,4	9,7	150
4 (100 °С)	7,8	13,5	15,9	73,0	12,9/15,8	-	-	-	-	-
5 (25 °С)	4,5	-	19	86,4	19,2/28,8	0,1	16,0	16,0	6,3	155
5 (100°С)	4,6	8,2	19,2	87,0	24/28,8	-	-	-	-	-
6 (25°С)	4,3	-	25,0	152,1	38,5/57,6	0,1	19,5	19,5	9,8	145
6 (100 °С)	4,3	9,0	24,1	144,3	38,5/52,8	-	-	-	-	-
7 (25 °С)	4,5	-	24	177,4	38,5/57,6	0,15	20,1	20,5	16,5	135
7 (100 °С)	4,0	5,0	37	188,0	62,4/86,4	-	-	-	-	-

Примечания: ¹⁾ - коэффициент трения пары «сталь-сталь» в среде жидкости, измеряется на тестере смазочного действия «FANN»; ²⁾ - $\Xi_{\text{ш}}$ - эрозия шлама по остатку на сите

За счет применения полифункционального реагента комплексного действия

Polysil Potassium, KCl и реагента-стабилизатора КЛСП разработанная система МБР имеет стабильные параметры при воздействии температуры до и более 100 °С. Таким образом комбинация МБР на минерализованной основе реагентом КЛСП уменьшает его фильтрацию и стабилизирует образцы глинистого керна в термобарических условиях.

Оценка ингибирующих свойств буровых растворов на молекулярном уровне методом ЯМР показала (Таблица 4), что они по-разному влияют на керновый материал. Модифицированный буровой раствор в сочетании с KCl и КЛСП наиболее существенно замедлил сорбционные процессы в системе «глина – вода» и ограничил более чем на 77 % поступление воды в пустотное пространство породы.

Таблица 4 – Сводные данные объемного пространства горной породы после влияния различных систем буровых растворов на водной основе

Номер образца горной породы	Коэффициент пористости по газу, %	Объем, (в процентах)			Относительное уменьшение, %	Воздействие на керновые образцы жидкостей
		органического вещества в пустотном пространстве породы	пустотного пространства породы после насыщения	воды, вошедшей в пустотное пространство породы после воздействия буровых растворов		
1-1	2,07	2,32	6,21	3,89	-	Дист. вода+ NaCl (31,8 г/л)
1-2	2,07	2,55	6,34	3,79	2,6	ПХКР
1-3	1,91	2,45	4,02	1,57	59,6	МБР+KCl
1-4	1,91	2,68	3,40	0,72	81,5	МБР+KCl+ КЛСП
2-1	4,75	2,11	9,48	7,37	-	Дист. вода+ NaCl (25,0 г/л)
2-2	4,75	2,43	7,87	5,44	26,2	ПХКР
2-3	5,11	2,73	5,26	2,53	65,7	МБР+KCl
2-4	5,11	2,20	4,19	1,99	73,0	МБР+KCl+ КЛСП

Таким образом, проведенными исследованиями подтверждена рабочая гипотеза.

Для обоснования выбора концентраций реагентов в композиции Polysil Potassium и КЛСП при различных температурах был спланирован и проведен полнофакторный эксперимент по типу Бокса-Бенкена (2^3). Обработка его результатов позволила получить уравнения регрессии для показателей фильтрации, пластической вязкости, динамического напряжения сдвига, эрозии керна. Проверка показала однородность дисперсий по критерию Кохрена, по критерию Стьюдента коэффициенты статистически значимы, по критерию Фишера уравнения регрессии адекватны выбранной модели. Регрессионный анализ позволил установить оптимальное сочетание основных компонентов для МБР, включающее комплексный реагент Polysil Potassium 1-2,5%, КЛСП 1,0-3,0 % в условиях забойных температур до 100 °С. При более высоких температурах данная система вполне работоспособна с условием повышения концентрации применяемых реагентов.

В Таблице 5 приведены рецептуры МБР, разработанные для применения в сложных горно-геологических условиях. Способ приготовления МБР защищен патентом РФ № 2755108. При бурении скважин в неустойчивых терригенных отложениях (интервалы «шоколадных» глин) в рецептуру дополнительно вводится КЛСП.

Способ применения предлагаемого МБР заключается в следующем: при приготовлении раствора до начала бурения интервала, сложенного высококоллоидальными активными глинами, ввод в буровой раствор реагента хлорида калия производят до введения в раствор остальной части композиции, что обеспечивает ионное ингибирование и стабилизацию структурно-механических свойств бурового раствора. При дальнейшем углублении скважины в разрезе, сложенном преимущественно аргиллитами, осуществляется ввод комплексного реагента Polysil Potassium для повышения эффекта ингибирования гидратации аргиллитов.

Таблица 5 – Рекомендованные области применения различных составов МБР

Наименование компонента	Назначение компонента	Рецептура для применения		
		ННС с большим отходом от вертикали (более 2000 м)	ГС трехколонной конструкции; в интервалах неустойчивых глин («покачевские» глины, баженовская свита)	ГС при бурении «шоколадных» глин
		Концентрация компонента кг в 1 м ³ раствора		
Polysil potassium	Ингибитор, гидрофобизатор	10-20	10-25	10-25
Полиакриламид	Инкапсулятор	1-3	-	-
Карболигносульфонат пековый	Стабилизатор	-	-	10-40
Глинопорошок бентонитовый модифицированный	Структурообразователь	10-40	-	-
Кислоторастворимый кольматант	Утяжелитель, коркообразующий реагент	30-80	30-80	30-80
ПАЦ-Н	Понизитель фильтрации	1-4	1-4	1-4
ПАЦ-В	Регулятор структурно-механических свойств	1-4	1-4	1-4
Ксантановый биополимер	Структурообразователь, обеспечивает псевдопластические свойства	1-2	1,0-2,5	1,0-2,5
Хлорид калия	Утяжелитель, ингибитор	-	30-80	30-80
Дополнительные реагенты				
Пента-465	Пенегаситель	0,20-0,50	0,20-0,50	0,20-2,00
Сода кальцинированная	Связывает ионы кальция и магния, повышает водородный показатель рН	0,10-0,50	0,10-0,50	0,10-0,50
Смазочная добавка Луб-БКЕ	Снижает коэффициент трения	2,00-5,00	2,00-5,00	2,00-5,00
Бактерицид SB-side	Предотвращает бактериальное разложение органических компонентов (биополимера)	0,05-5,00	0,05-5,00	0,05-5,00

Современные требования в области обращения с отходами в ХМАО-Югре предполагают, что доля использованных и обезвреженных отходов в общем объеме их образования в процессе производства и потребления к 2030 г. должна достигнуть 95%. Следовательно, перспективным и доступным направлением является повторное использование отработанных буровых растворов после их дообработки при бурении последующих скважин сложного профиля. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, так как обеспечивает значительное уменьшение затрат на приготовление буровых растворов, транспортировку и утилизацию бурового шлама. Для оценки возможности повторного использования растворов на водной основе при бурении последующих скважин были проведены исследования МБР, отобранного после бурения скважины, на предмет сохранения стабильности его фильтрационных и структурно-механических показателей во времени. В промышленных условиях при обработке бактерицидом МБР показал стабильность всех параметров в течение трех месяцев (Рисунок 3).

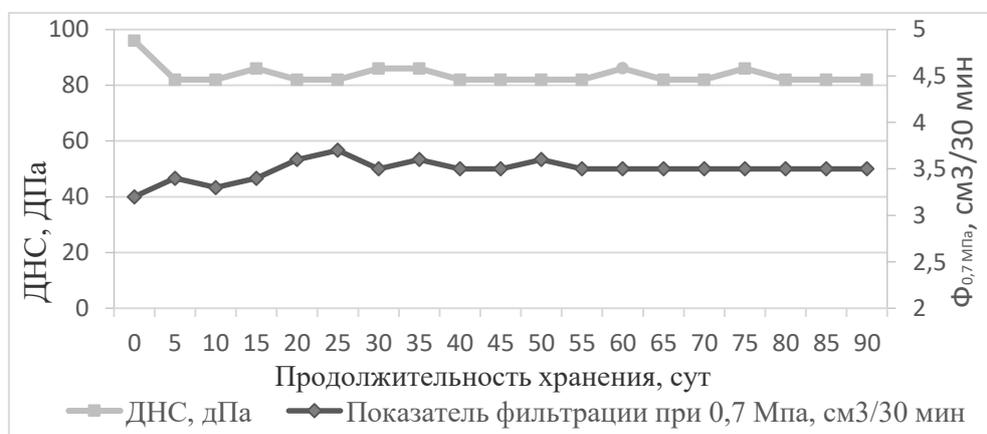


Рисунок 3 – Изменение показателей фильтрации и динамического напряжения сдвига (ДНС) отработанного МБР при его хранении с целью повторного использования (срок наблюдения – три месяца)

Практика строительства скважин показывает, что в процессе бурения буровой раствор загрязняется CO_2 и продуктами его взаимодействия, что приводит к ухудшению структурно-механических показателей бурового раствора, негативно влияющего на гидравлические параметры бурения. Это объясняется

антагонизмом компонентов, входящих в состав МБР, с известью, вводимой в буровой раствор с целью устранения карбонатной / бикарбонатной агрессии. При нейтрализации карбонатного / бикарбонатного загрязнения известью было установлено, что введение $\text{Ca}(\text{OH})_2$ приводит к увеличению структурно-механических показателей бурового раствора (п. №3 Таблицы 6).

Таблица 6 – Результаты применения МБР на Имилорском месторождении

№	Состав раствора (%)	УВ, с	$\Phi_{0,7\text{МПа}}$, $\text{см}^3/30\text{мин}$	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа	$\text{СНС}_{10\text{сек}/10\text{мин}}$, дПа	Кэф. тиксотропности	pH	Pf / Mf	Изменение высоты образца керна (сред.) через 13 ч, мм
1	МБР	30	3,5	12	67,2	24,0/ 33,6	1,4	10,4	0,2/ 0,2	2,8
2	МБР с признаками углекислотной агрессии	36	3,6	15	96,0	38,4/ 62,4	1,6	9,7	1,6/ 5,6	3,2
3	Состав по п.№2 + $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (0,3)	45	3,8	13	105,6	38,4/ 120,0	3,1	11,6	2,4/ 4,6	3,7
4	Состав по п.№3 + лимонная кислота (0,2)	30	4,4	14	86,4	38,4/ 91,2	2,4	11,0	1,9/ 4,0	3,4
5	Состав по п.№3 + лимонная кислота (0,3)	31	4,4	14	86,4	28,8/ 62,4	2,2	9,6	0,2/ 2,0	3,0
6	Состав по п.№3 + лимонная кислота (1,0)	30	4,2	11	100,8	33,6/ 62,4	1,8	7,7	0/1,3	2,7

Примечания: Pf / Mf – показатели, определяющие карбонатное / бикарбонатное загрязнение бурового раствора

Последующая обработка МБР такими разжижителями, как лимонная кислота, минеральная (соляная) кислота, реагентами фосфонового типа снижает его структурно-механические показатели. Установлено, что обработка силикатсодержащего бурового раствора карбоновой (лимонной) кислотой оказывает максимальное ингибирующее влияние на раствор за счет образующегося растворимого цитрата кальция в слабощелочной или нейтральной среде. Данный эффект объясняется сжатием адсорбционных слоев по мере повышения ионной силы раствора, затрудненностью адсорбции извести и

силиката калия в связи с меньшей доступностью активных позиций, торможением структурообразования цитратом кальция.

В четвертой главе приведены результаты опытно-промысловых испытаний и внедрения разработанного МБР при строительстве скважин сложного профиля на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». В производственном сленге МБР, содержащий в составе Polysil Potassium, получил название «НЕДРА». Успешно проведены промысловые испытания и внедрена в производство технология применения экологически «щадящего» МБР «НЕДРА» при строительстве: наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали (зенитный угол более 40°, смещение более 2000 м) с применением МБР; транспортного ствола ГС с наличием в разрезе неустойчивых пород, таких как «покачевские» глины, «баженовская» свита и др. с применением МБР+КС1; ГС трехколонной конструкции с МБР+КС1; транспортной части ГС при прохождении осыпающихся «шоколадных» глин с применением МБР+КС1+КЛСП.

В результате испытаний отмечено отсутствие проблем, связанных с неустойчивостью стенок скважин, затяжек и посадок при спуско-подъемных операциях. Средний экономический эффект (из расчета на одну скважину) составил: 170 000 руб. при бурении наклонно-направленных скважин; 1 248 000 руб. при строительстве скважин с горизонтальным окончанием; 22 826 200 руб. при строительстве скважин трехколонной конструкции с горизонтальным окончанием.

Разработаны и утверждены: «Технологический регламент на приготовление и применение недиспергирующего бурового раствора для бурения транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах» (2016 г.). Разработанный регламент применяется Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени при составлении проектно-сметной документации на строительство скважин; «Регламент по сокращению объемов отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (2017 г.).

Основные выводы и результаты

1 Предложена обоснованная методология модификации бурового раствора на водной основе, реализующая механизмы ионного и неионного ингибирования, гидрофобизации и коагуляции, снижающая риски потери устойчивости стенок скважин в глинах различной степени литификации.

2 Разработана оригинальная рецептура модифицированного бурового раствора на водной основе с применением комплексного реагента Polysil potassium и КЛСП, позволяющая снизить гидратацию глинистой породы до 77 %. Значения рациональных концентраций комплексного реагента и КЛСП, обуславливающих необходимые технологические параметры бурового раствора, находятся в пределах 1,0-2,5 % и 1,5-3,0 % соответственно при температуре в скважине до 100 °С (патент РФ № 2755108).

3 Установлено, что снижение уровня углекислотной агрессии и стабилизирующее действие на глинистые породы происходят за счет образования в составе модифицированного бурового раствора цитрата кальция.

4 Разработанная технология повторного использования МБР позволяет повысить экологическую безопасность и выполнить требования законодательства федерального и регионального уровней в этой области. Экономический эффект от внедрения данной технологии составляет 1 200 000 руб. на скважину.

5 Проведены промышленные испытания и внедрена в производство экологически «щадящая» технология применения МБР на пресной и минерализованной водных основах при бурении в различных горно-геологических условиях. Установлено, что в результате реализации технологии применения МБР при бурении наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием в сложных условиях, средний экономический эффект (из расчета на одну скважину) составил:

- 170 000 руб. при бурении наклонно-направленных скважин;
- 1 248 000 руб. при строительстве скважин с горизонтальным окончанием;
- 22 826 200 руб. при строительстве скважин трехколонной конструкции с горизонтальным окончанием.

Разработаны и утверждены внутренние регламенты ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Основные положения диссертации опубликованы в следующих научных изданиях:
– в научных изданиях, входящих в Международные базы данных (WoS, Scopus):

1. Бабушкин Э.В. Разработка ингибирующих буровых растворов для повышения эффективности строительства скважин в сложных горно-геологических условиях / Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова, Г.В. Конесев [и др.] – Текст : электронный // Нанотехнологии в строительстве – электронный журнал. – URL : <https://yadi.sk/i/NTmv1B8J3VL3Mr> (дата обращения : 23.12.2020).

2. Malutin D.V. Analysis of Efficiency of Horizontal Drilling in Low-Permeability Reservoirs at the Fields of LLC Lukoil-Western Siberia with Oil-Based Drilling Fluids / D.V. Malutin, M.G. Buyanova // Paper SPE-182137 was presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, 24-26 October 2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/182137-MS> ограниченный 12 р.

– в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, в соответствии с требованиями ВАК Минобрнауки РФ:

3. Буянова М.Г. Анализ применения ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства пологих скважин в сложных горно-геологических условиях / М.Г. Буянова, Э.В. Бабушкин, А.Х. Аглиуллин, Г.В. Конесев. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 29-32.

4. Тептерева Г.А. Усовершенствование методики определения краевого угла смачивания с использованием возможностей программы «Компас-3D» / Г.А. Тептерева, В.Г. Конесев, М.Г. Буянова [и др.]. – Текст : непосредственный // Башкирский химический журнал. – 2018. – Том 25, № 1 – С. 77-82.

5. Бакиров Д.Л. Техничко-технологические решения по обращению с жидкой фазой отходов бурения в Западной Сибири / Д.Л. Бакиров, Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 68-71.

6. Максимов А.А. Поиск оптимального технологического решения по обращению с буровыми сточными водами, образующимися при бурении скважин, с целью снижения отходов бурения / А.А. Максимов, Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 69-72.

7. Буянова М.Г. Применение ингибирующего бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин трехколонной конструкции / М.Г. Буянова, Э.В. Бабушкин, Г.В. Конесев, А.Х. Аглиуллин, Р.А. Исмаков. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 10(622) – С. 12-16.

8. Конесев Г.В. Применение метода ЯМР релаксометрии для оценки ингибирующих свойств буровых растворов на водной основе / Г.В. Конесев, А.Х. Аглиуллин, Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова [и др.]. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 3(125). – С. 20-28.

9. Буянова М.Г. Разработка бурового раствора на водной основе для применения на месторождениях севера Западной Сибири / М.Г. Буянова, А.А. Кунакасов, Э.В. Бабушкин. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 7(343) – С. 30-34.

– в материалах российских и международных конференций:

10. Бабушкин Э.В. Разработка ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства скважин с большим отходом от вертикали и в сложных горно-геологических условиях. / Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова, А.Х. Аглиуллин – Текст : непосредственный // Новые технологии в бурении скважин и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа: сб. тр. I Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых /редкол.: А.И. Могучев и др.– Уфа: изд-во УГНТУ, 2017. – С. 89-92.

11. Буянова М.Г. Применение ингибирующего бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин «трехколонной» конструкции / М.Г. Буянова, Г.В. Конесев, А.Х. Аглиуллин. – Текст : непосредственный // тезисы докладов Всероссийской научно-технической конференции «75 лет нефтяному образованию в Республике Башкортостан», посвященной 70-летию Уфимского государственного нефтяного технического университета. – Уфа: ООО «РН-БашНИПИнефть», 2018. – С. 29.

12. Буянова М.Г. Анализ применения ингибирующих буровых растворов для повышения эффективности строительства скважин с большим отходом от вертикали / М.Г. Буянова, Э.В. Бабушкин. – Текст : непосредственный // Сборник статей XVIII Конференции молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2018. – С. 529-539.

13. Буянова М.Г. Анализ применения разработанного ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства пологих скважин в горно-технических условиях / М.Г. Буянова, Э.В. Бабушкин – Текст : непосредственный // Сборник статей VII Конференции молодых ученых и специалистов Головного офиса ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, 2018. – С. 487- 498.

14. Халимова А.С. Поиск оптимальных технико-технологических решений по обращению с отходами бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / А.С. Халимова, М.Г. Буянова, Э.В. Бабушкин – Текст : непосредственный // Сборник статей VII Конференции молодых ученых и специалистов Головного офиса ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, 2018. – С. 532-549.

15. Буянова М.Г. Анализ применения ингибирующих буровых растворов для повышения эффективности строительства скважин с большим отходом от вертикали / М.Г. Буянова, Э.В. Бабушкин, А.Х. Аглиуллин – Текст : непосредственный // XVIII Конференция молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры / Сборник материалов конференции. – Новосибирск: Параллель, 2018. – С. 301-305.

16. Буянова М.Г. Анализ применения ингибирующих буровых растворов для повышения эффективности строительства пологих скважин в сложных горно-технических условиях / М.Г. Буянова, Э.В. Бабушкин, А.Х. Аглиуллин – Текст : непосредственный // Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса: Материалы XXII Международной научно-практической конференции, 5-8 июня 2018 г. – Владимир: Аркаим, 2018. – С. 58-61.

17. Буянова М.Г. Влияние реагентов на свойства бурового раствора для применения в условиях севера Западной Сибири / М.Г. Буянова, М.Е. Логинова, А.Х. Аглиуллин. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы науки и техники – 2021: сб. материалов XIV Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых (Уфа, 15 марта – 19 марта 2021 г.): в 2 т./под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021 – С. 49-51.

– в патентах РФ:

18. Пат. 2755108 Российская Федерация, С09К 8/24. Ингибирующий буровой раствор для бурения в неустойчивых терригенных отложениях / Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Буянова М.Г. [и др.]; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2020128054; заявл. 21.08.2020; опубл. 13.09.2021, Бюл. № 26.