

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

На правах рукописи



БУЯНОВА МАРИНА GERMANOVNA

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

Специальность 2.8.2. – «Технология бурения и освоения скважин»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

Доктор технических наук, доцент

Аглиуллин Ахтям Халимович

Уфа – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ГЛАВА 1 ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ И СПОСОБОВ ИХ РЕГЕНЕРАЦИИ.....	14
1.1 Глинистые породы как основной источник осложнений при бурении скважин.....	17
1.2 Проблемы строительства скважин в интервалах неустойчивых глинистых отложений.....	26
1.3 Физико-химические взаимодействия, влияющие на стабильность открытого ствола скважины.....	27
1.3.1 Механизмы взаимодействия между глинистыми породами и буровой промывочной жидкостью.....	28
1.3.2 Методы оценки ингибирующих свойств буровых растворов.....	31
1.3.3 Исследование структуры порового пространства горных пород методом ядерно-магнитной релаксометрии.....	32
1.4 Современные подходы к решению проблемы стабильности стенок скважин глинистых отложений.....	37
1.5 Увеличение плотности промывочной жидкости как основное решение при ликвидации неустойчивости глинистых отложений.....	45
1.6 Требования, предъявляемые к буровым растворам.....	46
1.7 Обзор исследований буровых растворов.....	47
1.8 Обоснование необходимости восстановления отработанных буровых растворов.....	49
1.9 Химическое загрязнение буровых растворов.....	49
Выводы к главе 1.....	54

ГЛАВА 2	ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ.....	56
2.1	Постановка задачи.....	56
2.2	Методы определения технологических параметров промывочных буровых растворов на водной основе.....	58
2.3	Метод оценки скорости капиллярной пропитки.....	59
2.4	Методика проведения исследований ингибирующих свойств при помощи измерителя продольного набухания.....	60
2.5	Методика исследования влияния фильтрата бурового раствора на объемное набухание горной породы.....	61
2.6	Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов по эрозии шлама.....	62
2.7	Методика экспериментальных исследований «условной» прочности керновых образцов после воздействия буровых растворов.....	63
2.8	Методика и условия проведения фильтрационных исследований на естественном керновом материале.....	63
2.9	Методика определения ферментативной устойчивости бурового раствора.....	65
2.10	Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов методом ядерно-магнитной релаксации.....	65
	Выводы к главе 2.....	68
ГЛАВА 3	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВОГО ПРОМЫВОЧНОГО РАСТВОРА НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ, ОБЛАДАЮЩЕГО ИНГИБИРУЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ.....	69
3.1	Выбор реагентов-ингибиторов методом исследования скорости капиллярного пропитывания образцов горных пород.....	70

3.2 Выбор реагентов по методу оценки ингибирующих свойств на тестере линейного набухания.....	72
3.3 Исследование ингибирующих свойств реагентов в среде буровых растворов по эрозии шлама.....	76
3.4 Исследование ингибирующих свойств по изменению «условной» прочности образцов горной породы после воздействия бурового раствора.....	78
3.5 Исследования ингибирующих свойств буровых растворов методом ядерно-магнитной релаксации.....	79
3.6 Фильтрационные исследования модифицированного бурового раствора.....	85
3.7 Исследование влияния реагентов-ингибиторов на параметры буровых растворов.....	90
3.8 Оптимизация составов модифицированного бурового раствора..	93
3.9 Проведение ИК-спектроскопии комплексного реагента.....	103
3.10 Технология применения модифицированного бурового раствора на минерализованной основе.....	105
3.11 Повторное применение отработанной системы модифицированного бурового раствора с целью снижения отходов бурения.....	109
3.12 Восстановление свойств модифицированного бурового раствора после углекислотной агрессии.....	113
Выводы к главе 3.....	116
ГЛАВА 4 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ, ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ РАЗРАБОТОК.....	118
4.1 Применение модифицированного бурового раствора при строительстве наклонно-направленных скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....	118

4.2 Применение модифицированного бурового раствора при строительстве пологих скважин на месторождениях регионов Западной Сибири.....	124
4.3 Применение модифицированного бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин в сложных горных условиях (наличие в разрезе неустойчивых пород – баженовская свита, «покачевская» пачка и др.).....	130
4.4 Применение модифицированного бурового раствора при бурении горизонтальных скважин трехколонной конструкцией.....	132
4.5 Применение модифицированного бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин на месторождениях Большехетской впадины.....	137
4.6 Промысловые испытания технологии регенерации отработанного модифицированного бурового раствора.....	138
Выводы к главе 4.....	140
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ.....	142
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	144
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	147
ПРИЛОЖЕНИЕ А. План-программа промысловых испытаний бурового раствора НЕДРА для повышения ТЭП строительства эксплуатационных скважин.....	168
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Технологический регламент на приготовление и применение полимерного недиспергирующего бурового раствора «НЕДРА» для бурения транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.....	169
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Приказ о введении в действие технологического регламента на приготовление и применение полимерного недиспергирующего бурового раствора «НЕДРА» для бурения	

транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.....	170
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Справка о применении бурового раствора НЕДРА	171
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Справка о применении бурового раствора НЕДРА на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....	172
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Акт о проведении ОПР по испытанию бурового раствора НЕДРА+КС1+КЛСП на скважине №421Г куста №7 Южно-Мессояхского месторождения.....	173
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Протокол производственного совещания по повторному использованию буровых растворов с целью сокращения объемов отходов бурения.....	174
ПРИЛОЖЕНИЕ З. Регламент по сокращению объемов отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....	178
ПРИЛОЖЕНИЕ И. Приказ о введении в действие регламента по сокращению объема образования отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....	180
ПРИЛОЖЕНИЕ К. Акт о проведении ОПР по сохранению модифицированного бурового раствора на минерализованной основе (НЕДРА+КС1).....	181
ПРИЛОЖЕНИЕ Л. Справка о внедрении.....	182
ПРИЛОЖЕНИЕ М. Патент на изобретение.....	189

ВВЕДЕНИЕ

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 проблемы

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., Маас А.Ф., George R. Gray, Darley Н.С.Н 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 и задачи исследования:

Цель: 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 и технологий строительства 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 ($-C_6H_5$) и силановыми (R_nSiH_{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 – $Ca_3(C_6H_5O_7)_2$ появления нерастворимых соединений гидросиликатов.

3 Впервые теоретически обоснована и экспериментально подтверждена возможность длительного сохранения устойчивости глинистых отложений использованием модифицированного промывочного раствора на водной основе, облагороженного 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 индивидуальные технические проекты и групповые рабочие проекты на строительство скважин в Западной Сибири (ГРП №338 ЭК-Г-15-ИОС на строительство эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием на группу пластов БС Имилорско+Западно-Имилорского месторождения (с эксплуатационной колонной 146 мм), ГРП №333 ЭК-Г-15-ИОС на строительство эксплуатационных скважин с горизонтальным

окончанием на группу пластов Ач Тевлинско-Русскинского месторождения (с эксплуатационной колонной 146 мм)).

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.

Верификация результатов исследований обеспечена необходимым количеством экспериментов. 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.

Лабораторные исследования явлений методом капиллярной пропитки были проведены совместно с сотрудниками кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», которым автор глубоко признателен. Особую благодарность за помощь в работе над диссертацией выражаю докторам технических наук, профессорам этой кафедры Исмакову Рустему Адиповичу и Конесеву Геннадию Васильевичу.

Выражаю особую признательность и искреннюю благодарность за неоценимую помощь при выполнении настоящего исследования всем сотрудникам Направления бурения Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени и в особенности кандидатам технических наук: начальнику Управления мониторинга строительства скважин Филиала Бабушкину Эдуарду Валерьевичу и Заместителю директора по научной работе в области строительства скважин Бакирову Данияру Лябиповичу.

ГЛАВА 1 ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ И СПОСОБОВ ИХ РЕГЕНЕРАЦИИ

Опыт строительства скважин показывает, что успешность бурения во многом зависит от состава и свойств промывочных жидкостей, обеспечивающих безопасность и безаварийность проведения работ.

Значительная доля аварий и осложнений при строительстве скважин за 2016 год на месторождениях Западной Сибири связана с технологическими причинами, в том числе с нестабильностью ствола скважины (Рисунок 1).



Рисунок 1 – Распределение непроизводительного времени (в часах) при строительстве скважин на месторождениях Западной Сибири за 2016 г.¹

Вероятно, это связано с тем, что при выборе и применении промывочных жидкостей не учитываются различия в свойствах вскрываемых глин, а параметры буровых растворов подбираются без учета особенностей взаимодействия с горными породами [47-49].

¹ Рассчитано по данным внутренних отчетов организации Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.

Многие аварии и осложнения при строительстве скважин в регионах Западной Сибири обусловлены наличием в геологическом разрезе, вскрываемом в одно «долбление», как высококоллоидальных увлажненных глин, хорошо гидратирующихся и набухающих при контакте с буровым раствором, так и микротрещиноватых аргиллитов, склонных к осыпям и обвалам, что приводит к отклонению параметров бурового раствора от заданных значений, сальникообразованию, снижению механической скорости бурения, нарушению устойчивости стенок скважины, снижению коммерческой скорости строительства скважин [3, 18].

Опыт строительства горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири показывает, что с увеличением зенитного угла (свыше 40°) и времени бурения возрастает вероятность осложнений в открытом стволе в интервалах залегания глин и аргиллитов. В целом, на устойчивость стенок скважин влияют тектонические нарушения, литология горных пород, гидратационные процессы, связанные с набуханием глин под влиянием фильтрата промывочной жидкости.

На ликвидацию осложнений, связанных с неустойчивостью стенок скважины, затрачивается значительное количество производительного времени и требуются дополнительные расходы на материалы. Обычно в таких случаях процесс спуска эксплуатационной колонны до проектного забоя не удаётся выполнить. Поэтому главной задачей при строительстве скважин с большими зенитными углами и смещениями от вертикали является обеспечение стабильности стенок ствола скважины.

Для минимизации осложнений связанных с устойчивостью стенок ствола скважины на практике зачастую предусматривается применение растворов на углеводородной основе (РУО) инертных к глинистым отложениям. Но применение РУО ограничено вследствие пожароопасности, токсичности, высокой стоимости, сложности в приготовлении стабильных эмульсионных систем, необходимости использования дополнительного оборудования, таких как диспергаторов, вертикальных центрифуг осушки шлама, установок термической

десорбции, наряду с применяемой четырехступенчатой системой очистки бурового раствора. Кроме того, преимущества РУО обходятся достаточно дорого – ужесточаются экологические требования, регулирующие органы негативно реагируют на сброс буровых растворов и шлама. В зависимости от требований природоохранного законодательства буровой шлам с остатками РУО захороняется или переводится в экологически безопасное состояние путем биологической рекультивации [32, 78, 150].

Также в процессе бурения скважин может происходить химическое загрязнение растворов из-за углекислотной агрессии вследствие поступления углекислого газа, что негативно сказывается на структурно-механических параметрах, влияющих на гидравлическую программу промывки в целом. Загрязнение углекислотой приводит к росту показателей щелочности² P_f , M_f и P_f/M_f , являющиеся индикаторами оценки концентрации ионов гидроксидов (OH^-), карбоната (CO_3^{2-}) и бикарбоната (HCO_3^-) в буровом растворе. Владение информацией касательно щелочности является важным для обеспечения необходимого контроля условий работы (активностью, растворимостью) химических реагентов. Большое количество реагентов в буровых растворах результативно действуют в щелочной среде, в то время как щелочность за счет высокой концентрации (CO_3^{2-}) и (HCO_3^-) провоцирует десорбцию или химические превращения в реагентах, исключая их полезное действие. Таким образом, щелочность ионов гидроксидов обычно рассматривается как полезная, в то время как щелочность карбонатов и/или бикарбонатов оказывает отрицательное влияние на характеристики бурового раствора.

Декарбонизация водной части бурового раствора осуществляется обработкой с применением извести, в связи с тем, что она является источником гидроксид-ионов и ионов кальция, необходимых для осаждения карбонатов и/или бикарбонатов.

² Щелочность – показатель, характеризующий способность нейтрализовать некоторое количество кислоты [146], определяется при выполнении химического анализа фильтрата раствора по фенолфталеину и метилоранжу.

В связи с ужесточением требований в области обращения с отходами бурения, системы буровых растворов должны удовлетворять требованиям экологической безопасности и быть вовлечены в повторный оборот, сохраняя свои технологические свойства [5, 68, 82, 85, 121, 134].

1.1 Глинистые породы как основной источник осложнений при бурении скважин

«Глинистая порода – глина, составляющая основную массу осадочных горных пород (75 %), часто является причиной осложнений при бурении скважин» [81], а в некоторых источниках указывается до 90 % [42, 88] в зависимости от региона залегания.

В работах авторов [57, 78, 79, 84, 87, 88, 113, 148, 152, 153] отмечено, что глинистые породы в основном представлены *сметитами, каолинитом, хлоритом, иллитом, гидрослюдами* и другими разновидностями, обусловленными разной степенью изоморфных замещений.

Так, *монтмориллонит* является наиболее распространённым видом смектитов. Изоморфные замещения в тетраэдрических сетках развиты слабо и выражаются в замене Si^{4+} на Al^{3+} . Более явно изоморфные замещения наблюдаются в октаэдрических сетках, где Al^{3+} замещается в основном на Fe^{2+} и Mg^{2+} (Рисунок 2) [84]. Благодаря этому, а также наличию слабой кислородной связи О-О между слоями (пакетами), *монтмориллонит* способен достаточно легко набухать.

Структурная формула *монтмориллонита*:
 $\text{K}^+ \text{Al}_{2-x}(\text{Fe}^{2+}, \text{Mg})_x \text{Si}_4\text{O}_{10} \cdot (\text{OH})_{2-n} \text{H}_2\text{O}$, где K^+ – катион компенсатор, представленный Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и др.

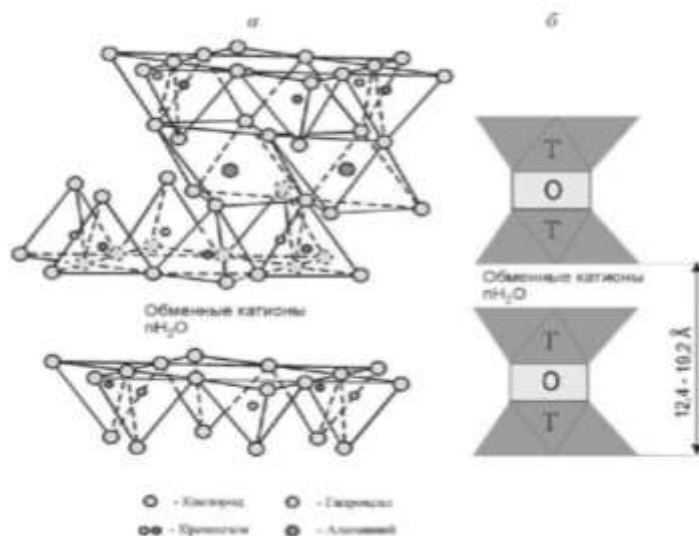


Рисунок 2 – Структура монтмориллонита: атомная и схематическая

Особенностью данной структуры является возможность проникновения молекулы воды и других полярных компонентов в межслоевое пространство, вызывая расклинивающее давление и разбухание глин.

Минералы группы *каолинит* (разновидностями могут быть каолиниты, галлуазит, диккит, накрит). Каолинит наиболее распространенная разновидность, имеющая слоистую структуру и представленная слоями кремнекислородного тетраэдра и алюмокислородного-гидроксильного октаэдра (Рисунок 3) [84].

Структурная формула каолинита имеет следующий вид – $Al_4Si_4O_{10}(OH)_8$.

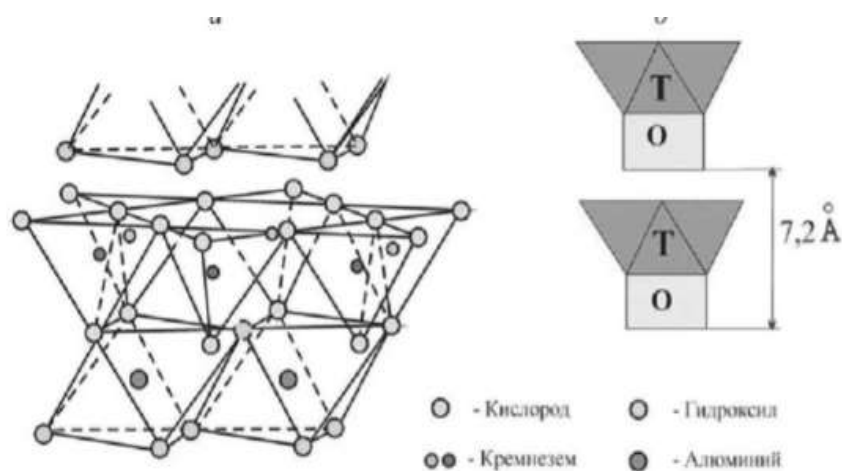


Рисунок 3 – Структура каолинита: атомная и схематическая

Незначительные изоморфные замещения обусловлены наличием в октаэдрических катионах атомов Fe^{3+} , Fe^{2+} , Mg^{2+} , также в состав тетраэдра может входить атом Ti^{4+} .

Минералы группы каолинита обладают постоянным химическим составом, что обусловлено слабым развитием у них изоморфных замещений. Глины данной группы в меньшей степени способны к набуханию из-за наличия водородной связи между слоями.

Слюдистые минералы разделяются на истинные слюды и гидратированные слюды. Отличаются стабильностью в различных термодинамических условиях. Структура похожа на монтмориллонит, но в окристаллизованных слюдах $\frac{1}{4}$ часть атомов Si^{4+} замещена Al^{3+} , а отрицательный заряд нейтрализуется практически не участвующими в обмене K^+ (Рисунок 4) [57, 84]. Глины этой группы минералов склонны к набуханию, но в меньшей степени, чем монтмориллонит.

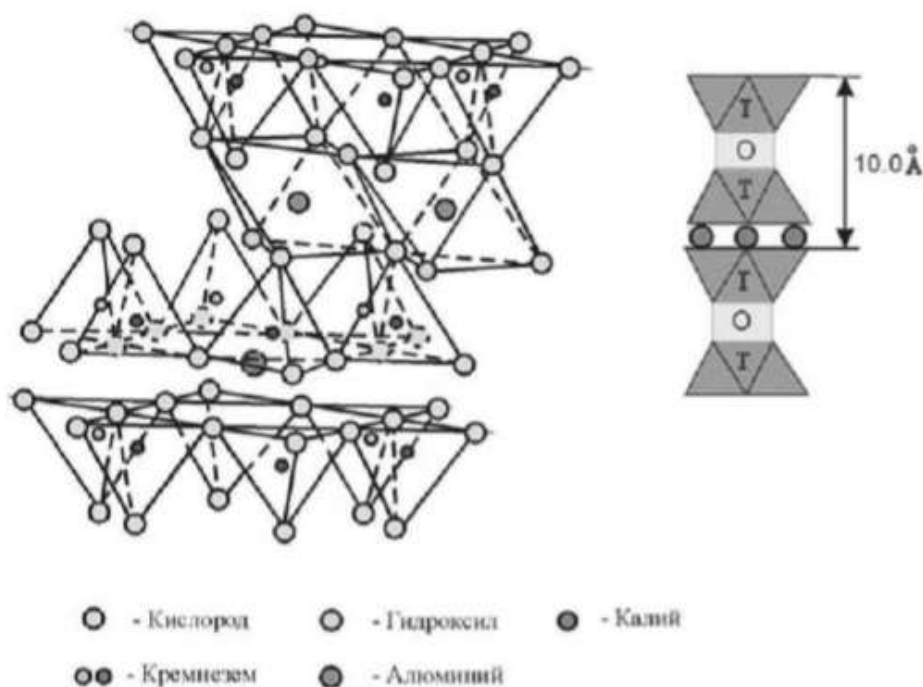


Рисунок 4 – Структура слюды (мусковита): атомная и схематическая

Обобщенная формула гидрослюда: $K_{x+y} [R_{2-y}^{3+}, R_y^{2+}] [Si_{4-x} Al_x] O_{10} (OH)_2$, где R^{3+} – катион Fe^{3+} и Al^{3+} , R^{2+} – Mg^{2+} и Fe^{2+} .

Иллит – разновидность группы слюд, представляющая собой разуплотненную укладку пакетов с недостатком катионов. Пространство между слоями занимают молекулы воды. Содержание разбухающих межслоев варьируется на уровне 5-10 %.

Хлориты встречаются в цементе песчанников и аргиллитов, а также в компонентах некоторых осадочных пород. Структура 2:1:1, состоит из чередующихся слюдоподобных и бруситовых слоев. Хлориты способны набухать при обработке органическими жидкостями, как и смектиты, но сохраняют устойчивость к нагреванию. Формула хлоритов имеет следующий вид: $(SiAl)_4(MgFe)_3O_{10}(OH)_2$ (Рисунок 5) [84].

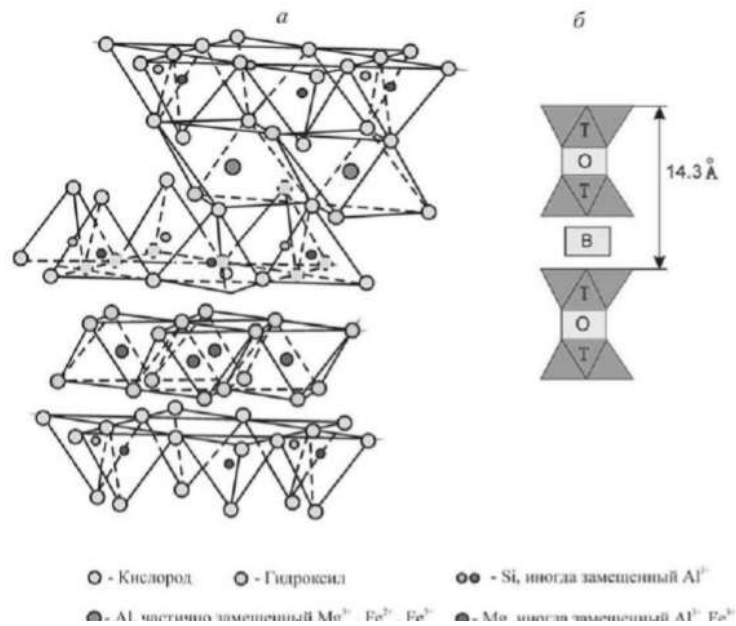


Рисунок 5 – Структура хлорита: атомная и схематическая

Следует отметить, что для оценки взаимодействия промывочного раствора и глин важно знать базовые параметры отложений глиносодержащих пород, находящихся на различных глубинах.

Геологический разрез на месторождениях Западной Сибири представлен люлинворской, кузнецовской, покурской, алымской, баженовской свитами, пимскими глинами, чеускинской пачкой.

Как отмечено в работе Паршуковой Л.А., Люлинворская свита (интервалы нижнего, среднего и частично верхнего эоцена) встречается в разрезах повсюду, интенсивностью от 33 до 214 м, глубина расположения до 600 м. Для них характерна низкая плотность глин, слагающих данную свиту ($1,85 \cdot 10^3$ кг/м³), пористость (до 42 %), что, в целом, характеризует ее небольшую механическую прочность, из-за чего и происходит ее размыв.

Кузнецовская свита (турон) представлена морскими формами, цвет от темно-серого до буроватого, глины монтмориллонитового типа (мощностью от 20 до 43 м, глубиной залегания 700-1000 м), плотность породы – $2,2 \cdot 10^3$ кг/м³, пористость в среднем 27 %, для данного интервала характерна небольшая механическая прочность.

Покурская свиты (апт-альб-сеноман) отображается континентальными прибрежными и образованиями. Свойственно переслаивание пачек слюдосодержащих песков и глин, цвет от серого до светло-серого, мощностью от 400 м до 950 м, глубина залегания от 1000 до 1200 м, плотность пород в среднем $2,24 \cdot 10^3$ кг/м³, пористость от 18 до 19 %.

Алымская свита по физическим свойствам более уверенно прослеживается глины кошайской свиты мощностью 15-20 м. Представлены гидрослюдисто-монтмориллонитовыми и смешанослойными образованиями со средним (от 40 до 65 %) и высокими (от 65 до 85 %) числом разбухающих слоев и монтмориллонитом (глубина залегания 1500-1800 м). Цвет темно-серый, по структуре однородные.

Пимские глины, представленные монтмориллонитом и смешанослойными и гидрослюдисто-монтмориллонитовыми минералами (глубина залегания 2000-2200 м), расположены в пределах запада Среднеобской нефтегазоносной области. Для них характерно наличие «тонкоотмученных глин» [87] интенсивностью от 5

до 15 м. В минералогическом составе данных глин преобладают монтмориллонитовые тонкодисперсные образования с большим (до 80 %) включением набухающих слоев и обменного Na^+ .

Ачимовские глины (2500-2800 м) представлены гидрослюдисто-монтмориллонитовыми смешаннослойными образованиями с числом набухающих пакетов от низкого до среднего.

Наибольшее количество непроизводительного времени при бурении скважин приурочено к прохождению баженовской свиты (глубина залегания от 2600 до 3500 м). Баженовская толща представлена монтмориллонитом, сланцеватыми и битуминозными глинами. Для данного пласта свойственно наличие зон с АВПД, пониженной плотности повышенной пористости [84, 87, 88].

Осложнения при строительстве скважин в условиях Западной Сибири в основном приурочены к отложениям березовской, ванденской, георгиевской и баженовской свит.

Так же одним из факторов, влияющим на свойства глинистых пород, является показатель удельной поверхности. Для смектитов, обладающих в большей степени адсорбционной способностью, данный показатель составляет примерно $750 \text{ м}^2/\text{г}$, для иллитов – $80 \text{ м}^2/\text{г}$, каолинита, обладающего меньшей степенью изоморфизма – $25 \text{ м}^2/\text{г}$.

Водная составляющая, которая присутствует в глинистых породах, представлена модификациями в виде:

- свободной воды порового пространства;
- адсорбционно-связанной воды структурных соединений водорода и гидроксильной группы;

– воды капиллярной конденсации или пленочной воды, тесно связанной с заряженной поверхностью глины на адсорбированном поверхностном слое³ [45, 84, 138, 139, 148, 149].

Глины при взаимодействии с водными средами подвержены физико-химическим изменениям и могут переходить из одного физического состояния в другое (от твердого тела к текучему). Согласно данным научной литературы свойства глин, зависят от влажности и совокупности составляющих компонентов, входящих в них. Глиносодержащие породы стоит рассматривать как химически и физически связанную систему, в которой компоненты взаимодействуют между собой и внешней средой. Такое взаимодействие следует рассматривать как итог единства и противостояния трех основных сил: дисперсионных, химических и электростатических [40, 138, 139]. Данные взаимодействия приводят к гидратации и дегидратации, ионному обмену, набуханию которые могут вызвать изменение механических и физических свойств глинистой породы.

Особую роль в образовании различий свойств глинистых пород, их неоднородность определяют: седиментационный массоперенос, сопровождающийся уплотнением; геохимические явления, вызывающие уплотнение; насыщение элементами или выщелачивание.

Различия в свойствах глинистых пород определяются литогенетическими процессами и условиями протекания реакций взаимодействия их компонентов.

Различными авторами установлены пять стадий развития осадочных пород.

К первому классу отнесены рыхлые глины плотностью 1,70-1,90 г/см³. В этих породах структурно-минералогическое сцепление отсутствует. Породы слабосвязанные. Минерализация поровой воды – менее 5 г/л. Емкость обменного комплекса – более 44 мг-экв/100 г породы. А общая пористость – более 30 %. Глины этого класса при бурении сильно диспергируют под воздействием потока

³ Данный тип водного компонента «покрывает пленкой поверхности отдельных частиц, трещин, пор в горных породах над верхним слоем поглощенной воды. Процесс гидратации горных пород, связанный с осмотической водой, образуется, когда осадочные породы разгружаются вследствие бурения ствола скважины» [113].

раствора. На активность физико-химических процессов при контакте с раствором существенное влияние оказывает не только состав и концентрация солей в поровой воде и фильтрате раствора, но и минеральный состав пород.

При осмотическом вовлечении фильтрата в поровое пространство происходит дальнейшее разупрочнение породы с проявлением ползучести. А из-за поверхностного набухания порода переходит в суспендированное состояние [81, 83, 84, 105, 106].

Второй класс представлен как «слабоуплотненные глины плотностью 1,91-2,10 г/см³. Породы этого класса слабосвязанные, структурно-минералогическое сцепление развито очень слабо. В присутствии пептизаторов породы переходят в пастообразное состояние. По осмотической и поверхностной гидратации глинистая порода переходит в класс «рыхлых» пород» [81, 83, 84, 105, 106]. В данном случае расклинивающее давление в порах горных пород не существенное.

«К третьему классу отнесены уплотненные глины и глинистые мергели плотностью от 2,11 до 2,30 г/см³ с емкостью обменного комплекса 28-37 мг-экв/100 г, пористостью 15-22 %, минерализацией поровой воды – до 22 г/л» [81, 83, 84, 105, 106]. Данные глины обуславливаются более плотной упаковкой, происходит потеря пластичности.

Аргиллитоподобные глинистые породы представляют четвертый класс. Плотность данных горных пород 2,31-2,50 г/см³. Для них характерна непластичность, полутвердое состояние. С течением времени данные породы разрушаются на угловатые куски либо пластины. Увлажнение осмосом носит затухающий характер в связи с отсутствием в породе «свободной» воды, осушение невозможно.

Плотность глин пятого класса составляет более 2,51 г/см³. Пористость менее 8 %. Породы этого класса непластичные, жесткие, с развитым минералогическим сцеплением. Для данного класса характерно нарушение устойчивости

расклинивающим давлением вследствие наличия сланцеватости либо микротрещиноватости.

Таким образом, с увеличением глубины залегания глины становятся более хрупкими и при разрушении представляют собой угловатые чешуйчатые обломки, характерные для дегидратированных аргиллитов. Именно при бурении данного типа пород встречается наибольшее количество осложнений и аварий, что обусловлено наличием трещиноватости и поверхностей скольжения в уплотненных породах глин.

Глинистые породы являются типичными полярными адсорбентами, которые взаимодействуют с полярным растворителем (вода, растворы электролитов).

Осложнения при бурении скважин являются следствием неустойчивости стенок скважины вследствие потери целостности глинистых пород и преобразования формы и размеров скважины в течение временного фактора, сужения ствола и кавернообразования. Увеличение объемов бурения пологих и горизонтальных скважин требует ужесточения технологических аспектов проводки скважин. Осложнения такого рода встречаются при бурении глинистых пород, особенно ситуация обостряется в сложных горно-геологических условиях и с увеличением глубины и отхода от вертикали.

Горно-геологические условия, приводящие к обвалам (большие углы наклона пластов, слоистость, трещиноватость, перемятость, минеральный состав, водонасыщенность) невозможно предопределить и, при недостаточно глубокой обоснованности технологии бурения, – они становятся причиной возникновения подобных осложнений.

За последние десятилетия были предложены [46, 99, 107, 111] различные методы исследований, которые учитывают особенности напряжённого состояния горных пород, в частности боковой распор и минимальные горизонтальные напряжения. При изучении устойчивости глин необходимо учитывать вопросы геомеханики [99], влияния геометрии напластований и горизонтальных напряжений на состояние горных пород, а также методологию и инструментарий

их учета, так как, согласно многим источникам, компенсации напряжений на стенке скважины – обязательный фактор ее устойчивости [27, 105, 113].

1.2 Проблемы строительства скважин в интервалах неустойчивых глинистых отложений

Бурение скважин на месторождениях Западной Сибири ведется на протяжении многих десятилетий, и в течение всего этого периода при вскрытии глин и глиносодержащих пород с высокими показателями порового давления, влажности, объемной плотности, пористости, минерализации воды происходят такие осложнения, как осыпи и обвалы. Данные осложнения приводят к непрохождению и прихватам инструмента, проработкам ствола скважины, затяжкам бурового инструмента и неудачам при спуске обсадных колонн, поглощениям бурового раствора, снижению технико-экономических показателей строительства скважин. В практике бурения такие проблемы известны под названием «проблемы пластичных глин» [9, 10, 16, 17, 81, 115, 142].

Можно выделить основные виды нарушений целостности стенок скважин при бурении глинистых пород – желобообразование и кавернообразование, сужение ствола, обвалы и осыпи, которые приводят к ухудшению технико-экономических показателей бурения и повышению стоимости строительства скважин. Несмотря на приобретенный опыт бурения в различных геологических условиях, расходы на борьбу с осложнениями при строительстве скважин остаются существенными и могут достигать 10 % от общих затрат на строительство скважины, при этом на ликвидацию осложнений, связанных с неустойчивостью горных пород, затрачивается более 50 % аварийного времени [25].

Согласно многим источникам, на стабильность ствола скважины оказывают влияние поровое и боковое горное давление, тектонические напряжения, характер залегания глинистой толщи и степень ее уплотнения [27, 81, 125].

Авторы некоторых работ отмечают, что вовлечение свободной воды, содержащейся в буровых растворах, в пласты, сложенные уплотненными глиносодержащими компонентами, приводит к выпучиванию в ствол скважины и, в конечном счете, к обрушению на забой [9, 140, 141].

Большой накопленный опыт бурения показывает, что использование современного бурового оборудования и технологий, а также современных буровых промывочных жидкостей, предназначенных для бурения скважин со значительными отходами от вертикали в разрезах, сложенных неустойчивыми глинистыми и аргиллитовыми отложениями, не всегда обеспечивают проходку таких скважин без осложнений. Дополнительные технологические шаблонировки зачастую только ухудшают ситуацию.

Так, например, одной из основных проблем при строительстве ГС на месторождениях Западной Сибири является вскрытие с большим зенитным углом неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород, таких как покрывка пласта БВ₁ («покачевская» пачка глин) Ватьеганского месторождения. При бурении транспортной части горизонтальных стволов скважин на данном объекте происходят осложнения (осыпи, обвалы), приводящие к значительным затратам времени на проработки и восстановление ствола, имеют место прихваты бурильного инструмента, потери стволов скважин.

Для борьбы с подобными осложнениями применяют ингибированные системы буровых растворов, назначение которых – модификация твердой фазы, снижение ее гидрофильности и способности к пептизации [17, 57].

1.3 Физико-химические взаимодействия, влияющие на стабильность открытого ствола скважины

Практика строительства нефтяных и газовых скважин показывает, что при бурении часто наблюдаются осложнения, такие как осыпи и обвалы стенок скважин, выпучивания пород и сужения ствола. Обвалы стенок скважин, как уже

упоминалось ранее, происходят чаще всего при разбурировании сланцевых глин [9, 26]. Причины этих осложнений многообразны и изучению механизмов некоторых физико-химических процессов, происходящих на макро- и микроуровне в зоне разрушения пород, уделяется огромное значение.

1.3.1 Механизмы взаимодействия между глинистыми породами и буровой промывочной жидкостью

Согласно мнению исследователей XX века [9, 33, 115, 140], основной проблемой при борьбе с неустойчивостью ствола скважины является высокая фильтрация водной части буровых растворов в продуктивные и непродуктивные проницаемые горные породы. Так, при использовании буровых растворов с пониженным показателем фильтрации отмечается высокая результативность их применения при профилактике осложнений в интервалах неустойчивых пород, однако, этим проблема полностью не решается. Глинистые породы, обладающие гидрофильными свойствами, взаимодействуют с отфильтрованной частью бурового раствора, результатом чего может служить набухание, осмотическое давление внутри породы и последующее разрушение, а также обвал стенок скважины. Еще одним фактором обеспечения устойчивости стенок, по мнению авторов [33, 140] и других исследователей, является создание условий для минимизации фильтрации дисперсионной среды используемого раствора в проницаемые пласты.

Нарушение устойчивости стенок ствола скважины обусловлено адсорбционными, осмотическими и капиллярными явлениями во взаимодействующих средах [81, 83, 84, 115].

При адсорбционном набухании между слоями в глинистых сланцах и аргиллитах, отфильтрованная от бурового раствора жидкость проникает по плоскостям спайности и адсорбируется на внутренних базальных гранях.

Несмотря на небольшой объем выделившейся жидкости и незначительную степень набухания (при каолин-гидрослюдистом содержании глин), образовавшаяся поверхность скольжения между плоскостями и расклинивающее давление являются причиной сдвига указанных выше слоев относительно друг друга, что приводит к процессам обвалообразования и осыпям стенок скважин. Следовательно, чем меньше влажность глин, тем они консолидированней.

Так же в литературных источниках [81, 115, 138, 139] указано, что на стабильность стенок скважины оказывают влияние диффузия и явление осмоса. Показатель осмотического давления, главным образом, зависит от типа и концентрации соли в растворе и увеличивается с повышением температуры.

Если концентрация соли в составе бурового раствора меньше суммарной концентрации минерализованных компонентов, находящегося во внутриагрегатных порах, то происходит явление набухания породы, которое возрастает с повышением различия концентраций этих солей. Если концентрация внешнего раствора больше концентрации порового раствора, то может происходить обратный процесс. При этом может наблюдаться сжатие горной породы – подобное происходит при ее высыхании [75, 76, 136, 137].

По мнению [29, 30, 57], еще одним фактором дестабилизации глиносодержащих пород является их гидратация (пропитка дисперсионной средой межчастичного и межпакетного пространства), приводящее к разрушению строения и снижению прочности межмолекулярных связей между частицами горных пород. При этом рост влажности глин с 2-4 % (в естественном залегании) до 8-9 % и более (при бурении) вызывает увеличение межслоевых расстояний (набухание) и многократно (на два порядка) снижает энергию связи между слоями и пакетами глинистых минералов. При такой влажности образцы всех видов глин теряют устойчивость, обваливаются и обрушаются. Подобные процессы происходят при достижении напряжений, которые превышают предел прочности пород в пристволовой части скважины. По показателю увлажняющих свойств образца можно вычислить текущую скорость увлажнения [3, 39, 60, 83, 123].

Лапласово (капиллярное) давление определяется по формулам [112]:

$$P_K = \frac{2\sigma}{r_m} \quad \text{или} \quad P_K = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}, \quad (1.1)$$

где σ – поверхностное натяжение,

r_m – радиус мениска,

θ – краевой угол смачивания,

r – радиус пор.

По мнению Храмченкова М.Г. [137] основной механизм изменения влажности глинистых минералов – осмотический.

По мнению [9], причины дестабилизации стенок ствола скважины связаны с тем, что при бурении сланцевые породы вследствие изменения бокового давления упруго расширяются из-за колебаний бокового давления, поскольку гидростатическое давление, создаваемое столбом промывочной жидкости, не полностью компенсирует потерю горного давления со стороны скважины. При этом порода поглощает воду из бурового раствора. Вода, проникая в поры глины, «включает» капиллярное давление, и начинается деформация глины. Идет интенсификация процесса кавернообразования [9, 81].

Стабильность сланцевых горных пород в значительной мере зависит от наличия микротрещиноватости. Все твердые тела обладают дефектами структуры (слабыми местами). Проникающий по этим дефектным местам или микротрещинам фильтрат бурового раствора в зависимости от химического состава вызовет тот или иной эффект понижения твердости со всеми вытекающими последствиями для устойчивости стенки скважины. [9].

Таким образом, необходимо отметить, что основными обстоятельствами неустойчивости глиносодержащих пород при строительстве скважин являются:

- вынос породы со стороны скважины во время бурения и отсутствие адекватной компенсации гидростатического давления;
- увлажнение и набухание глинистых частиц при их гидратации в результате проникновения водной части фильтрата бурового раствора в породу, в том числе и через микротрещины;

– осмотическое набухание частиц глины, связанное с различной минерализацией среды в скважине и флюида в породе.

Следовательно, способы предотвращения дестабилизации ствола скважины можно классифицировать следующим образом [29, 104]:

– регулирование плотности бурового раствора (поддержание максимально допустимой или минимально необходимой плотности) [101];

– применение высокоингибированных водных буровых растворов, а также составов с крепящими свойствами [30, 38, 50, 56, 58, 59, 62-67, 69, 70, 73, 74, 80, 87-98, 100, 102, 105-107, 117, 124, 125, 129, 130];

– использование буровых растворов на неводной основе (инвертно-эмульсионные растворы, безводные РУО) [1, 2, 15, 29, 30, 78];

– установка закрепляющих поверхность породы в ПЗП ванн;

– спуск бурильных труб с периодическими промывками с целью снижения давления при продавливании буровой промывочной жидкости, особенно при значительных показателях ее статического напряжения сдвига.

1.3.2 Методы оценки ингибирующих свойств буровых растворов

Для оценивания качества промывочных жидкостей, кроме известной методологии определения ингибирующих свойств (линейного изменения образцов спрессованной породы) при помощи тестера линейного набухания FANN, OFITE, основанного на методике, разработанной К.Ф. Жигачем и А.Н. Яровым, также используется показатель увлажняющих свойств образца глиносодержащей породы [94, 95]. Также был предложен интегральный показатель устойчивости глинистых пород Б.А. Андросоном, В.Н. Кошелевым и И.Х. Фатхутдиновым [132].

Исследования увлажняющих свойств позволяет определить теоретический уровень ингибирования бурового раствора, обеспечивающего стабильность стенок скважин в интервалах, сложенных неустойчивыми отложениями в течение

определенного времени. Суть метода исследования увлажняющих свойств заключена в определении изменения массы глиносодержащих образцов определенной геометрической формы и массы после их взаимодействия с анализируемым буровым раствором [94, 95, 132].

Однако данные методы дают лишь косвенное представление о протекающих процессах. Эффективное улучшение ингибирующих свойств буровых растворов предполагает проведение исследований физико-химических процессов на молекулярном уровне. Поэтому высокоперспективным является метод оценки взаимодействия молекул воды с минеральными компонентами аргиллитовых пород в присутствии реагентов, оказывающих ингибирующее действие. Одним из таких методов может быть метод ядерно-магнитной релаксометрии (ЯМР).

1.3.3 Исследование структуры порового пространства горных пород методом ядерно-магнитной релаксометрии

Явление ядерного магнитного резонанса – это изменение концентрации населенностей энергетических уровней атомов при воздействии электромагнитного поля определённой частоты, называемой Ларморовой частотой, при которой возникает ЯМР [72, 128].

В петрофизике данный метод применяется для исследования коллекторских свойств горных пород. Водород присутствует во многих веществах, например, в воде и углеводородах. Расчет параметров, производится на атомарном уровне и позволяет получать точные количественные результаты [72, 128, 131, 132].

Пористость по результатам ЯМР (суммарная, эффективная, связанная с глинистой компонентой) – основной итог измерений. В определенной степени она не зависит от скелета породы и является уникальным источником информации о спектральном распределении пустотного пространства. При условии, что в пласте находится только вода, сигнал ЯМР может быть использован для анализа

структуры порового пространства. При необходимости ЯМР приборы калибруют так, что быстрые времена спада, связанные с микропористостью в глинах, частично растворенных полевых шпатах или битуме не регистрируются, тогда измеряется только эффективная пористость.

ЯМР дает уникальную и ценную информацию о распределении порового пространства по размерам. Методом ЯМР измеряется сигнал, зависящий от порового пространства, а не от размера зерен и соединяющих поры каналов. Методом ЯМР производят измерения свободной (ИСФ — FFI) и связанной (ИСВ — VVI) воды в образце. Записанный сигнал разделяют на две составляющие с целью отделить поры небольшого размера, которые не содержат подвижных флюидов. Для разделения используют граничное значение распределения времени спада (времени релаксации) T_2 . У песчаников оно обычно колеблется в пределах 20–35 мкс, а в карбонатах 90–100 мкс. Использование одного фиксированного граничного значения T_2 правомочно только при однотипной литологии. Граничные значения спада T_2 обычно определяются для каждого месторождения на участке с четким разделением максимумов распределения. Примерное положение спектров значений времени T_2 для разных условий и флюидов показано на Рисунке 6 [34-36, 73].

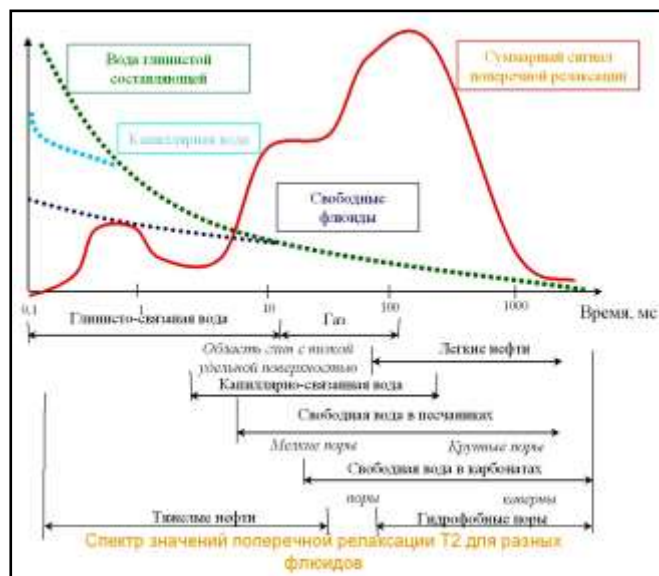


Рисунок 6 – Спектры значений времени T_2 для разных условий и флюидов

Вода глинистой компоненты (вода микропористости)

Это часть воды, связанная с глинистыми минералами. Данная компонента обычно состоит из значений T_2 от долей миллисекунды примерно до 3 мс, в зависимости от типа глинистых минералов, минералогии и размера частиц; сигнал от тяжелых углеводородов также попадает в эту часть спектра.

Капиллярно-связанная вода

Это вода (иначе – удержанная, захваченная, капиллярно связанная вода), которая удерживается в порах или перемещается в них благодаря капиллярным силам. В общем случае T_2 связанной воды в песчаниках находится в интервале от 3 мс до граничного значения индекса свободного флюида.

Для глинисто / капиллярно-связанной и свободной воды граничные значения распределения T_2 могут различаться, а их диапазоны перекрываться. Так, например, в очень мелкозернистой породе значения T_2 для капиллярно связанной воды могут быть менее 3 мс. Граничное значение выбирается для каждого конкретного случая и зависит от минералогии, размера зерен и уплотнения породы. Наиболее надежный способ – установить эти граничные значения по лабораторным измерениям спектрального распределения T_2 на образцах керна. В большинстве случаев связанной водой считают сумму капиллярно-связанной и глинисто-связанной воды. Для разделения глинистой и капиллярной воды возможно использование еще одного граничного значения времени T_2 .

В исследованиях [72, 128, 145, 151] многих организаций и авторов исключительное внимание уделяется определению граничных значений T_2 . Так для песчаников наиболее типичным является T_2 равное 33 мс, а для карбонатов 90 мс. Также много внимания уделяется разделению связанной воды на глинисто-связанную (или прочно связанную) и капиллярно связанную (или рыхло связанную). В ряде случаев есть все основания говорить о необходимости использования модели «тройной воды».

Проницаемость является одним из самых основных результатов ЯМР. Однако, этот метод не дает непосредственных измерений проницаемости, а лишь позволяет рассчитывать её по некоторым измеренным параметрам. Нередко этот процесс требует дополнительной калибровки и сравнения с результатами лабораторных фильтрационных исследований керна.

Снятие релаксационных характеристик (в целях определения пористости и оценки распределения пор по размерам) проводится в предположении, что все поры образца исследуемого керна полностью насыщены водой, не содержат нефти и газа, магнитное поле в пределах образца однородно, а сам образец является сплошной изотропной средой, проводящей электромагнитные колебания. Результатом такого измерения является релаксационная характеристика (Рисунок 7) [72].

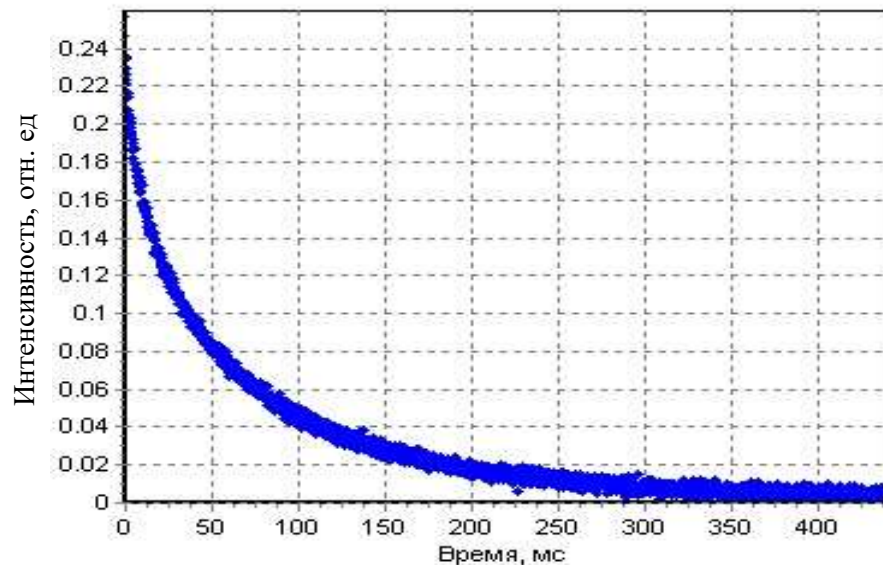


Рисунок 7 – Релаксационная характеристика, исходный ЯМР сигнал

Релаксационная характеристика представляет собой суперпозицию сигналов с разным временем релаксации (от пор разного размера), или:

$$y_i = \int_{T_{min}}^{T_{max}} s(T) e^{-\frac{t_i}{T}} dT, i = 1, 2, \dots, n, \quad (1.2)$$

где y_i – амплитуда сигнала в момент времени t_i ,

Считая, что $s(T)$ (суммарная пористость) в дискретном представлении имеет следующий вид:

$$s(T) = \sum_{j=1}^m s_j \delta(T - T_j), \quad (1.3)$$

где s_j – вклад компоненты с временем релаксации T_j .

Преобразовав интеграл к системе линейных уравнений, где неизвестными являются s_j :

$$y_i = \sum_{j=1}^m s_j e^{-\frac{t_i}{T_j}}, i = 1, 2, \dots, n \quad (1.4)$$

получаем систему $As = y$, где

$$A = \begin{bmatrix} e^{-\frac{t_1}{T_1}} & e^{-\frac{t_1}{T_2}} & \dots & e^{-\frac{t_1}{T_n}} \\ e^{-\frac{t_2}{T_1}} & e^{-\frac{t_2}{T_2}} & \dots & e^{-\frac{t_2}{T_n}} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ e^{-\frac{t_n}{T_1}} & e^{-\frac{t_n}{T_2}} & \dots & e^{-\frac{t_n}{T_m}} \end{bmatrix} \quad (1.5)$$

Система имеет число уравнений, равное числу отсчетов ЯМР-сигнала и число неизвестных, равное числу искомым времен релаксации. Методом наименьших квадратов, при условии неотрицательности решения, минимизируется разница между измеренным и подобранным сигналами. Результатом программной математической обработки является распределение пористости по временам релаксации (Рисунок 8) [72].

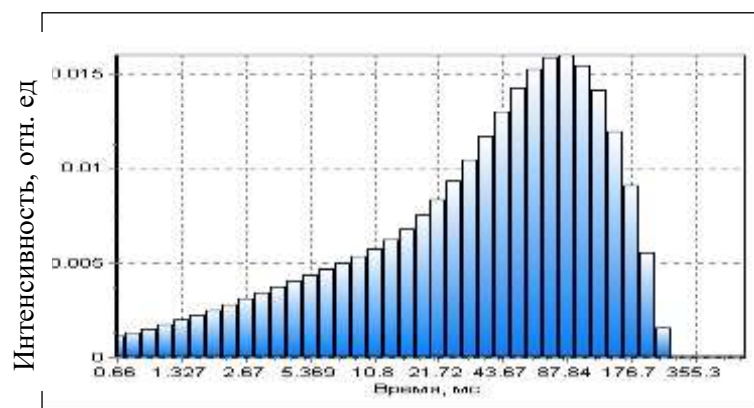


Рисунок 8 – Непрерывный спектр - распределение интенсивности ЯМР сигнала (пористости) по временам релаксации

Время граничной отсечки (T_2^{sp}), «отделяющее» подвижный и связанный флюиды в породе, для различных пород различно. Это время зависит, в основном, от литологии, коэффициента смачиваемости породы, структуры порового пространства и изменяется от единиц до десятков в миллисекундах (мс). Точное значение времени граничной отсечки T_2^{sp} необходимо для калибровки приборов и повышения достоверности интерпретации результатов ЯМР.

1.4 Современные подходы к решению проблемы стабильности стенок скважин глинистых отложений

Общеизвестно, что стабильность стенок скважины обеспечивается балансом оптимальной плотности промывочной жидкости и ее составом. Химический реагент, стабилизирующий глинистые породы, подбирается после предварительного определения типа и компонентного состава присутствующих в разрезе глинистых минералов, их естественной плотности, влажности, минерализации поровых вод [41, 79, 81].

Проявления неустойчивости ствола скважины большей частью в глинистых породах нельзя напрямую связать именно с возможностью глин гидратироваться при контакте с водными растворами. Эта особенность глинистых пород имеет, конечно, значение для их устойчивости, но не является главной и определяющей [75, 76].

Большинство исследователей проблемы обеспечения стабильности ствола делают акцент на особом отношении глин к воде, гидратации глин и способах её предотвращения или уменьшения. Глинистые породы с низкой влажностью более подвержены разрушению, так как изменение основных прочностных свойств глинистой породы зависит от степени увлажнения «в зависимости от класса: сильно увлажненные (высоко пластичные, текучие), увлажненные (пластичные), слабоувлажненные (гидратационно-активные)» [75].

Многими авторами [85, 115, 140, 143] отмечено, что в ряде случаев более высокие показатели фильтрации различных растворов приводят к большей устойчивости стенок скважины, чем растворы с меньшей водоотдачей в аналогичных условиях. Так, большое внимание к этому параметру подразумевает, что в глинистых породах фильтрационные процессы в режиме реального времени бурения возможны. Однако, по мнению автора В.А. Мосина [75], это допущение сразу вызывает сомнение, так как большинство глинистых отложений обладает чрезвычайно низкой проницаемостью и по этой причине являются хорошими флюидоупорами.

Скорее всего, минимальное влияние фильтрационной составляющей на устойчивость ствола скважины относится к глинам на ранней стадии литогенеза. В таких глинах диаметр водопроницающих каналов глинистых пород составляет величины в диапазоне 0,1-1,2 нм [75]. Для глин поздних стадий литогенеза, обладающих хрупкостью и сланцевостью, подвергшихся тектоническим воздействиям и разрушению, характерны поровые каналы больших размеров, а, следовательно, фильтрация бурового раствора в них уже играет определенную роль.

Увлажнение глин за счет осмотического переноса воды в сторону пласта у многих авторов ставится под сомнение. В экспериментах, проведенных рядом авторов, показано, что глинистые сланцы имеют невысокую эффективность как полупроницаемые мембраны, а, следовательно, эффекты осмотического переноса воды в них будут иметь минимальный вклад в разупрочнение глинистых пород. Из обзора исследований радиоактивных изотопов (трассеров), которые приводятся в работе [75], следует, что в большинстве опытов не удалось обнаружить каких-либо признаков существования осмотического переноса воды в сланцах с пористостью вплоть до исключительно низкой. Выдвинуто несколько основных противоречий существования осмотической гипотезы. Во-первых, это то, что равные концентрации ионов калия, натрия, кальция теоретически дают одинаковые осмотические давления. Это предопределяет отсутствие особого

преимущества, достигаемого ионами калия в ситуации реального ствола скважины. Примеров же ионной специфичности очень много и, в реальности, ионы калия имеют значительное преимущество перед катионами натрия и кальция. Во-вторых, это отсутствие в реальных условиях полупроницаемой мембраны в глинах. Наличие условия полупроницаемой мембраны, ограничивающей ионный перенос для разделения двух жидкостей, имеющих различные значения активности воды, является одним из основных предпосылок осмотической теории. Третьим противоречием является незначительность осмотического давления в сравнении с репрессией бурового раствора [75]. Таким образом, ряд авторов пришел к выводу, что даже если какие-то осмотические явления и существуют в реальных условиях в скважине, они не оказывают существенного влияния на стабильность ствола.

Ряд исследователей [75, 115] провели большое количество экспериментов по длительной фильтрации растворов различных солей в различных образцах глины на установке УИПК-М и подтвердили следующее – проницаемость глинистых пород существенно зависит от минерализации и состава фильтрующейся жидкости. Так под влиянием концентрированных хлоридных рассолов проницаемость значительно (относительно исходной небольшой) возрастает по сравнению с проницаемостью той же породы для пресной воды. В зависимости от минерального типа глин, минерализации и состава фильтрующейся жидкости и поглощенных катионов коэффициент проницаемости возрастает в несколько раз или даже на порядок и более. Увеличение проницаемости глин обусловлено сложными процессами физико-химического взаимодействия фильтрующейся жидкости с породой. В условиях длительной фильтрации изменение проницаемости существенно зависит от фактора времени. Характерным для этих экспериментов является то, что при длительном фильтровании через образцы глин (от 24 до 41 суток), образцы глинистой породы не разрушились.

Некоторые исследователи доказали, что скорость транспорта воды и ионов через сланцы (путем диффузии и адвекции) варьируется от типа сланца, а также зависят от пористости в случае диффузии [75]. Существует корреляция между пористостью сланцев и скоростью диффузии воды через них – темпы роста диффузии увеличиваются по мере того, как увеличивается пористость, пока не будет достигнуто значение свободной диффузии. При очень низких значениях пористости поверхностные взаимодействия между ионами и сланцевыми минералами преобладают. Когда пористость возрастает, поверхностные взаимодействия становятся менее важными по сравнению со свободной диффузией в поровом пространстве.

Ионный перенос при нулевом давлении контролируется диффузией, и его скорость зависит от градиентов концентрации ионов и пористости сланца. Скорость переноса ионов при диффузии не обязательно будет такой же, как для воды. Контрольный параметр жидкости, определяющий скорость транспорта для данного сланца – градиент концентраций ионов. Обзор литературы, проведенный [75] показал, что, например, в лондонской глине отмечается одинаковая скорость для переноса трития (воды) во всех случаях, независимо от состава тест-жидкости. Однако скорость переноса растворенных ионов возрастает с увеличением концентрации (скорость переноса хлорид-ионов и калия как функция концентрации). Данные получаются в виде возрастающей логарифмической зависимости, которая стремится к предельной скорости транспорта при высоких концентрациях. Предельная скорость приблизительно равна скорости, с которой вода диффундирует через сланец. При концентрации выше диапазона 2-3 % скорости транспорта ионов приближаются к скорости переноса воды и становятся максимальными. Это один из доводов для обоснования используемых концентраций хлорида калия в калиевых растворах. Таким образом, скорости переноса воды и ионов в глинах с низкой пористостью диффузионным путем представляются чрезвычайно низкими, и, вероятно, слабо

влияющими на процессы стабилизации и дестабилизации глин в реальные сроки нахождения ствола в открытом состоянии.

Общепризнанным является мнение о том, что соответствие плотности промывочной жидкости горно-геологическим условиям и стабильность стенок скважины в глинистых отложениях определяется физико-химическим воздействием на породу буровым раствором [27, 29, 30, 39, 64, 81, 113, 118, 127]. В этом же вопросе важно отметить, что содержание воды в породе и степень ее насыщения водой оказывает существенное влияние на механические, физико-химические свойства глинистых сланцев и, как следствие, на их поведение при контакте с водой.

Ряд исследователей [79, 81, 115, 140] считают, что поскольку гидратация пород на стенке скважины во многих случаях является основной причиной дестабилизации ствола, то должны быть осуществлены все возможные мероприятия для предотвращения данного процесса. Одним из путей является использование полимеров для уменьшения гидратации сланцев, хотя, по их мнению, механизм обеспечения устойчивости глинистых сланцев полимерами изучен недостаточно. Молекулярная структура полимеров, несомненно, является решающим фактором.

Были проведены исследования по определению влияния типа и строения полимера на ингибирование глинистых образцов, в результате чего такая зависимость была найдена. Однако, есть ряд факторов, которые могут способствовать или являться причиной неправильно полученных и неверно интерпретированных результатов. Так эти эксперименты были поставлены на полимерах в комбинации с электролитами, были исследованы образцы с недостаточно большим разбросом степени увлажнения породы и все результаты получены на прессованных искусственных глинистых образцах. Последний фактор позволяет говорить больше о диспергирующих свойствах исследованных растворов, чем о степени их влияния на устойчивость пород в процессе бурения [75, 87, 88].

В аналитическом обзоре [75] автором указывается, что один из американских исследователей в своей работе подверг критике преувеличенную роль набухания в проблеме устойчивости глинистых пород. Также, ряд исследователей поставили под сомнение вопрос, может ли происходить в скважинных условиях набухание сланца. Ими было отмечено, что выдерживание полностью насыщенных сланцев в водных жидкостях не всегда может привести к их разрушению. Показано, что хорошо сохранившие естественное состояние или правильно повторно насыщенные водой образцы сланца мало проявляют или вообще не проявляют реакцию на экспозицию в чистой воде или воде низкой солености, и в некоторых случаях даже сохраняются в чистой воде до режимов тестирования. В экспериментах было показано, что типичные представители сланцев, где полностью насыщенные сланцы не проявляют реакцию к любой жидкости на водной основе (остаются стабильными без малейших признаков разрушения), но частично обезвоженные сланцы быстро и интенсивно реагируют на каждую из испытываемых жидкостей (разрушаются).

Данные доводы были подтверждены автором диссертационной работы проведением эксперимента с использованием керна «покачевской» пачки глин, отобранного из скважины № 6102/593 Ватьеганского месторождения (Рисунок 9).



Рисунок 9 – Образцы «покачевской» глины в технической воде

На приведенном рисунке слева – фрагмент керна, сохранившего исходную влажность (водонасыщение), а справа – дегидратированный (высушенный) образец керна из того же интервала, разрушившегося в течение нескольких минут. При этом образец породы исходной насыщенности (слева) оставался целым в течение более 4 месяцев.

Следовательно, для получения неопровержимых результатов по оценке влияния различных реагентов на устойчивость сланцев необходимо восстанавливать их исходную влажность определенным способом. Так было доказано, что даже очень небольшое обезвоживание некогда насыщенных сланцев приводит к поглощению воды и реакции типа набухания (Рисунок 10).



Рисунок 10 – Образцы «покачевской» глины в технической воде. Время наблюдения 1-3 минуты

При правильной постановке эксперимента набухание образца происходило лишь тогда, когда тестировались сланцы в неестественном состоянии. На самом деле, сланец испытывает сжатие, когда подвергается воздействию, например, рассолов солей (особенно калиевых).

Авторы некоторых работ, отмеченных в обзоре [75], по проблеме набухания глинистых сланцев показали, что набухание сланцев, наблюдаемое обычно в лабораторных условиях, почти всегда являются результатом одновременного присутствия газа (воздух или водяной пар) и жидкости (вода) в пористой

структуре породы (капиллярные эффекты), и что эти испытания не отражают реальных условий в скважине. Эти авторы высказывают предположение, основанное на анализе лабораторных исследований и опыта, накопленного в промысловых условиях о том, что набухание – маловероятное явление в скважинных условиях и, что классические лабораторные исследования, направленные на оптимизацию буровых растворов на водной основе, не в состоянии дать какие-либо репрезентативные результаты с точки зрения реальных условий поведения ствола скважины.

Таким образом, автор диссертационной работы предполагает, что эти выводы достаточно обоснованные и объективные, но эти исследования не учитывают разницу между глинистыми породами в зависимости от литогенетических особенностей и не могут быть применены ко всем глинам с одинаковой надежностью.

При нахождении образца породы в фильтрате разработанного модифицированного бурового раствора на минерализованной основе наблюдается выделение пузырьков воздуха за счет капиллярных явлений. Образец породы глинистого сланца, погруженный в фильтрат модифицированного бурового раствора (концентрация Polysil Potassium – 2 %, KCl – 2 %), остается в неразрушенном состоянии в течение суток (Рисунок 11).



Рисунок 11 – Образцы «покачевской» глины в фильтрате МБР

1.5 Увеличение плотности промывочной жидкости как основное решение при ликвидации неустойчивости глинистых отложений

Поддержание максимально возможной плотности промывочной жидкости является одним из необходимых факторов обеспечения устойчивости ствола скважины. Такого мнения придерживается большинство авторов работ по строительству скважин [9, 10, 115]. Они считают, что увеличение плотности бурового раствора – одно из основных мероприятий, рекомендованных для борьбы с неустойчивостью стенок скважины. Такие представления о преобладающей роли горного давления в профилактике обвалообразований привели к тому, что в ряде районов нашей страны широко применяют утяжеление буровых растворов специальными реагентами [114], как метод борьбы с потерей устойчивости стенок скважины, что не учитывает физико-химическую природу этого явления [9].

В случае наблюдения повышенного выноса породы на вибросита, появления затяжки и посадок бурового инструмента при бурении – основным мероприятием считается поэтапное (на $0,02 \text{ г/см}^3$) постепенное увеличение плотности бурового раствора до прекращения осложнения. Таким путем создается избыточное давление столба жидкости, предотвращающее осыпание стенок ствола скважины.

Очень высокая эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора зачастую приводит к ГРП транзитных пластов, потере бурового раствора при его поглощении пластами в условиях АНПД. При недостаточном противодействии на ствол скважины, оказываемым буровым раствором, наоборот не компенсируются избыточные напряжения на стенках скважины, и начинается осыпобразование. Точный расчет минимальной плотности бурового раствора, требуемой для предупреждения осыпаний, возможен только на основании геомеханического моделирования или с учетом опыта бурения в подобных условиях [9, 11, 44, 99].

«Потеря устойчивости стенок скважины определяется их напряженно-деформированным состоянием в результате неравнозначного действия горного давления и гидростатического давления столба бурового раствора. При выборе плотности рабочего раствора исходят из значения гидростатического давления бурового раствора $P_{бр}$, которое должно быть выше, чем давление разрушения пород $P_{раз}$ (давление, при котором происходит потеря устойчивости стенок) и не должно превышать давления гидравлического разрыва пластов $P_{гр}$:

$$P_{раз} < P_{бр} < P_{гр} . \quad (1.6)$$

При этом необходимо стремиться уравновесить напряжение во вскрываемых породах гидростатическим давлением промывочной жидкости» [86].

Однако согласно [8, 75, 76, 81, 87, 88], увеличение плотности бурового раствора может привести к усилению кавернообразования, гидравлическому разрушению горной породы, обвалам и осыпям.

Более выгодно поддержание плотности бурового раствора несколько меньше предельной, в связи с тем, что незначительные остаточные напряжения не могут вызвать нарушение целостности горной породы.

1.6 Требования, предъявляемые к буровым растворам

В связи с поставленными задачами были определены требования к буровому раствору, используемому в экспериментах [83, 127]:

- обеспечение требуемых значений параметров буровых растворов в соответствии с геолого-техническим нарядом;
- плотность, достаточная для компенсации бокового горного давления;
- минимальная концентрация твердой фазы;
- обеспечение высоких ингибирующих показателей бурового раствора с целью управления физико-химическими явлениями, обусловленными

ионообменными и адсорбционными процессами на границе «фильтрат - горная порода»;

- обеспечение оптимальных реологических 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;

- должен формировать на стенках скважины непроницаемую фильтрационную корку малой толщины, препятствующую проникновению фильтрата в пласт;

- иметь коэффициент восстановления проницаемости по керну не менее 70 % (в случае вскрытия продуктивного пласта);

- все применяемые химические реагенты и материалы должны быть комплексного многоцелевого действия, не токсичными и экологически малоопасными (соответствие 4 классу опасности);

- снижение негативного воздействия на окружающую среду, возможность повторного использования составов ингибирующего бурового раствора;

- иметь водную основу;

- обладать индифферентностью к контактам с пластовой водой;

- устойчивость к воздействию забойных температур (до 100 °С) и более для предотвращения изменения параметров при отсутствии циркуляции.

1.7 Обзор исследований буровых растворов

В настоящее время литературой на достаточном уровне описана проблема дестабилизации ствола скважины при бурении глинистых интервалов и предлагаются всевозможные решения, в том числе и применение реагентов с ингибирующим действием. Однако до сих пор возникают проблемы, связанные с обеспечением стабильности стенок скважин.

Основной причиной данного явления, по мнению ученых [75, 87, 88, 136], являются неточности, допускаемые при проведении исследовательских работ. Данные ошибки связаны с ускорением проведения исследовательских работ либо с попыткой упрощения.

Все исследования проводятся в лабораторной обстановке и при проведении работ используются коммерческие или чистые глины, предварительно диспергированные, то есть после разрушения естественных межмолекулярных связей, что определяет невозможность моделирования горных отложений и определяет некоторую неточность при оценивании ингибирующих свойств составов растворов по отношению к модельному керновому материалу. Следовательно, оценка устойчивости стенок скважины, определяемая по степени гидратации на керновом материале, является не в полном объеме корректной [87].

Практикой бурения в нефтяной промышленности предусмотрено применение РУО, не вызывающих осложнений в процессе бурения [78]. Однако такие системы растворов имеют экологические ограничения и значительно увеличивают стоимость строительства скважин.

Согласно монографии [81] и опыту бурения применение высокоингибированных промывочных жидкостей и растворов на неводной основе не всегда решает проблему возникновения сложностей в интервалах залегания глинистых пород.

В настоящее время в зависимости от разновидностей химических реагентов в рецептурах применяют следующие типы водных буровых растворов:

- малоглинистые буровые растворы на основе акриловых реагентов;
- полимерные буровые растворы, минерализованные KCl;
- биополимерные безглинистые растворы;
- силикатные буровые растворы;
- формиатные буровые растворы;
- катионные буровые растворы.

1.8 Обоснование необходимости восстановления отработанных буровых растворов

Анализ нормативных документов федерального и регионального уровня, регулирующих вопросы в области обращения с отходами в ХМАО-Югра, выявил следующие основные пути обращения отходов бурения (ОБ) [5, 37, 68, 82, 85, 134]:

- вовлечение отходов в повторный хозяйственный оборот;
- внедрение и применение экологически чистых, малоотходных технологий и оборудования;
- поэтапное введение запрета на захоронение отходов;
- увеличение доли использованных, обезвреженных отходов в общем объеме образования в процессе производства и потребления к 2030 г до 95 %.

В настоящее время существует проблема превышения объемов ОБ по сравнению с установленными нормативами, прописанными в проектной документации на 30-40 %, а на некоторых объектах и более.

Поэтому перспективным и наиболее доступным направлением является повторное использование регенерированных отработанных буровых растворов при бурении последующих скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения, так как обеспечивает значительное уменьшение затрат на приготовление БР, транспортировку и утилизацию бурового шлама [112].

1.9 Химическое загрязнение буровых растворов

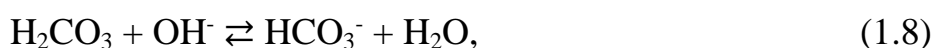
Практически все виды химического загрязнения буровых растворов вовлечены в ионообменные реакции с глинами, следовательно, содержание глинистой составляющей негативно влияет на степень воздействия загрязняющей примеси на параметры буровой промывочной жидкости.

Химическое загрязнение бурового раствора растворенными карбонатами / бикарбонатами являются одной из самых сложных и наименее изученных проблем в области исследования буровых растворов. В результате загрязнения карбонатами и / или бикарбонатами увеличивается вязкость, ДНС, $\text{СНС}_{10\text{сек}/10\text{мин}}$ промывочной жидкости, что является следствием повышения энергии межчастичных взаимодействий в буровом растворе. Увеличение вязкости может наблюдаться при коагуляционных процессах глинистых частиц бурового раствора под действием карбонатов и/или бикарбонатов.

Источниками карбонатно / бикарбонатного вида загрязнений являются:

- углекислый газ, вовлеченный в буровой раствор из атмосферы через перемешивающие устройства бурового раствора в емкостях и на выходах системы очистки и системы приготовления раствора. При растворении CO_2 образуется углекислота (H_2CO_3) распадающаяся на карбонаты (CO_3)²⁻ и/или бикарбонаты (HCO_3)⁻ в зависимости от уровня рН раствора;
- перенасыщение двууглекислой содой или кальцинированной содой при обработке бурового раствора, загрязненного цементом или гипсом;
- попадание углекислого газа из пластовой воды или пласта;
- побочные продукты разложения полимеров под воздействием термодеструкции, представленные в виде бикарбонатов и/или карбонатов;
- барит, содержащий в своем составе ионы карбоната или бикарбоната.

Химическое загрязнение бурового раствора является причиной, так называемой, углекислотной агрессии. Ниже приведены химические уравнения (1.7, 1.8, 1.9) показывающие растворение CO_2 с образованием углекислоты H_2CO_3 , которая впоследствии распадается на бикарбонаты (HCO_3)⁻ и/или карбонаты (CO_3)²⁻, в зависимости от уровня рН промывочной жидкости. Данные уравнения являются обратимыми химическими реакциями в зависимости от степени рН, то есть, (CO_3)²⁻ может снова стать (HCO_3)⁻ и даже CO_2 при снижении показателя рН.





По окончании химического анализа по определению «щелочности» Pf / Mf согласно [147] производят оценку содержания гидроксида (OH)⁻, карбоната (CO₃)²⁻ и бикарбоната (HCO₃)⁻ в фильтрате бурового раствора.

Считается (Таблица 1), что при наличии:

- только ионов (OH)⁻ – буровой раствор стабилен и в хорошем состоянии;
- (OH)⁻ и (CO₃)²⁻ – раствор также стабилен и в хорошем состоянии;
- только (CO₃)²⁻ – раствор нестабилен и его трудно контролировать;
- (CO₃)²⁻ и (HCO₃)⁻ – раствор нестабилен и его трудно контролировать;
- только (HCO₃)⁻ – раствор нестабилен и его трудно контролировать.

Таблица 1 – Влияние показателей химического анализа на содержание (OH)⁻, (CO₃)²⁻, (HCO₃)⁻

Условие	(OH) ⁻ (мг/л)	(CO ₃) ²⁻ (мг/л)	(HCO ₃) ⁻ (мг/л)
Pf = 0	0	0	1220Mf
2Pf < Mf	0	1200 Pf	1220 (Mf-Pf)
2Pf = Mf	0	0 Pf	0
2Pf > Mf	340 (2Pf-Mf)	1200 (Mf-Pf)	0
Pf = Mf	340 Mf	0	0

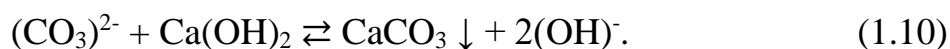
Очистка бурового раствора, загрязненного карбонатами / бикарбонатами затруднена поскольку ионы (HCO₃)⁻ и (CO₃)²⁻ могут сосуществовать друг с другом при разных уровнях pH. Только ион (CO₃)²⁻, который осаждается из раствора в виде CaCO₃, можно обрабатывать свободным кальцием. Компоненты (CO₃)²⁻ и (HCO₃)⁻ содержащиеся в растворе, образуют буферное соединение с постоянным pH и увеличивающимися значениями показатели Pf и Mf. По мере образования карбонатной / бикарбонатной буферной зоны увеличивается Pf, в то время как pH остается относительно постоянным. Переход от карбонат-ионов в бикарбонат-ионы происходит при pH не менее 11,7. Таким образом, ионы карбонатов / бикарбонатов могут существовать при pH от 8,3 до 11,7. При pH выше 11,7 концентрация (HCO₃)⁻ незначительна.

Поскольку бикарбонат кальция ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$) слишком растворим для его осаждения, необходимо преобразовать $(\text{HCO}_3)^-$ в $(\text{CO}_3)^{2-}$ и гидроксильные ионы, уровень рН должен быть повышен как минимум до 10,3, но не выше 11,3. Когда к CO_3 добавляют свободный кальций, в результате реакции образуется CaCO_3 . Карбонат кальция – плохо растворимое соединение. Следовательно, необходимо поддерживать концентрацию свободного кальция в буровом растворе в диапазоне 150-200 мг/л.

При снижении водородного показателя рН ниже 10,3 буровой раствор необходимо обрабатывать известью ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) для восстановления рН, поскольку известь является как источником гидроксильных ионов и ионов кальция, необходимых для осаждения карбонатов.

Если водородный показатель рН раствора находится в пределах от 10,3 до 11,3 известь используется в обработке вместе с гипсом, таким образом, ионы кальция проникают в раствор при постоянном рН. При превышении водородного показателя рН более 11 (при этом уровне кальций почти не растворяется), гипс используется как источник кальция и для снижения рН.

Для полной очистки раствора от карбонатов $(\text{CO}_3)^{2-}$ может потребоваться несколько добавок извести или гипса с несколькими циклами циркуляции. Ниже приводится реакция обработки известью с образованием карбоната кальция:



Серьезные осложнения могут возникнуть, если вовремя не распознать загрязнение раствора карбонатами / бикарбонатами и не принять меры для очистки раствора. Если рН раствора можно снизить до значения 10 и ниже, начнется модификация карбонатов в бикарбонаты, что благоприятно сказывается на свойства раствора. В этом случае вязкость и СНС бурового раствора увеличиваются. При увеличении концентрации дефлокулянтов и каустической соды может создаться впечатление, что раствор дефлокулируется. Однако в действительности при добавлении каустической соды происходит превращение

бикарбонатов в карбонаты. В результате вязкость значительно снижается. Это явление происходит до полной очистки раствора.

Однако существуют ограничения по обработке известью буровых растворов, содержащих в своем составе силикат калия или натрия, так как реакция силикатов со щелочноземельными основаниями легко и быстро проходит на уровне молекулярного взаимодействия, особенно в концентрированных растворах и сопровождается выпадением осадка. Это обуславливает несовместимость силикатных обработок и известкования.



Существуют две теории, определяющие механизм твердения жидкого стекла, модифицированного компонентами, содержащими кальций. По первой, отверждение состава происходит за счет образования малорастворимых гидросиликатов кальция. Согласно другой гипотезе, к клеящим веществам системы относится гель кремниевой кислоты.

Первое предположение по [116, 133] применимо к растворам, содержащим большее количество кальцийсодержащих компонентов (от 50 до 100 мас. %), по сравнению с жидким стеклом. Другое предположение относится к составам, которые содержат меньшее количество кальцийсодержащих добавок.

Реакция гидролиза протекает при взаимодействии жидкого стекла с солями поливалентных металлов, что приводит к быстрому отверждению составов растворов. Поэтому необходимы химико-технологические решения, нейтрализующие карбонат / бикарбонатную агрессию буровых растворов, содержащих в своем составе силикаты.

Выводы к главе 1

1 Устойчивость глинистых горных пород определяется их сопротивлением напряжениям, возникающим в результате воздействия внешних сил, и уменьшается по мере их разупрочнения под действием воды, с возникновением изменений их структурного и механического сопротивления. Для обеспечения устойчивости стенок ствола скважины необходимо поддерживать баланс между неконтролируемыми (сопротивление горных пород, поровое давление, напряжение стенок скважины) и контролируемыми (гидростатическое давление жидкости в скважине, состав и свойства бурового раствора) параметрами.

2 Эффективность проведения буровых работ в определенных горно-геологических условиях может быть обеспечена как за счет детального анализа и учета влияния различных факторов на буровые растворы, так и за счет правильного контроля их свойств и перепада давления в стволе скважины в зависимости от специфичных условий бурения. Выбор того или иного типа бурового раствора чаще основывается на положительном опыте операторов работ и часто ограничивается доступными материалами и реагентами. Такой подход часто является причиной использования либо бурового раствора с явно завышенными ингибирующими свойствами, что приводит к необоснованно высокой стоимости агентов и материалов, либо бурового раствора, с недостаточными ингибирующими свойствами и, как следствие, невозможностью достижения поставленных целей – предотвращение ожидаемых осложнений.

3 С целью исключения потенциальных осложнений, связанных с бурением протяженных интервалов глинистых пород, необходим тщательный выбор типа и параметров бурового раствора и соблюдение технологии применения. Следовательно, большое значение имеет детальное изучение взаимодействия бурового раствора с горными породами, с анализом основных механизмов,

влияющих на стабильность стенок скважин, представленных неустойчивыми глинистыми отложениями.

4 Представлен обзор исследований в области обеспечения устойчивости ствола скважины применением различных типов буровых растворов на водной или углеводородной основе, показавший актуальность поиска решений по восстановлению технологических свойств бурового раствора с содержанием силикатной составляющей после различных видов загрязнений, в частности, углекислотного.

Исходя из вышеизложенного, сформулированы цель работы и поставлены задачи исследования. Их решение, позволит повысить эффективность строительства скважин в сложных горно-геологических условиях, обеспечит выполнение требований природоохранного законодательства при применении водного промывочного раствора. Цели и задачи данной диссертационной работы представлены во введении.

ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В предыдущей главе было показано – оценка устойчивости глинистых горных пород должна предусматривать компенсацию сил горного давления разбуриваемого пласта и управление гидратационными процессами, возникающими при их взаимодействии с буровым раствором. То есть, при проводке скважин в сложных горно-технологических условиях необходимо применять высокоэффективные системы буровых промывочных жидкостей, компоненты которых обеспечивают модификацию твердой фазы бурового раствора путем поверхностных реакций замещения и присоединения, включающих в себя гидратацию, ионный обмен и неионнообменные реакции, что в целом позволяет решать проблему устойчивости ствола скважины на этапе ее бурения, а также, в последствии, избежать проблем при ее цементировании и эксплуатации.

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.

2.1 Постановка задачи

Для достижения поставленной в диссертации цели в работе был использован комплекс исследований фильтрационно-емкостных свойств горных пород, физико-химических и технологических показателей, метод ядерно-магнитной релаксометрии и химический анализ фильтрата. При выборе методологического подхода были проанализированы и обобщены проведенные исследования других авторов в этой области.

Как указывалось в первой главе, изучив физико-химические процессы взаимодействия буровых растворов с глинистыми породами, можно целенаправленно воздействовать на свойства буровых растворов и управлять устойчивостью стенок при строительстве скважин.

При анализе ранее проведенных исследований в области ингибирования гидратации глинистых пород было определено, что существует несколько способов оценки данного показателя. При рассмотрении механизмов ингибирования, а также многообразия глинистых минералов, условий их залегания, оценки возможности проведения исследований с использованием стандартного оборудования, применяемого при приготовлении буровых растворов, был сделан вывод о необходимости поиска обобщенных критериев, которые позволили бы оперативно прогнозировать и управлять устойчивостью горных пород.

Лабораторные исследования по выбору и обоснованию оптимального состава ингибирующего бурового раствора проводились с помощью известных и специально разработанных методик с применением современного экспериментального оборудования и приборов [54, 55].

Стандартные методы исследований буровых растворов включали в себя определение их плотности, фильтрационных показателей, структурно-механических свойств, водородного показателя рН и др. в соответствии с [41, 110, 147] и аттестованными методиками измерений.

Характер взаимодействия буровых растворов с глиносодержащими породами основан на изучении процесса гидратации с точки зрения коэффициентов набухания, скорости увлажнения. Предусмотрен комплексный подход измерения набухания по величинам увлажнения, диспергирования глинистых частиц методом исследования их размера, времени капиллярного всасывания, учитывающего набухание. В связи с этим особое внимание обращено на совершенствование методики проведения исследования ингибирующих свойств буровых растворов на керновом материале. Изучение изменения ингибирующих свойств буровых растворов определялось при помощи измерителя

продольного набухания FANN, а «условной» прочности образцов керна после воздействия буровой промывочной жидкости – на приборе для определения твердости керна OFITE [54, 55]. Оценка изменения емкостных свойств образцов керна после влияния бурового раствора на молекулярном уровне определялась методом ядерно-магнитной релаксометрии.

Общеизвестно [5, 83, 96, 126, 127], что при вскрытии продуктивного пласта коллектор подвергается воздействию фильтрата бурового раствора, что может снизить качество его исходных характеристик. С этой целью все буровые растворы, предназначенные для вскрытия продуктивного пласта, подвергаются детальному изучению с целью оценки влияния на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП). Полную информацию о влиянии бурового раствора на продуктивный пласт (ПП) можно получить, проведением исследований на фильтрационной установке FDES-645 компании Coretest System или ее аналогах [52, 53] для моделирования загрязнения эксплуатационных качеств ПП с использованием моделей композитного пласта природного керна. По архивным данным организации Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени большинство выводов о влиянии бурового раствора на ПЗП основано на полученных значениях коэффициента восстановления проницаемости, проникновения фильтрата в модель пласта, давления отрыва корки.

Далее приводится описание экспериментальных методов исследования, использованных в диссертационной работе.

2.2 Методы определения технологических параметров промывочных буровых растворов на водной основе

Структурно-механические параметры буровых растворов были измерены на вискозиметре OFITE модель 900 с последующим расчетом динамического напряжения сдвига, пластической вязкости, прочности геля ($\text{CHC}_{10\text{сек}/10\text{мин}}$) в

соответствии со стандартом ISO 10414-1:2008. Структурно-механические параметры рассчитывались использованием программного обеспечения, разработанного компанией OFITE и поставляемого с устройством.

Измерение условной вязкости производилось на основании аттестованной ФГУП «УНИИМ» методикой измерения (свидетельство № 222.0210/01.00258/2014).

Определение смазывающих свойств проводилось при помощи тестера смазочного действия FANN согласно прилагаемой к тестеру методике.

Водородный показатель pH измерялся на сертифицированном комбинированном приборе SG78 с точностью измерения $\pm 0,002$ ед. pH фирмы Mettler Toledo.

Процесс гидратации и диспергирования глинистых пород по скорости смачивания реагентов-ингибиторов определялся методом капиллярной пропитки в соответствии с [3, 31, 39, 83, 123], описанным далее.

2.3 Метод оценки скорости капиллярной пропитки

Образец глинистой породы, высушенный до постоянного веса, помещали на подложку капиллярметра. Стеклообразный капилляр, заполненный исследуемой жидкостью, устанавливается таким образом, чтобы нижний конец капилляра соприкасался с образцом, при этом происходит увлажнение образца исследуемой жидкостью. Степень увлажненности образца определяли по истечении определенного времени.

Скорость капиллярной пропитки $v_{\text{кап}}$ определяется по формуле (2.1), мм/с:

$$v_{\text{кап}} = \frac{D}{\tau}, \quad (2.1)$$

где D – диаметр влажного пятна на образце, мм;

τ – время, в течение которого осуществлялась пропитка образца, с.

Для оценки эффективности реагентов определяют относительную скорость пропитки по формуле:

$$v_{\text{отн}} = \frac{v_{\text{пр.р.}}}{v_{\text{пр.в.}}}, \quad (2.2)$$

где $v_{\text{пр.р.}}$ – скорость пропитки реагентом, мм/с;

$v_{\text{пр.в.}}$ – скорость пропитки водой, мм/с.

2.4 Методика проведения исследований ингибирующих свойств при помощи измерителя продольного набухания

Объектами исследований являлись буровые растворы на водной основе, применяемые на месторождениях Западной Сибири, разработанные при участии автора.

На одном из этапов процесса изучения гидратации глин в присутствии различных реагентов-ингибиторов проводились испытания на приборе FANN для определения набухания глинистых пород. Конструкция прибора позволяет одновременно испытывать до четырех образцов при атмосферных условиях. Данный метод испытаний заключается в определении линейного увеличения размера образца породы при воздействии бурового раствора.

Суть методики заключается в определении времени изменения величины и динамики набухания искусственно приготовленных образцов глин или образцов природного керна в среде исследуемой жидкости (бурового раствора). Результаты испытаний представлены в графической форме и отражают степень набухания образца в зависимости от времени, в течение которого он находился в растворе. Тестер позволяет определить ингибирующие свойства бурового раствора по отношению к набуханию глинистых минералов. Тестер оснащается измерительными головками для одновременного исследования до четырех проб керна или проб буровых растворов. Данные, поступающие с измерительных головок, регистрируются, обрабатываются и отображаются в графическом виде

при помощи специализированного программного обеспечения, установленного на персональном компьютере.

Образец породы истирали при помощи ротационной мельницы до размера частиц $<0,07$ мм, чтобы в дальнейшем создать модельный однородный образец, затем высушивали в термошкафу при температуре 105 ± 5 °С и помещали для охлаждения и последующего хранения в эксикатор с влагопоглотителем (прокаленным при 300 °С хлоридом кальция). Перед прессованием в навеску керна материала определенной массой вводилось 1,0 мл дистиллированной воды для обеспечения необходимой прочности получаемого образца.

Формирование образцов для исследований выполнялось на двухместном гидравлическом прессе, входящим в комплект прибора тестера линейного набухания LSM. Порошкообразный материал помещали в цилиндрическую пресс-форму, создавая сжимающее давление 68,9 МПа (10000 psi), которое поддерживали постоянным на протяжении всего времени формирования образцов – 1,5 часа. Создаваемое при помощи ручного гидравлического насоса давление контролируется по стрелочным манометрам.

После изготовления и до начала эксперимента керна образцы хранились в эксикаторе с влагопоглотителем для стабилизации их влажности.

Суть исследований заключается в определении линейного увеличения размера образца породы (относительные значения, по сравнению с исходной высотой) под воздействием тестируемого бурового раствора [3].

2.5 Методика исследования влияния фильтрата бурового раствора на объемное набухание горной породы

Суть исследований заключается в определении линейного увеличения (набухания) образца породы под действием фильтрата бурового раствора. Для исследований материал керна истирается до фракции 0,064 мм с помощью ротационной мельницы. Образец породы высушивают в нагревательном шкафу

при температуре $105\pm 5^{\circ}\text{C}$ и помещают в эксикатор. С помощью ручного гидравлического пресса формируется таблетка горной породы при давлении примерно 78 МПа и времени формирования 2 мин.

Полученная спрессованная таблетка помещается в модернизированное устройство для определения набухания грунтов (ПНГМ), позволяющее снимать показания изменения высоты таблетки в определенном направлении, после чего в прибор заливается испытуемая жидкость.

Параметры изменения размеров кернового образца заносятся в таблицу.

2.6 Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов по эрозии шлама

В лабораторных условиях для определения диспергирующих свойств бурового раствора нами был проведён тест на эрозию глинистых пород. В качестве модельного керна для оценки диспергирующих свойств использовали высушенный до постоянной массы керн Ватьеганского месторождения.

Согласно методике, образцы керна общей массой 20 г фракции 2,5-5 мм были высушены до постоянной массы и взвешены. Исследования проводили в вальцовой печи в динамических условиях при температуре 70°C в течение 16 часов. Для предотвращения кипения в ячейках старения создавали давление азотом. В ячейки старения засыпали по 20 г керна и заливали анализируемые растворы. После термостарения в динамических условиях содержимое ячеек пропускали через сито с ячейкой 2,5 мм, оставшиеся на сите частицы, промывали, сушили и определяли их массу. Чем больше процент остатка на сите, тем ниже диспергирующие свойства раствора [3].

Усовершенствование методики измерения диспергирующих свойств бурового раствора заключается в проведении дополнительного теста по определению «условной» прочности глинистых пород, описанного в пункте 2.7 настоящей диссертации.

2.7 Методика экспериментальных исследований «условной» прочности керновых образцов после воздействия буровых растворов

Оценку диспергирующих свойств буровых растворов определяют по «условной» прочности образцов керна после термостатирования в роликовой печи в их среде.

Измельченный образец породы после воздействия бурового раствора в течение 16 часов при температуре 70 °С в тесте на эрозию засыпали в отверстие специального прибора для определения твердости керна (Рисунок 12), устанавливали фторопластовую шайбу, закрывали сверху крышкой, в которую вкручен шток. Устанавливали на шток динамометрический ключ (моментомер) и, вращая его, продавливали керн через отверстия. Фиксировали момент в зависимости от количества оборотов. Чем выше момент, тем тверже и прочнее керн после воздействия бурового раствора [3].



Рисунок 12 – Прибор для определения твердости керна

2.8 Методика и условия проведения фильтрационных исследований на естественном керновом материале

Подготовка образцов керна происходит в соответствии с [109]. При подготовке образцы керна высверливали коронкой из распиленного вдоль керна,

отобранного керноотборным снарядом. Удаление фильтрата бурового раствора, проникшего в керн при его отборе, производится экстрагированием спиртобензольной смесью.

Экстрагированный и высушенный керн насыщают модельной пластовой водой, центрифугируют для создания остаточной водонасыщенности и донасыщают углеводородной жидкостью – керосином, согласно [86]. В качестве модели пластовой воды используют раствор хлорида натрия (NaCl) с соответствующей минерализацией.

Образцы керна для фильтрационного исследования подбираются согласно [86].

Колонка из отобранных образцов кернов (далее – модель) составляется из образцов с близкими значениями проницаемости.

Условия проведения фильтрационного исследования (давление обжима керновой модели, репрессия) определяется исходя из фактических данных по глубине залегания пласта, плотности бурового раствора, величине пластового давления и температуры в соответствии с [103].

При термобарических условиях, соответствующих пластовым, производится определение исходной проницаемости модели по керосину. Для этого определяется обратная проницаемость, то есть фильтрация осуществляется в направлении «пласт-скважина». Определение проницаемости проводится как минимум по трем режимам производительности насоса фильтрационной установки.

После определения начальной проницаемости керновой модели по керосину создается репрессия бурового раствора на модель. Затем осуществляется повторное определение проницаемости керновой модели по керосину с моделированием двух режимов депрессии.

Коэффициент восстановления проницаемости определяется по формуле (2.3), как отношение проницаемости керна после воздействия технологической жидкости K_1 к первоначальной K :

$$\beta = \left(\frac{K_1}{K} \right) \times 100 \%. \quad (2.3)$$

По изменению данного коэффициента при создании депрессии на различных расходах можно судить о степени восстановления проницаемости керна, т.е. в конечном итоге выбрать оптимальный режим освоения скважины.

2.9 Методика определения ферментативной устойчивости бурового раствора

В процессе бурения раствор насыщается бактериями, которые размножаются в подходящих благоприятных условиях. К таким условиям можно отнести кислотность среды (рН), окислительно-восстановительный потенциал, соленость пластовой воды, которые влияют на скорость роста и метаболизм. Индикатор рН определяет активность ионов водорода, многие виды бактерий существуют в относительно узком интервале рН, и большинство из них при значениях рН, близких к 7.

Методика определения ферментативной устойчивости бурового раствора заключается в подборе эффективной концентрации бактерицидного реагента с целью защиты от микробиологической деструкции и сохранения его фильтрационных и структурно-механических параметров в течение определенного времени. Замер фильтрационных и структурно-механических параметров бурового раствора производится в соответствии с [71, 110, 147].

2.10 Методика оценки ингибирующих свойств буровых растворов методом ядерно-магнитной релаксации

Существующие методики оценки ингибирующих свойств не в полной мере отражают процессы, происходящие на границе системы «буровой раствор-стенка

скважины». «Лабораторные исследования по сохранению устойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми породами, проводятся преимущественно с «коммерческими» чистыми глинами либо с глиносодержащими породами, но в любом случае после разрыва их естественных межструктурных связей, то есть опытные образцы высушивают и диспергируют до порошкообразного состояния» [87]. Таким образом, оценка стабильности анализируемого кернового материала после влияния буровых растворов является, по-видимому, малодостоверной.

Поэтому перспективным способом оценки ингибирующих свойств буровых растворов на молекулярном уровне является метод ЯМР. Данный метод определяет количественную оценку состояния молекул воды в процессе набухания в глиносодержащем керновом материале и позволяет сформулировать рекомендации по дальнейшей обработке буровых растворов. В предложенном методе оцениваются молекулярные характеристики взаимодействия водной составляющей бурового раствора с глинисто-аргиллитовыми породами.

Результатом измерения является релаксационная характеристика. Результатом программной математической обработки является распределение интенсивности ЯМР-сигнала (общей пористости) по времени релаксации или непрерывный спектр.

Метод основывается на резонансном поглощении энергии высокочастотного электромагнитного поля ядрами водорода флюидов, насыщающих эти породы.

Определение релаксационных характеристик образцов керна проводится на ЯМР – релаксметре МСТ-05 либо аналогах [53].

Перед серией измерений производится калибровка прибора путем измерения сертифицированных эталонных образцов. Затем проводится измерение объема образца методом гидростатического взвешивания и удаляется остаточная влага с поверхности образца с помощью фильтровальной бумаги. Далее снимается релаксационная кривая.

Образец помещается в релаксометр, задаются необходимые оптимальные для данных условий и свойств образца параметры, и производится измерение.

Устанавливается контейнер с керновым образцом в релаксометр и производится измерение. Результаты измерений интерпретируются точно так же, как и на образцах керна.

Подготовка пробы анализируемого бурового раствора

При проведении анализа емкостных свойств керновых образцов необходимо приготовить рецептуру бурового раствора. После приготовления пробу раствора необходимо подвергнуть термостарению при температуре 49 °С в течение 10 часов с целью имитации скважинных условий. После чего проба раствора усредняется (в случае потенциальной термодинамической неустойчивости) на лабораторном перемешивающем устройстве при 1500 об/мин в течение 30 минут. Далее, выдерживаются керновые образцы в буровом растворе в течение 24 часов, и определяется пористость методом ЯМР.

Интерпретация результатов измерений на ЯМР-релаксометре

Результатом обработки измерений на ЯМР-релаксометре является распределение пористости по временам релаксации.

Интерпретация результатов измерений включает в себя:

- расчет коэффициента пористости;
- разделение флюида на глинисто-связанный, капиллярно-связанный и свободный (извлекаемый).

Точность и правильность измерений определяется установочными параметрами сканирования, качеством подготовки и насыщения образцов, отсутствием крупных трещин, каверн и примесей парамагнетиков.

Основные погрешности измерений на ЯМР-релаксометре определяются степенью неоднородности электромагнитного поля в пределах образца, температурным дрейфом частоты генератора электромагнитных колебаний и погрешностью математических методов интерпретации. Относительная погрешность обработки вычисляется программно, ее значение показывается в

информационном поле. Путем подбора параметров сканирования минимизируется значение относительной погрешности. Суммарная относительная погрешность определения пористости на ЯМР-релаксометре не более 5 %.

Выводы к главе 2

1 Для решения поставленных в диссертационной работе задач используются сертифицированные и разработанные методы и приемы, позволяющие оценивать общие технологические параметры буровых промывочных растворов с низким содержанием твердой фазы.

2 Разработаны и использовались специальные методы: исследования ингибирующих и диспергирующих свойств буровых растворов по отношению к глинистым минералам; определения коэффициента восстановления проницаемости после фильтрации бурового раствора на материале природного керна.

3 Усовершенствована методика определения диспергирующих свойств бурового раствора по оценке «условной» прочности кернового образца.

4 Предложен способ оценки ингибирующих свойств бурового раствора на молекулярном уровне применением метода ЯМР, основанного на резонансном поглощении энергии высокочастотного электромагнитного поля ядрами водорода флюидов, насыщающих горные породы.

5 Используемые методы экспериментальных исследований позволяют с высокой степенью достоверности решать поставленные в работе задачи. Все применяемое оборудование сертифицировано, средства измерения поверены и калиброваны, испытательное оборудование – аттестовано.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ БУРОВОГО ПРОМЫВОЧНОГО РАСТВОРА НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ, ОБЛАДАЮЩЕГО ИНГИБИРУЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ

В предыдущих главах представлена информация о стабильности глинистых и глинисто-аргиллитовых пород и методах их оценки, включая степень набухания. Данный показатель широко используется при оценке качества бурового раствора во избежание осложнений, связанных с осыпями и обвалами неустойчивых глин.

Соответственно, разработка составов ингибирующих буровых промывочных растворов с использованием при этом актуальной геолого-технической информации при строительстве скважин в регионе, проведение исследований с применением естественных керновых или шламовых материалов позволяет получить буровой раствор, соответствующий конкретным горно-геологическим условиям (ГГУ) строительства скважин.

Мы считаем, что задачи предотвращения набухания и диспергирования глины при контакте с буровым раствором могут решаться поиском реагентов или их сочетаний, способных обеспечить набухание горных пород на минимально возможном уровне. Предполагается, что такая комбинация позволит произвести высокоэффективный буровой раствор и обеспечит безаварийную проводку скважин.

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

3.1 Выбор реагентов-ингибиторов методом исследования скорости капиллярного пропитывания образцов горных пород

Как было отмечено в первой главе, одной из причин разупрочнения литифицированных глин являются процессы капиллярного поглощения. Вследствие капиллярного всасывания фильтрата бурового раствора в породы возникает добавочное «расклинивающее давление» [81] из-за поверхностных сил, уменьшающих силы адгезии глиносодержащих пород. Это сложный процесс на физико-химическом уровне, способствующий облегчению деформации, разрушения и диспергирования гидрофильной породы в водной фазе бурового раствора.

В связи с тем, что важное значение, по нашему мнению, в разупрочнении глинистых литифицированных пород имеет капиллярный влагоперенос были проведены исследования скорости капиллярной пропитки искусственных образцов, имитирующих горную породу, после воздействия различных ингибирующих составов.

По методике исследований, представленной в разделе 2.3, проведены эксперименты по оценке эффективности различных ингибирующих добавок, результаты которых представлены в Таблице 2. Тестирование реагентов, указанных в Таблице 2, обусловлено принадлежностью их к группе вспомогательного назначения, применяющихся для ингибирования буровых растворов. Кроме того, выбор данных реагентов основывался на положительных примерах по результатам применения при строительстве скважин на месторождениях регионов Западной Сибири.

Все исследуемые реагенты являются водорастворимыми (поз. 2, 3, 6, 8, 9 в Таблице 2) или частично водорастворимыми (поз. 1, 4, 5, 7 в Таблице 2).

По результатам опытов установлено, что наименьшими скоростями пропитки по отношению к воде обладают Polysil potassium – 41 % и КЛСП – 46 %.

Наибольшие скорости пропитки показали следующие растворы: KLA-HIB – 118 %; Биоминг Б – 97 %.

Таблица 2 – Влияние реагентов-ингибиторов отечественного и зарубежного производства на относительную скорость капиллярной пропитки образцов глинистого материала

№ п/п	Реагент (назначение)	Производитель	Показатели					
			D ₁ , мм.	D ₂ , мм.	D ₃ , мм	D _{ср.} , мм.	V _{проп.} , мм/с.	$\frac{V_{\text{проп.п}}}{V_{\text{проп.в}}} \cdot 100\%$, %
1	Стабилайт (ингибитор)	РФ, ООО «КЛОТО»	4,0	4,0	4,0	4,0	0,0220	60,94 %
2	Силикор (ингибитор)	РФ, ЗАО «Промсервис»	4,0	5,0	4,0	4,34	0,0241	66,76 %
3	Карболингносульфонат пековый (КЛСП) (ингибитор)	РФ, ООО «Корунд»	3,0	3,0	3,0	3,0	0,0167	46,26 %
4	Комплексный реагент Polysil potassium (ингибитор)	РФ, ООО «НПК «Геохимсервис»	3,0	2,5	2,5	2,67	0,0148	40,98 %
5	Asphasol supreme (ингибитор)	Schlumberger Company	6,0	6,0	6,0	6,0	0,0333	92,24 %
6	KLA-HIB (ингибитор)	Schlumberger Company	8,0	7,0	8,0	7,67	0,0426	118,01 %
7	ВИАК FURY (ингибитор)	Schlumberger Company	5,0	5,0	5,0	5,0	0,0277	76,73 %
8	Биоминг Б (ингибитор)	РФ, ООО НПП «Буринтех»	5,0	7,0	7,0	6,3	0,035	96,95 %
9	Калий хлористый (ингибитор)	РФ, ПАО «Уралкалий»	3,0	3,0	3,0	3,0	0,0167	46,26 %
10	Вода	-	6,5	6,0	7,0	6,5	0,0361	100 %

Исходя из выше представленного отметим, что наибольшими ингибирующими свойствами на основании данных эксперимента и наименьшей скоростью пропитки по отношению к глинистым породам обладает комплексный реагент Polysil potassium, вероятно, за счет сочетания в данном реагенте нескольких компонентов, таких как силикат калия, полимера и гидрофобизатора, которые подавляют капиллярное набухание и диспергацию минералов в горной породе. Катионы K⁺ вытесняют из межслоевого комплекса глинистых минералов

катионы-компенсаторы (Na^+ , Ca^{2+} и др.) и, в силу существенно меньших размеров в гидратированном виде, способствуют сближению слоев (пакетов) и повышению энергии связи между ними. В совокупности с эффектами экранирования поверхностей глин полимер-силикатными пленками достигается повышение устойчивости стенок скважин в глинистых породах.

Таким образом, применение комплексного реагента Polysil potassium позволяет значительно снизить внутреннее давление в поровом пространстве горной породы дополнительно за счет гидрофобизации его поверхности сульфированными углеводородами, тем самым обеспечивая в ПЗП условия, которые способствуют более полному удалению фильтрата бурового раствора из этого порового пространства при вызове притока и восстановлению первоначальной проницаемости призабойной зоны пласта.

3.2 Выбор реагентов по методу оценки ингибирующих свойств на тестере линейного набухания

Процесс ингибирования заключается в модификации твердой фазы бурового раствора, снижении гидрофильности выбуренной породы. В ингибированных системах глинистая составляющая является инертным наполнителем, которая сохраняет минимальный уровень лиофильности, обеспечивающий кинетическую и агрегативную устойчивость. Такое действие позволяет уменьшить чувствительность системы к агрессивным воздействиям. Но наряду с повышением инертности твердой фазы и уменьшением набухания и разуплотнения, ингибирование оказывает положительное действие на стабильность раствора к агрессивным воздействиям примесей и повышает устойчивость ствола скважины.

Последующие исследования сравниваемых по эффективности реагентов-ингибиторов нами производилось на тестере линейного набухания по методике, приведенной в разделе 2.4. Для исследований нами был использован образец

керн, отобранный в скважине № 9119 куста № 556 Ватъеганского месторождения в интервале 2388-2396 м, то есть в породах «покрышки» пласта БВ₁. Установлено, что неустойчивые отложения рассматриваемого интервала представлены легко осыпающимися, переслаивающимися аргиллитами и глинистыми алевролитами. Основными глинистыми минералами, образующими данные породы, являются каолинит, хлорит и гидрослюда, присутствующие в различных соотношениях. Количественный состав минералов в керне представлен в Таблице 3.

Таблица 3 – Минеральный состав пород по данным рентгенофазового анализа (РФА) (средние значения)

Наименование образца	Литологическое описание	Состав, %							
		Кварц	Полевые шпаты		Сидерит	Пирит	Глинистые минералы		
			КПШ	Пл			Каолинит	Хлорит	ГС
«Покачевские» глины	Аргиллит алевролитовый	30	11	12	3	5	11	9	17
Примечания: КПШ – калиево-натриевые полевые шпаты, Пл – плагиоклазы, ГС - гидрослюда									

Лабораторные испытания проводились в водных растворах различных реагентов в концентрации 2 % (Таблица 4). При анализе результатов исследований можно сделать вывод, что наиболее эффективным реагентом, предотвращающим набухание глин, является частично растворимый Polysil potassium (величина «набухания» глин составляет 13,7 %), в состав которого входят силикат калия, полимер и модифицированный битум. Растворимая часть реагента (катионы K⁺) нейтрализует заряд на поверхности пластинок глинистых минералов, а нерастворимая – способствует физическому блокированию естественных и искусственных микротрещин хрупких аргиллитов и глинистых сланцев.

Таблица 4 – 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	КС1	Калия хлорид	24,6
15	K ₂ SiO ₃ + АЛС + Asphasol supreme	Силикат калия, акриловый лигносульфонат, сульфонатная органическая смесь смол	29,5

Полученные значения величины набухания глинистого материала после воздействия различных буровых растворов в течение 24 часов представлены в Таблице 5. Также здесь приведено описание состояния таблеток после воздействия на них буровых растворов.

Замеры плотности, фильтрации, структурно-механических параметров буровых растворов производились в соответствии с требованиями РД и ISO [110, 147]. Было отмечено, что вследствие сильного диспергирования глинистого образца в среде полимер-глинистого бурового раствора с карбонатным наполнителем происходит разрушение таблетки, диспергированная порода высыпается из держателя образца. Это свидетельствует о низких ингибирующих свойствах полимер-глинистого раствора с карбонатным наполнителем (ПГК) (Таблица 5).

Таблица 5 – Состав, технологические параметры и результаты воздействия буровых растворов на глинистый материал

№ п/п	Состав раствора (концентрация %)	Плотность, кг/м ³	Фильтрация, см ³ /30 мин	ПВ, мПа×с	ДНС, дПа	СНС _{10сек/10мин} , дПа	Описание образца	% «набухания» через 24 ч
1	Исходный ¹⁾ + ПАН (0,1)	1060	10,0	11,7	76,3	13,4/56,2	Пластичный, мягкий	41,1
2	Исходный ¹⁾ + ПАА-В (0,1)	1060	10,5	14,1	108,4	19,2/78,7	Пластичный, плотный	38,1
3	Исходный ¹⁾ + ПАА-В (0,1) + ПАН (0,1)	1060	3,5	12,2	101,0	16,8/28,8	Пластичный, мягкий	37,8
4	Раствор ПГК ²⁾	1060	10,0	12,3	43,0	28,2/30,1	Мягкий	36,5
5	Исходный ¹⁾ + КМЦ (0,2) + ПАН (0,1)	1060	10,8	10,4	70,6	17,3/52,3	Плотный, почти не пластичный	36,2
6	Исходный ¹⁾ + ПАА-В (0,05) + Polysil (2,0) + ГКЖ (0,05)	1060	4,8	12,3	70,0	8,2/10,1	Мягкий, хрупкий	34,4
7	Исходный ¹⁾ + ПАА-В (0,05) + Polysil (2,0)	1060	3,4	16,6	77,8	21,6/24,0	Твердый, при надавливании пластичный	32,9
8	Исходный ¹⁾ + ПАА-В (0,05) + Polysil potassium (2,0)	1060	3,6	25,0	130,0	23,0/28,8	Твердый, не хрупкий	29,4
9	РУО	0,99	0	14,5	105,3	19,5/25,6	Твердый, не хрупкий	5,0

Примечания: ¹⁾ - Исходный раствор: структурообразователь – бентонитовый глинопорошок (ПБМВ) и карбонатный кольматант – мел;

²⁾ - ПГК – полимер-глинистый (на основе реагентов ПАЦ-Н, ПАЦ-В) буровой раствор с карбонатным кольматантом для бурения наклонно-направленных, пилотных и транспортных стволов в горизонтальных скважинах, применяемый на месторождениях Западной Сибири

По данным результатам можно судить о преимуществе буровых растворов на основе комплексного реагента Polysil potassium и высокомолекулярного азотсодержащего полимера марки ПАА-В. Хорошим показателем данных реагентов является и то, что образец глинистой породы после воздействия данных типов буровых растворов остался не разрушенным и твердым (состав № 8 в Таблице 5).

3.3 Исследование ингибирующих свойств реагентов в среде буровых растворов по эрозии шлама

Для исследований ингибирующих свойств реагентов по методике, описанной в разделе 2.6, нами так же был использован керн Ватьеганского месторождения. Образцы керна общей массой 20 г фракции 2,5-5 мм были высушены до постоянной массы, взвешены.

В Таблице 6 и на Рисунке 13 представлены результаты общей оценки диспергирующих свойств рассматриваемых растворов по эрозии шлама.

Высокие показатели недиспергирующих свойств буровых растворов, содержащих комплексный реагент Polysil potassium, обусловлены инкапсулированием глин полиэлектролит-полимер-силикатными комплексами (ассоциатами). Минимизация эрозионного воздействия на стенки скважины происходит за счет повышения вязкости дисперсионной среды в полимерном буровом растворе.

Таким образом, наибольшее диспергирование на глинистый материал оказал буровой раствор ПГК (п. № 1 Таблицы 6), причем керн «перешел» в раствор на 97 % объема в среднем. Буровые растворы с акрилодержащими компонентами показали примерно сопоставимые показатели (58,6 – 76,0) %. Высокие ингибирующие свойства отмечены при модификации пресного бурового раствора комплексным реагентом Polysil potassium (12,7 %).

Таблица 6 – Показатели диспергирующих свойств исследуемых буровых растворов по эрозии шлама ($\mathcal{E}_ш$)

№ п/п	Испытуемая среда – концентрация %	Масса образца, г	Масса остатка на сите (ср. знач.), г	Восстановление массы образца (ср. знач.), %	$\mathcal{E}_ш$ (ср. знач.), %
1	Раствор ПГК	25,0	0,75	3,0	97,0
2	1 Бентонит – 2 2 ПАА-В – 0,1 3 ПАН – 0,22 4 МК – 6		9,0	36,0	64,0
3	1 Бентонит – 2 2 ПАН – 0,1 3 Polysil – 3 4 МК – 6 %		9,5	38,0	62,0
4	1 Бентонит – 2 2 ПАА-В – 0,1 3 ПАН – 0,22 4 МК – 6		10,4	41,4	58,6
5	1 Бентонит – 2 2 ПАА-В – 0,1 3 Polysil – 3 4 Мел – 6		8,6	34,2	65,8
6	1 Бентонит – 2 2 ПАА-В – 0,3 3 ПАН – 0,1 4 Мел – 6		6,3	25,0	75,0
7	1 Бентонит – 2 2 ПАА-В - 0,3 3 Polysil – 3 4 ГКЖ – 0,1 5 Мел – 6		7,5	30,0	70,0
8	1 Бентонит – 2 2 ПАА-В – 0,3 3 Polysil potassium – 3 4 Мел – 6		21,8	87,3	12,7
9	1 Бентонит – 2 2 ПАН – 0,22 3 ПАА-В – 0,1 4 Мел – 6		6,0	24,0	76,0

3.4 Исследование ингибирующих свойств по изменению «условной» прочности образцов горной породы после воздействия бурового раствора

По методике, описанной в разделе 2.7 настоящей работы, была произведена оценка ингибирующих свойств буровых растворов по показателю твердости керна. Результаты испытаний отражены на Рисунке 13. В составе исходного бурового раствора – бентонитовый глинопорошок марки ПБМВ и карбонатный кольматант.

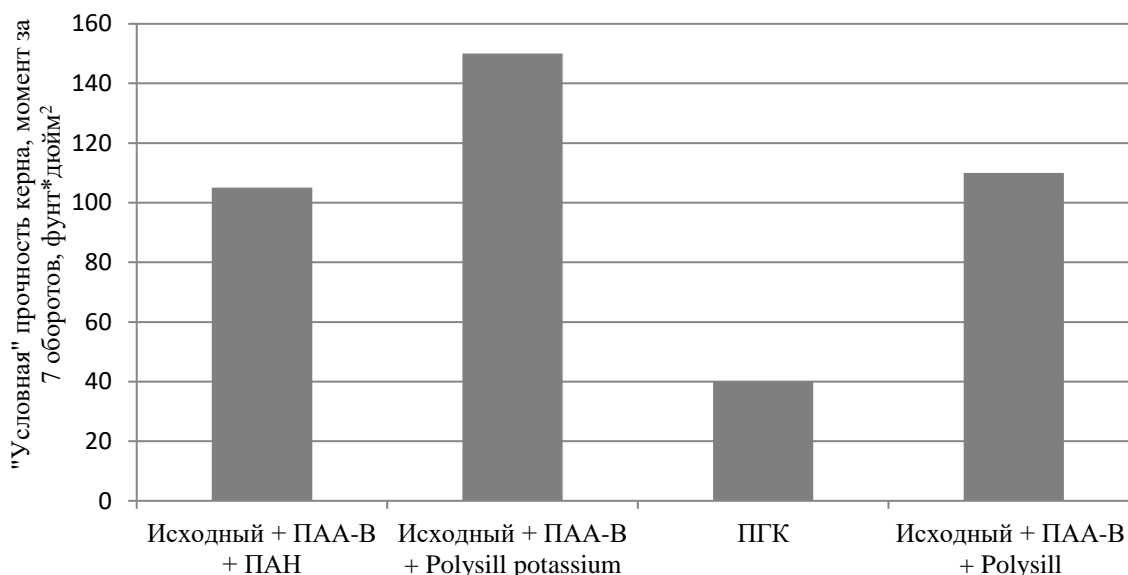


Рисунок 13 – «Условная» прочность керна после термостарения в среде бурового раствора

Как видно из Рисунка 13, наибольшая нагрузка была приложена при прокручивании керна после влияния бурового раствора на основе полимеров ПАА-В и Polysil potassium - усилие за 7 оборотов составило 150 фунт/дюйм², то есть в 3,75 раза больше, чем в буровом растворе ПГК.

Во всех приведенных опытах по исследованию ингибирующих свойств буровых растворов, максимальную эффективность показали растворы,

содержащие Polysil potassium. Применение данного реагента в сочетании с акрилодержащими реагентами позволяет последним проникать в межслоевой комплекс глины, тем самым блокируя ее внутреннее строение и укрепляя породу. Таким образом, подтверждаются теоретические аспекты о явлениях, происходящих при контакте глины с растворами, содержащими разные компоненты.

3.5 Исследования ингибирующих свойств буровых растворов методом ядерно-магнитной релаксации

Применение метода ЯМР при оценке ингибирующих свойств буровых растворов (раздел 2.10) позволяет по контролю содержания молекул сорбированной воды в глинистых и глинодержащих породах оценить эффективность реагентов-ингибиторов.

Для проведения исследований в Центре исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» были подготовлены образцы керна из пластов ЮС₁¹ Кустового и Ач₅ Имилорского месторождения.

Для реализации метода оценки ингибирующих свойств буровых растворов методом ЯМР был использован керновый материал (Таблицы 7 и 8). Образец № 1 отобран на Кустовом месторождении из пласта ЮС₁¹ с глубины 3055 м, образец № 2 – с Имилорского месторождения из пласта Ач₅ с глубины 3199 м. Образцы подготовлены согласно [109]. Все образцы представлены глинистыми алевролитами и имеют низкие значения пористости. Для определения состава пород использован рентгенофазовый анализ (РФА). Этим методом образцы были исследованы в «естественном» состоянии, не подвергаясь предварительно процедурам экстракции и сушки. Методом РФА проводится анализ элементного состава глин, дается процентное содержание глинистых минералов в образцах.

Результаты РФА представлены в Таблице 7, где КПШ – калиево-натриевые полевые шпаты, Пл – плагиоклазы, Гс – гидрослюды.

Установлено, что образцы пород представлены крупно- и мелкозернистыми глинистыми алевролитами. Основными глинистыми минералами в данных породах являются каолинит и хлорит, присутствующие в различных количествах.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) породы методом ЯМР образец керна, содержащий в себе флюид (вода, нефть, ОВ) подвергается воздействию магнитных полей, под действием которых флюид приобретает собственную намагниченность. Степень намагниченности и характер ее затухания, отраженные в релаксационной кривой, фиксируются прибором. Флюид в породе в зависимости от физического состояния и расположения имеет различные свойства: короткие времена релаксации T_2 в приповерхностных слоях и мелких порах, и большие времена T_2 в крупных порах соответственно. Математические преобразования позволяют разделить релаксационную кривую на составляющие, и затем получить спектр распределения ЯМР интенсивности (пористости) от времен релаксации T_2 .

Величина максимальной намагниченности дает информацию о том сколько всего флюида содержится в исследуемом образце, а распределение интенсивности ЯМР сигнала от времени релаксации T_2 показывает, как это количество флюида распределено в пустотном пространстве.

Для проведения оценки изменения емкостных свойств образцов керна после воздействия буровых растворов каждый из образцов был разделен на 4 части (Таблица 8). Каждая из полученных частей породы была измерена на ЯМР релаксметре (первый ЯМР замер). Полученные близкие распределения ЯМР интенсивности по времени поперечной релаксации указывают на то, что порода каждой части имеет схожее строение и содержит органический материал, так как образцы не экстрагированы. Затем 2-ая, 3-я и 4-я части каждого из образцов были помещены в различные составы безглинистых

водных буровых растворов (ПХКР, МБР+КСІ, МБР+КСІ+КЛСП), и выдержаны в течение 24 часов при атмосферных условиях. Концентрация КСІ в различных рецептурах поддерживалась на уровне 2 %. Первые части каждого из образцов не подвергались воздействию буровых растворов и являлись контрольными. После воздействия буровых растворов все части образцов, включая контрольные, были вместе насыщены пластовой водой методом вакуумирования. На насыщенном породе проводились повторные ЯМР измерения (второй ЯМР замер). В этом случае фиксировался суммарный объем органического материала породы и воды, вошедшей в пустотное пространство в процессе выдержки в буровых растворах и насыщения водой. Результаты второго измерения, в отличие от первого, оказались различными. Причина этого – разная степень влияния буровых растворов на породу.

В Таблице 8 приведены сведения емкостных свойств образцов, использованных в эксперименте. По данным емкостных свойств установлено, что образцы горных пород имеют крайне низкие коэффициенты пористости и проницаемости.

Изменение времени релаксации по методу ЯМР после продолжительного влияния буровых растворов на керновый материал, вероятней всего, происходит вследствие сорбции водной составляющей, происходящей в системе ариллит-буровой раствор, что впоследствии приводит к диспергированию и набуханию, влияющие на пористость структуры и, в дальнейшем, к потере механической устойчивости сцементированных глинистых минералов между компонентами кварца.

Наименьшее изменение объема порового пространства керновых образцов горных пород произошло после воздействия системы бурового раствора МБР+КСІ+КЛСП: образец № 1 на 18,5 % (Рисунок 14); образец № 2 на 27,0 % (Рисунок 15).

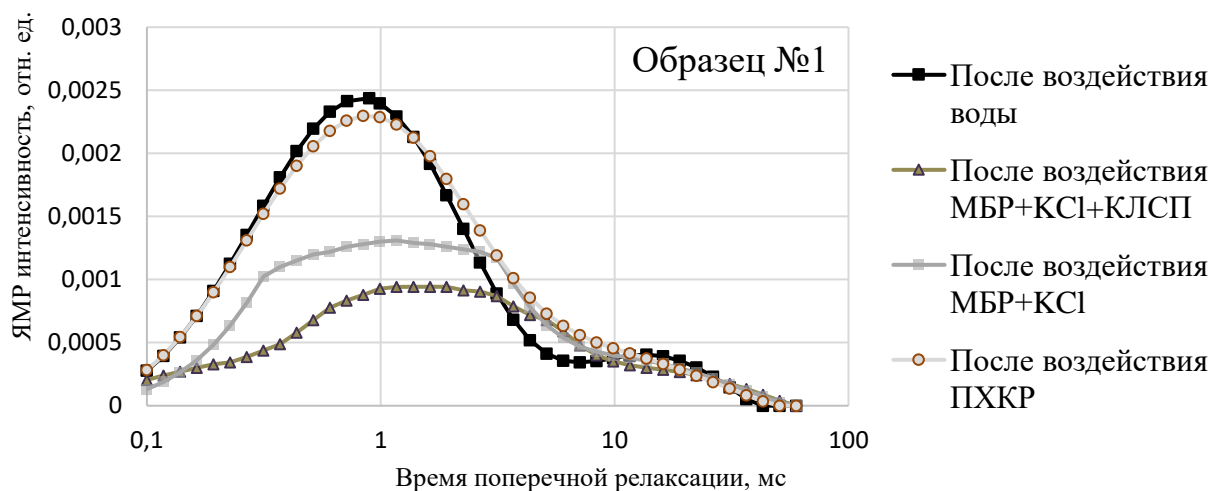


Рисунок 14 – Графики распределения времени поперечной релаксации в зависимости от интенсивности до и после влияния буровых растворов на примере образца № 1

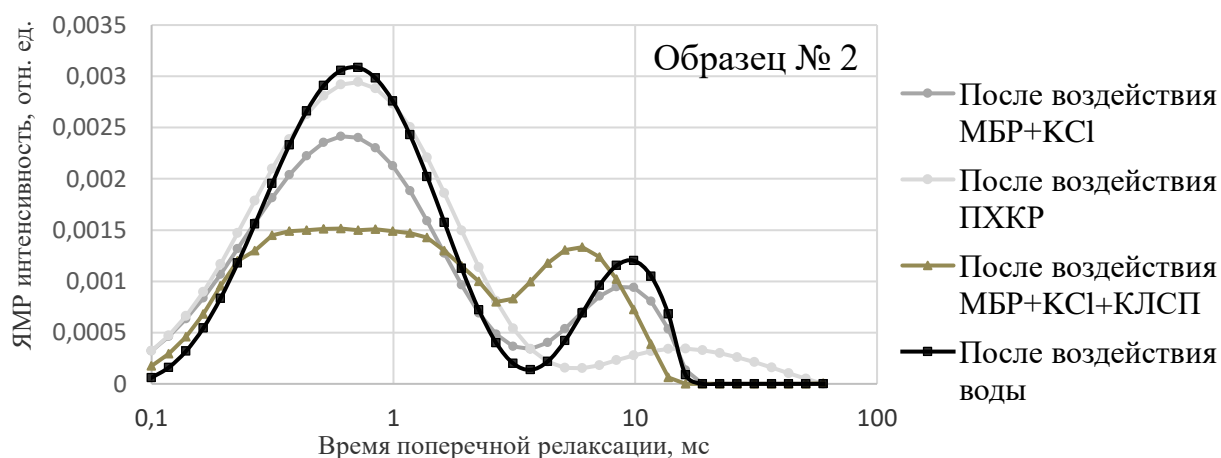


Рисунок 15 – Графики распределения времени поперечной релаксации в зависимости от интенсивности до и после влияния буровых растворов на примере образца № 2

После процедуры насыщения, которую все части образцов проходили вместе установлено, что контрольные части обоих образцов вобрали в себя больше всего воды. Части образцов подвергшиеся воздействию буровых растворов впитали так же разное количество воды.

Таблица 7 – Минеральный состав образцов по данным РФА

Лабораторный номер образца	Глубина по систематизации, м	Содержание, %									
		Кварц	КПШ	Пл	Кальцит	Доломит	Сидерит	Пирит	Глиносодержащие породы		
									Каолинит	Хлорит	ГС
1	3055,35	18	16	31	0	0	0	2	5	8	20
2	3199,27	24	10	28	5	0	1	0	6	13	13

Примечания: КПШ – калиево-натриевые полевые шпаты, Пл - плагиоклазы, ГС - гидрослюда

Таблица 8 – Емкостные свойства образцов, используемых в исследованиях

Лабораторный номер образца	Месторождение	Пласт	Глубина отбора керна, м	Емкостные свойства горных пород		Геометрические размеры			Литологический тип породы
				Коэффициент проницаемости Кпр, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент пористости по газу, %	Диаметр, мм	Длина, мм	Объем образца, мм ³	
1	Кустовое	ЮС ₁ ¹	3055,35	0,006	2,07	30,01	13,84	9,784	Алевролит
				0,006	2,07	30,01	13,85	9,792	
				0,006	1,91	30,01	13,55	9,579	
				0,006	1,91	30,01	14,02	9,912	
2	Имилорское	Ач ₅	3199,27	0,008	4,75	30,01	13,18	9,318	Алевролит
				0,008	4,75	30,01	14,77	10,442	
				0,007	5,11	30,02	13,55	9,586	
				0,007	5,11	30,02	14,48	10,244	

Это хорошо видно на примере Рисунков 14, 15, где площадь, ограниченная кривой распределения, показывает сколько флюида содержится в породе. Меньшая интенсивность сигнала в области малых времен релаксации (менее 3 мс) говорит о том, что в этих частях образца зафиксировано меньшее количество глинисто-связанной воды. Сводные данные проведенных исследований представлены в Таблице 9.

Таблица 9 – Сводные данные коэффициентов пористости после воздействия различных систем буровых растворов

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+КСI
1-4	1,91	2,68	3,40	0,72	81,5	МБР+КСI+ 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+КСI
2-4	5,11	2,20	4,19	1,99	73,0	МБР+КСI+ КЛСП

В ходе измерений был получен диапазон распределения времени релаксации T_2 , который отражает характер флюидонасыщения поровой среды. Регистрируемый сигнал представлен одномодальным распределением времен релаксации (Рисунки 14, 15), который для каждого образца имеет индивидуальный диапазон и амплитуду сигнала. Характер распределения

сигнала ЯМР зависит от преобладающего типа связанного флюида (адсорбционный, капиллярно-связанный) [60] и способа математического расчета при разложении сигнала ЯМР на экспоненты. Кривая распределения показывает, как величина пористости распределяется по времени релаксации. Одинаковым цветом на графике выделены данные одного образца кернового материала до и после выдержки в среде бурового раствора. Из Таблицы 9 и Рисунков 14 и 15 видно, что разные составы буровых растворов по-разному влияют на керновый материал. Модифицированный буровой раствор «МБР+КС1+КЛСП» наиболее существенно замедлил сорбционные процессы в системе «глина – вода» и ограничил более чем на 77 % поступление воды в пустотное пространство породы [60].

3.6 Фильтрационные исследования модифицированного бурового раствора

С целью оценки возможности вскрытия продуктивного пласта ингибирующим буровым раствором, содержащим в своем составе силикаты и модифицированные битумные добавки, были проведены фильтрационные исследования с целью оценки возможного изменения фильтрационно-емкостных свойств после загрязнения продуктивного пласта данным раствором.

Согласно исследованиям многих ученых [64, 65, 66], а также нашим фильтрационным экспериментам на основе естественного керна, выявлено загрязнение коллекторских свойств пласта при контакте с раствором, содержащим силикаты. Это происходит в результате «образования трехмерного сетчатого геля из силиката и нерастворимых осадков при реакции между силикатными и металлическими ионами внутри породы. Чем больше силиката, тем больше гелеобразование и осадков в поровом пространстве породы. Следовательно, с увеличением силикатной составляющей, проницаемость ухудшается» [65].

При строительстве скважин с применением перфорированного хвостовика существует опасность загрязнения порового пространства коллектора за счет входящих в состав комплексного реагента Polysil potassium силиката калия и модифицированного битума.

На установке FDES-645, согласно методике, представленной в пункте 2.8, проведены фильтрационные исследования по оценке воздействия ингибированного бурового раствора на керновые образцы из пласта ЮВ₁ Урьевского месторождения (Таблица 10).

Таблица 10 – Литологический состав и фильтрационно-емкостные свойства образцов, используемые в моделях

№ п/п	Скважина	Пласт	Лабораторный номер образца	Глубина по бур., м	Литология	Коэффициент проницаемости по газу, $K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент пористости $K_{по}$, %	Коэффициент водонасыщенности, $K_{во}$, %
1	7517	ЮВ1	323-7517-16	2733,31	Песчаник м/з, алевр-тый, с пр. н/н	36,0	18,91	30,2
2	7500	ЮВ1	323-7500-3п	2724,69	Песчаник м/з, алевр-тый, с пр. н/н	38,0	20,64	27,0
3	7601	ЮВ1	323-7601-19	2737,92	Песчаник м/з алевр-вый с пр. н/н	43,3	18,18	33,4
4	7430	ЮВ1	323-7430-2п	2728,08	Песчаник ср-м/з, алевр-вый, с пр. н/н	43,9	17,04	29,4
5	230р	ЮВ1	323-230р-304	2641,25	Песчаник м-ср/з, алевр-вый, с пр. н/н	44,4	18,21	30,0

Были определены значения основных технологических параметров раствора. Структурно-механические показатели замерялись в соответствии с [146] при температуре 49°C, остальные замеры проводились при комнатной температуре ($t=22^\circ\text{C}$):

- плотность рычажными весами FANN Модель 140;
- условная вязкость по вискозиметру ВБР-2 (УВ);
- вязкость пластическая (ПВ), предельное динамическое напряжение сдвига (ДНС), статическое напряжение сдвига через 10 сек и 10 мин – на ротационном вискозиметре OFITE Модель 900;
- показатель фильтрации (водоотдача) на пресс-фильтре OFITE.

Замеры основных технологических параметров были проведены в соответствии с требованиями [147].

Состав и параметры бурового промывочного раствора, приготовленного для проведения фильтрационных исследований, представлены в Таблицах 11 и 12. Пробы буровых растворов были подготовлены в соответствии с [103].

Таблица 11 – Технологические параметры буровых растворов до и после загрязнения

№ п/п	Буровой раствор	Показатели свойств раствора							
		Плотность, г/см ³	УВ, сек	Φ _{0,7МПа} , см ³ /30мин	Т.к, мм	ПВ, МПа×с	ДНС, дПа	СНС 10сек/10мин, дПа	рН
1	МБР + КС1	1,08	54	3,8	0,5	16,0	68,2	13,0/ 16,8	10,0
2	Раствор по п. № 1 +20 г/л керн (песчаник) и 15 г/л глинистая порода (аргиллит) пласта ЮВ ₁ Урьевского месторождения	1,10	50	3,9	0,5	21,8	95,0	22,6/ 23,5	9,5
3	ПХКР	1,08	36	6,5	0,5	12,2	75,2	16,2/ 25,6	10,1
4	Раствор по п. № 3 +20 г/л керн (песчаник) и 15 г/л глинистая порода (аргиллит) пласта ЮВ ₁ Урьевского месторождения	1,10	37	6,5	0,5	14,2	68,5	14,6/	10,0

продолжение Таблицы 11

5	БХКР	1,12	40	3,8	0,5	22,8	145,4	45,6/ 53,7	10,0
6	Раствор по п. № 5 +20 г/л керн (песчаник) и 15 г/л глинистая порода (аргиллит) пласта ЮВ ₁ Урьевского месторождения	1,14	42	3,4	0,5	16,7	98,4	37,5/ 38,0	10,0

Фильтрационным исследованиям на керне подвергались:

- модифицированный комплексным полимерсиликатным реагентом Polysil Potassium буровой раствор на минерализованной основе (МБР+КС1);
- полимерхлоркалийевый буровой раствор (ПХКР);
- биополимерный хлоркалийевый буровой раствор (БХКР).

Для расчета давлений с целью проведения фильтрационных испытаний использовались значения пластовых давлений и глубина залегания пластов на строительство скважин объектов Урьевского месторождения.

Сводные результаты фильтрационных исследований на естественном керновом материале представлены в Таблице 12.

Таблица 12 – Результаты фильтрационного исследования МБР на глинистом материале по сравнению с применяемыми буровыми растворами

Тип бурового раствора	Плотность, кг/м ³	Созданная репрессия (динамическая / статическая), МПа	Объем фильтрага, вошедшего в модель (динамика/статика), см ³	Продолжительность фильтрации раствора (динамика / статика), мин	Коэффициент проницаемости по газу, К _{гп} , 10 ⁻³ мкм ²	Коэффициент проницаемости по керосину до воздействия раствора (К _к), 10 ⁻³ мкм ²	Коэффициент проницаемости по керосину после воздействия раствора (К _{кп}), 10 ⁻³ мкм ²	Коэффициент восстановления проницаемости после фильтрации раствора, %
МБР+КС1 (по п. № 2 Таблица № 11)	1100	5,1/4,6	5,8/3,4	120/233	41,1	30,5	23,99	79,0

продолжение Таблицы 12

ПХКР (по п. № 4 Таблица № 11)	1100	4,9/4,5	6,5/1,1	118/261	15,6	3,26	2,36	72,0
БХКР (по п. № 6 Таблица № 11)	1120	5,0/4,5	5,5/2,2	96/286	22,4	13,8	9,28	71,7

Указанные в вышеприведенной Таблице 12 значения коэффициентов восстановления проницаемости керна, показывают преимущества применения модифицированного бурового раствора на минерализованной основе (МБР+КСІ) (79,0 %) для вскрытия пласта с заканчиванием открытым забоем или скважинным фильтром при бурении низкопроницаемого коллектора. в сравнении с ПХКР (72 %) и БХКР (71,7 %).

Таким образом, полученные результаты коэффициента восстановления проницаемости по керну свидетельствуют о незначительном загрязнении ПЗП при воздействии разработанного МБР+КСІ, в состав которого входит комплексный реагент Polysil potassium.

Незначительное влияние модифицированного бурового раствора на коллекторские свойства пласта можно объяснить следующим: при низкой проницаемости ПП образующиеся гели и нерастворимые силикатные осадки остаются на поверхности породы и препятствуют дальнейшему проникновению фильтрата бурового раствора внутрь породы.

Так же подбор оптимального фракционного состава твердой фазы бурового раствора и использование эффективных понизителей фильтрации позволяют еще более ускорить процесс образования полупроницаемой мембраны и снизить объем фильтрата, содержащего силикаты. Таким образом, содержание кольматанта необходимо подбирать с помощью специальных программ и опыта бурения в зависимости от конкретного типа коллектора. Правильно подобранные концентрации карбоната кальция позволяют

сформировать плотную и тонкую корку непосредственно на поверхности коллектора, а не в его глубине.

Образуемые осадки и гель легко удаляются современной химической технологией и проницаемость легко восстанавливается.

3.7 Исследование влияния реагентов-ингибиторов на параметры буровых растворов

В состав разработанного нами модифицированного бурового раствора входит битумный компонент, который образует «препятствие» при контакте с трещиноватой горной породой. Он позволяет уменьшить влияние физико-химических процессов, относящиеся к адсорбционным и ионообменным процессам.

При добавлении моновалентного иона калия адсорбируемые катионы могут гидратироваться, притягивая воду, образуя оболочку определенной формы. Размер и форма гидратированного катиона влияет на его способность проникать через пространство между слоями на поверхности частиц глины, и от этого зависит гидратируемость и разбухание глины. При прохождении активных глин, состав которых определен содержанием монтмориллонита, наибольшей способностью к обмену обладают небольшие ионы, например K^+ , которые свободно проходят между слоями. В связи с тем, что расстояние между структурными слоями монтмориллонита примерно 2,8 А, диаметр иона K^+ – 2,66 А, что позволяет K^+ проникать между слоями и формировать связи, создавая идеальные условия для кристаллического уплотнения, которые предотвращают набухание в присутствии воды. Так как структурные слои не отделяются друг от друга вследствие набухания, K^+ между слоями не доступны для обмена. Ингибирующую природу калию придает обмен K^+ на Na^+ и/или Ca^{2+} (достройка кристаллической решетки возможна, если K^+ уже есть в ней) и происходит фиксация K^+ в кристаллической решетке набухающих глинистых минералов.

Обмениваться с внешней поверхностью могут только K^+ . Таким образом, обогащаясь K^+ , смектитовые глины становятся иллитовыми, более прочными, практически не набухающими.

В дальнейшем увеличение размеров катионов в результате реакции гидратации приводит к увеличению межслойного расстояния, усиливая начавшуюся гидратацию. Добавляя комплексный реагент Polysil potassium в буровой раствор, в котором углеводородная часть является одной из оставляющих, компоненты соединяются способом поверхностного сцепления. Укрепляющее действие основано на создании молекулярных связей между реагентами и поверхностями глинистых пород. Микротрещины, заполняемые адгезивом, повышают площадь контакта между прилегающими поверхностями.

Таким образом, насыщение структуры бурового раствора компонентами: хлористым калием, силикатом калия, полимерами, модифицированным битумом, блокируют внутреннюю его структуру, придавая ей гидрофобность. Значительно упрочняются водородные связи вследствие отсутствия каналов доступа для мономеров воды через водную структуру глины (Таблицы 13 и 14). С целью стабилизации в атмосферных и термобарических условиях МБР обрабатывают реагентом КЛСП, который представляет композицию натриевых солей жирных и смоляных кислот, фитостерин, лигносульфонат и карбоксиметилцеллюлозу в различных количественных соотношениях.

Поскольку исследуемые реагенты, оказывают стабилизирующее или ингибирующее влияние на свойства буровых растворов, было решено проверить влияние и КЛСП на свойства МБР (Таблицы 13 и 14) [93].

В среде бурового раствора также отмечена эффективность вовлечения комплексного реагента Polysil potassium и КЛСП в его состав. Отдельно стоит отметить на повышенное пенообразование состава при добавлении увеличенной концентрации КЛСП (4 %), требующее дополнительной обработки пеногасителем.

Таблица 13 – Данные о компонентном составе исследуемых базовых и модифицированных растворов

№ п/п	Название раствора	Состав раствора, мас. %									
		Polysil potassium	КЛСП	Кольматант (CaCO ₃)	Бактерицид	Биополимер	ПАЦ-Н	ПАЦ-В	ПБМВ	Смазочная добавка	Хлорид калия
1	ПГК	-	-	8	0,1	0,15	0,3	-	2,0	0,2	-
2	ПХКР	-	-	8	0,1	0,15	0,3	0,2	-	0,2	6
3	МБР+КС1	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+КС1+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+КС1+КЛСП	2	4,0	8	0,1	0,15	0,4	0,4	-	0,2	6

Таблица 14 – Влияние компонентного состава и температуры на показатели свойств исследуемых растворов

№ п/п	№ состава из табл. 13 (температурные условия)	Φ _{0,7МПа, см³}	Φ _{нрт, см³}	ПВ, мПа·с	ДНС, дПа	СНС _{10сек/10мин, дПа}	Ктр	% «набухания» через		Эш, %	«Условная» прочность керна, момент за 7 оборотов, фунт*дюйм ²
								24 ч	48 ч		
1	1 (25°C)	8,0	-	14,7	57,1	10,6/15,8	0,20	25,95	28,02	41,0	40
2	1 (100°C)	12,1	25,2	9,9	30,8	6,2/7,7	-	-	-	-	-
3	2 (25°C)	8,0	-	11,0	46,1	12/15,4	0,20	17,00	17,11	12,9	100
4	2 (100°C)	12,0	20,4	7,6	30,2	7,2/8,2	-	-	-	-	-
5	3 (25°C)	6,8	-	23,5	65,3	15,8/17,3	0,10	16,03	16,21	6,3	160
6	3 (100°C)	7,5	10,3	12,8	46,0	14,4/16,8	-	-	-	-	-
7	4 (25°C)	6,8	-	26,8	95,5	21,6/27,4	0,10	19,30	20,44	9,7	150
8	4 (100°C)	7,8	13,5	15,9	73,0	12,9/15,8	-	-	-	-	-
9	5 (25°C)	4,5	-	19	86,4	19,2/28,8	0,10	16,00	16,00	6,3	155
10	5 (100°C)	4,6	8,2	19,2	87,0	24/28,8	-	-	-	-	-
11	6 (25°C)	4,3	-	25,0	152,1	38,5/57,6	0,10	19,50	19,50	9,8	145
12	6 (100°C)	4,3	9,0	24,1	144,3	38,5/52,8	-	-	-	-	-
13	7 (25°C)	4,5	-	24,0	177,4	38,5/57,6	0,15	20,10	20,50	16,5	135
14	7 (100°C)	4,0	5,0	37,0	188,0	62,4/86,4	-	-	-	-	-

Все составы буровых растворов с добавлением комплексного реагента Polysil potassium имеют улучшенные гидрофобизирующие свойства, что проявляется в повышенных показателях ингибирующих и недиспергирующих свойств по отношению к керновому материалу.

При оценке недиспергирующих и ингибирующих свойств по твердости керна после воздействия буровых растворов отмечена эффективность применения комплексного реагента Polysil potassium в составе бурового раствора за счет внедрения в состав структуры горных пород (эффект микрокольматации).

Синергетический эффект исследуемых реагентов обусловлен сочетанием нескольких способов стабилизации глины в водной среде (ионное, неионное ингибирование, гидрофобизация, микрокольматация). Этот эффект сопоставим с действием РУО, что дополнительно подтверждает - именно действие дисперсионных сил и наличие углеводородных групп в составе соединений позволяет наиболее эффективно регулировать набухание глинистой породы в стволе скважины [138].

В соответствии с теоретическими положениями и принципами подбора реагентов были предложены рецептуры МБР, рекомендуемые для применения в сложных горно-геологических условиях. Рецептура МБР защищена патентом РФ №2755108.

3.8 Оптимизация составов модифицированного бурового раствора

Традиционные методы исследований буровых растворов связаны с экспериментами, которые требуют больших трудовых затрат, так как основаны на поочередном варьировании факторов в меняющихся условиях, когда остальные показатели сохраняются постоянными. Задачи поиска рационального сочетания реагентов решаются успешно методом планирования эксперимента.

Планирование эксперимента – это процедура выбора количества и условий проведения опытов, необходимых и достаточных для решения поставленной задачи с требуемой точностью [28, 57, 77, 119, 135].

Здесь существенно следующее:

- минимизация количество экспериментов;
- одновременное изменение всех переменных, определяющих процесс по специальным алгоритмам;
- использование математических уравнений, формализующих многие действия исследователя;
- составление четкого плана, позволяющего получать обоснованные результаты после каждой серии исследований.

Одним из главных факторов предотвращения осложнений и аварий при проводке скважины является корректный выбор состава и свойств применяемого бурового раствора.

По результатам предыдущих исследований эффективного недиспергирующего и ингибирующего раствора был выбран, как самый удачный, состав на основе реагента комплексного действия – Polysil potassium и стабилизатора буровых растворов карболигносульфоната пекового КЛСП. Применение Polysil potassium обусловлено высокими недиспергирующими и ингибирующими свойствами бурового раствора, КЛСП – ингибированием и стабилизацией раствора в условиях повышенных температур и минерализации, высокими адсорбционными показателями на границе раздела фаз.

В настоящей работе было проведено исследование и дана оценка применению композиции Polysil potassium и КЛСП в качестве добавок в буровой раствор. Выполнены лабораторные опыты с применением метода планирования экспериментов и регрессионного анализа, которые позволяют оценить влияние различных факторов на исследуемые параметры и оптимизировать в определенной степени соотношение ингредиентов в исследуемой дисперсионной среде.

При проведении анализа исследовалось влияние Polysil potassium, КЛСП и высокой температуры на свойства бурового раствора (трехфакторный эксперимент). Методикой проведения полнофакторного эксперимента (по Боксу-Уилсону) предусматривался план типа 2^k (где $K=3$ - число факторов, 2 - число уровней).

Методикой исследования было предусмотрено проведение экспериментов на основании матрицы планирования, для чего был приготовлен буровой раствор с целью определения следующих выходных параметров: условная вязкость, плотность, фильтрация, пластическая вязкость (ПВ), динамическое напряжение сдвига (ДНС), статическое напряжение сдвига ($CHC_{10сек/10мин}$), остаток на сите (M_k). Количество повторных опытов – не менее трех. Температурные условия были реализованы вальцовый роликовой печью OFITE с четырьмя ячейками старения, время термообработки составило 6 часов, варьирование температур от 25 до 160 °С. Данные по выбранным варьируемым факторам представлены в Таблице 15.

Обработку результатов тестов проводили по критериям:

- проверка однородности дисперсий полученных дублирующих измерений;
- расчет коэффициентов уравнений регрессии и их неточности;
- проверка правильности выбранной модели;
- реализация анализа уравнения регрессии, конкретизация концентраций компонентов при определенных температурах.

Таблица 15 – Уровни и величины вариаций факторов

Уровни варьируемых факторов	Кодовое обозначение	Polysil potassium, %	КЛСП, %	T, °C
		x_1	x_2	x_3
Основной уровень	0	2,875	2,75	92,5
Интервал варьирования	Δx_i	2,125	2,25	67,5
Верхний уровень	+1	5	5	160
Нижний уровень	-1	0,75	0,5	25

Основными параметрами оптимизации состава бурового раствора были выбраны показатель диспергирующих свойств, который определяется через восстановление массы образца керна после горячей прокатки (10 часов при температуре 160 °С) в среде бурового раствора, а также показатели фильтрации и пластической вязкости. Данные варьирования концентраций анализируемых реагентов при различных температурных условиях представлены в Таблице 16.

Таблица 16 – Состав и параметры буровых растворов с различными концентрациями реагентов и температурным воздействием

№ п/п	Состав раствора	ρ , г/см ³	УВ ср, с	$\Phi_{0,7Mпа}$, ср. см ³ /30мин	ПВср, сПз	ДНСр, дПа	СНС _{10екс} ср, дПа	СНС _{10мин} ср, дПа	Остаток на сите ср, %
1	БР: Вода + 5 % КСl + 0,1 % ПАЦ-Н + 0,1 % ПАЦ-В + 0,1 % биополимер + 2% МК-50	1,04	23,33	14,0	8,00	24,2	9,60	14,40	30,0
2	БР по п.№ 1 + 0,75 % Polysil potassium + 0,5 % КЛСП (25 °С)	1,05	23,33	10,1	8,12	38,4	9,61	14,43	47,4
3	БР + 0,75 % Polysil potassium + 0,5 % КЛСП (160 °С)	1,05	20,00	12,0	5,33	28,8	4,83	4,85	38,6
4	БР + 5 % Polysil potassium + 5 % КЛСП (25 °С)	1,03	240,66	4,0	42,30	268,8	62,40	76,80	97,0
5	БР + 5 % Polysil potassium + 5 % КЛСП (160 °С)	1,03	210,33	4,0	39,33	264,1	72,00	100,8	96,2
6	БР + 5 % Polysil potassium + 0,5 % КЛСП (25 °С)	1,05	49,66	6,6	20,00	139,2	38,40	38,40	97,0
7	БР + 5% Polysil potassium + 0,5 % КЛСП (160 °С)	1,05	150,12	10,1	35,00	192,0	67,20	81,60	51,0
8	БР + 0,75 % Polysil potassium + 5 % КЛСП (25 °С)	1,01	73,66	4,2	24,00	153,6	33,60	43,20	48,2
9	БР + 0,75 % Polysil potassium + 5 % КЛСП (160 °С)	1,05	117,33	4,0	37,00	168,0	38,40	43,20	49,1

Обработка результатов экспериментов с помощью программы Maple позволила получить уравнения регрессии для показателей:

– фильтрации при 0,7 МПа:

$$\Phi_{0,7\text{МПа}} = 6,9 - 0,66 \times x_1 - 2,86 \times x_2 + 0,65 \times x_3 + 0,63 \times x_1 \times x_3 - \\ - 0,69 \times x_2 \times x_3, \quad (3.1)$$

– недиспергирующих свойств по эрозии глинистого кернового материала ситовым методом (M_k):

$$M_k = 65,6 + 19,5 \times x_1 + 7,27 \times x_2 - 6,69 \times x_3 + 4,24 \times x_1 \cdot x_2 - 4,79 \times x_1 \times x_3 + \\ + 6,9 \times x_3 \times x_2 + 4,47 \times x_1 \times x_2 \times x_3, \quad (3.2)$$

– пластической вязкости (ПВ):

$$\text{ПВ} = 26,36 + 7,76 \times x_1 + 9,03 \times x_2 + 2,81 \times x_3 - 2,8 \times x_1 \times x_2 - \\ - 4,07 \times x_1 \times x_2 \times x_3, \quad (3.3)$$

– динамического напряжения сдвига (ДНС):

$$\text{ДНС} = 176,85 + 50,13 \times x_1 + 66,13 \times x_2 - 13,26 \times x_3 - 26,24 \times x_1 \times x_2 + \\ + 14,35 \times x_1 \times x_3 - 13,13 \times x_3 \times x_2 + 9,73 \times x_1 \times x_2 \times x_3, \quad (3.4)$$

где x_i – кодированные значения факторов;

x_1 – концентрация Polysil potassium;

x_2 – концентрация КЛСП;

x_3 – температура.

В полученных уравнениях все коэффициенты статистически значимы, выбранные модели являются адекватными (по критерию Фишера).

Анализ результатов предполагает интерпретацию полученной модели. Модель может быть интерпретирована, когда она представлена в кодированных переменных. В этом случае масштаб факторов не влияет на переменные, а величина коэффициентов может использоваться для оценки степени влияния того или иного условия.

Коэффициенты при независимых переменных указывают на силу влияния факторов. Чем больше абсолютное значение коэффициента, тем сильнее влияет он на выходной параметр. Знак указывает на направление влияния. Знак плюс означает, что с увеличением значения фактора выходной параметр также увеличивается и наоборот.

Переходя от кодированных переменных к натуральным соответствующие значения переменных подставим в формулу (3.1):

$$x_1 = \frac{X_1 - 2,875}{2,125}, \quad (3.5)$$

$$x_2 = \frac{X_2 - 2,75}{2,25}, \quad (3.6)$$

$$x_3 = \frac{X_3 - 92,5}{67,5}, \quad (3.7)$$

где X_1 – концентрация Polysil potassium, кг/м³;

X_2 – концентрация КЛСП, кг/м³;

X_3 – температура, °С уже в действительных переменных.

После упрощения выражение, характеризующее фильтрацию при давлении 0,7 МПа, примет вид:

$$\Phi_{0,7\text{МПа}} = 10,15 - 0,62 \times X_1 - 1,23 \times X_2 + 0,022 \times X_3 + 0,13 \times X_1 \times X_2 - 0,0045 \times X_2 \times X_3. \quad (3.8)$$

Подобно уравнению для фильтрации были выведены уравнения для массы зерна, ДНС и пластической вязкости:

$$\begin{aligned} M_k = & 59,32 + 6,3 \times X_1 - 7,2 \times X_2 - 0,24 \times X_3 + 2,16 \times X_1 X_2 + 0,005 \times \\ & \times X_1 \times X_3 + 0,008 \times X_2 \times X_3 - 0,014 \times X_1 \times X_2 \times X_3, \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} \text{ДНС} = & -14,54 + 37,09 \times X_1 + 61,18 \times X_2 + 0,016 \times X_3 - 8,27 \times X_1 \times X_2 + \\ & 0,0173 \times X_1 \times X_3 - 0,17 \times X_2 \times X_3 + 0,03 \times X_1 \times X_2 \times X_3, \end{aligned} \quad (3.10)$$

$$\begin{aligned} \text{ПВ} = & 5,56 + 2,05 \times X_1 + 2,34 \times X_2 - 0,058 \times X_3 + 0,58 \times X_1 \times X_2 - \\ & - 0,013 \times X_1 \times X_2 \times X_3 + 0,035 \times X_1 \times X_3 + 0,036 \times X_2 \times X_3. \end{aligned} \quad (3.11)$$

С целью оценки влияния комбинации Polysil potassium и КЛСП на параметры бурового раствора, на рисунках представлены графические зависимости (Рисунки 16-24) при концентрациях комплексного реагента Polysil potassium (1–5) % и реагента-стабилизатора КЛСП (1–5) % в интервале рассматриваемых температурных условиях в диапазоне от 50 до 160 °С.

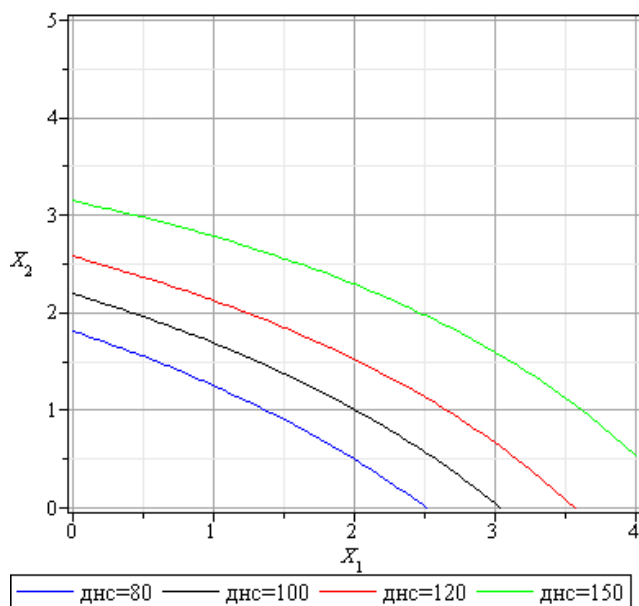


Рисунок 16 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель ДНС (дПа) при температуре 50 °С

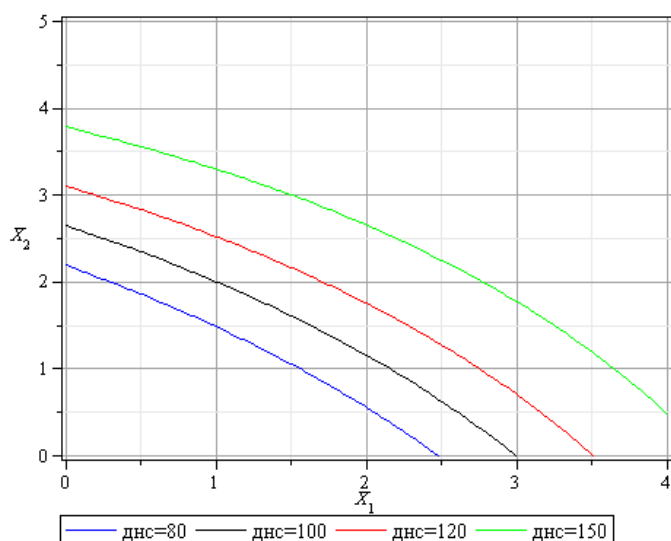


Рисунок 17 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель ДНС (дПа) при температуре 100 °С

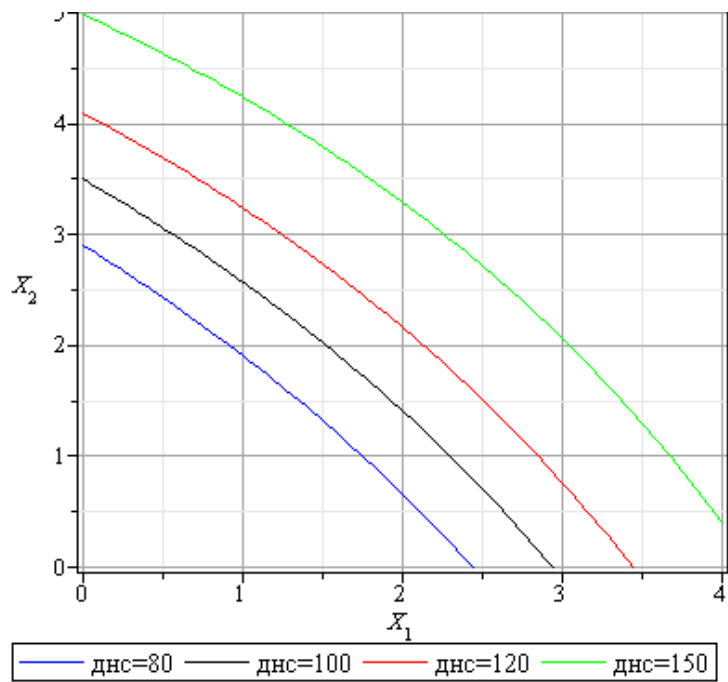


Рисунок 18 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель ДНС (дПа) при температуре 160 °С

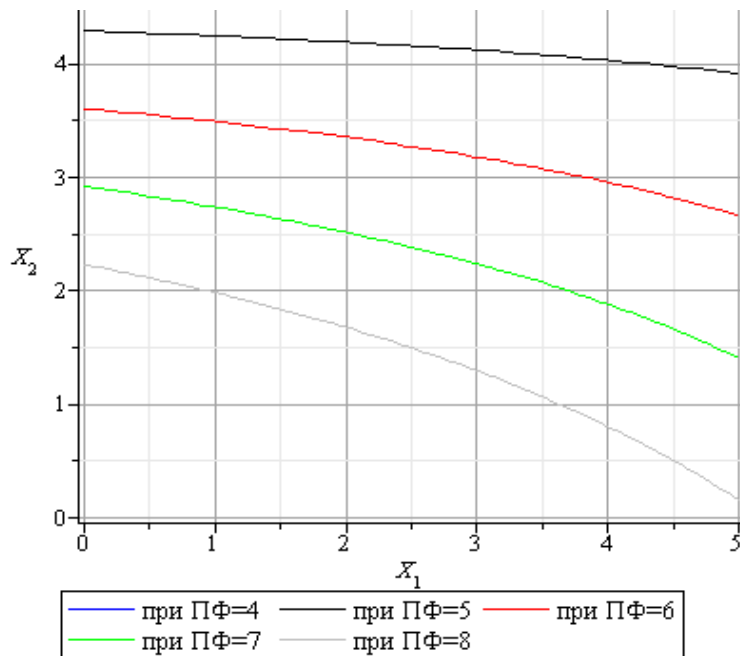


Рисунок 19 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель фильтрации ПФ (см³/30 мин) при 0,7 МПа при температуре 50 °С

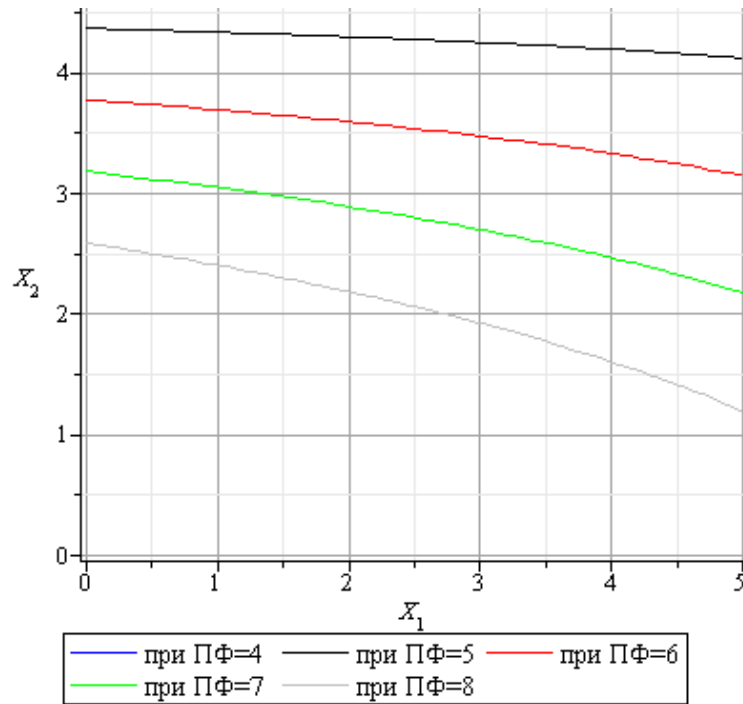


Рисунок 20 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель фильтрации ПФ ($\text{см}^3/30$ мин) при 0,7 МПа при температуре 100 °С

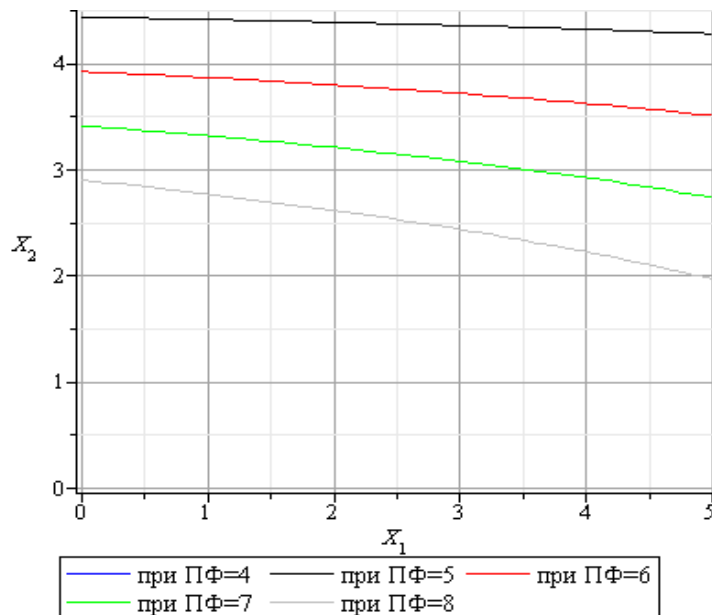


Рисунок 21 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель фильтрации ПФ ($\text{см}^3/30$ мин) при 0,7 МПа при температуре 160 °С

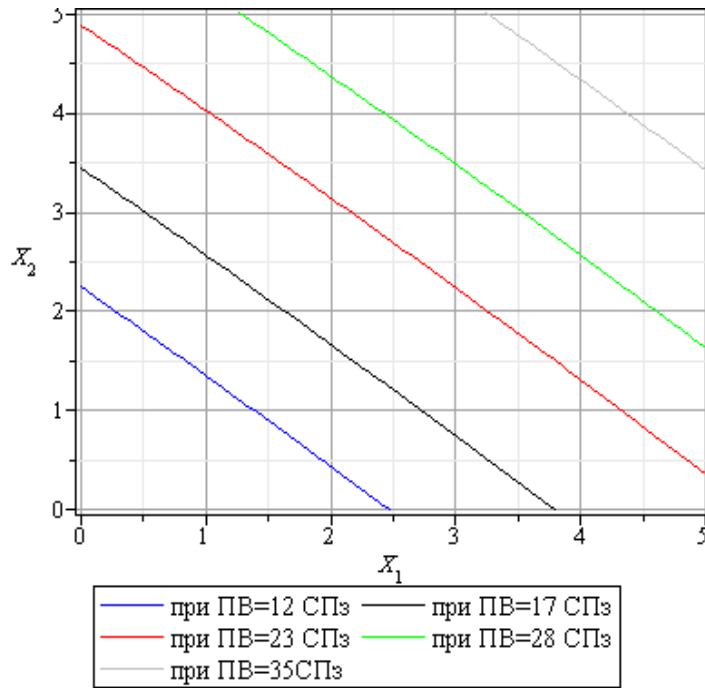


Рисунок 22 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель пластической вязкости ПВ (сПз) при температуре 50 °С

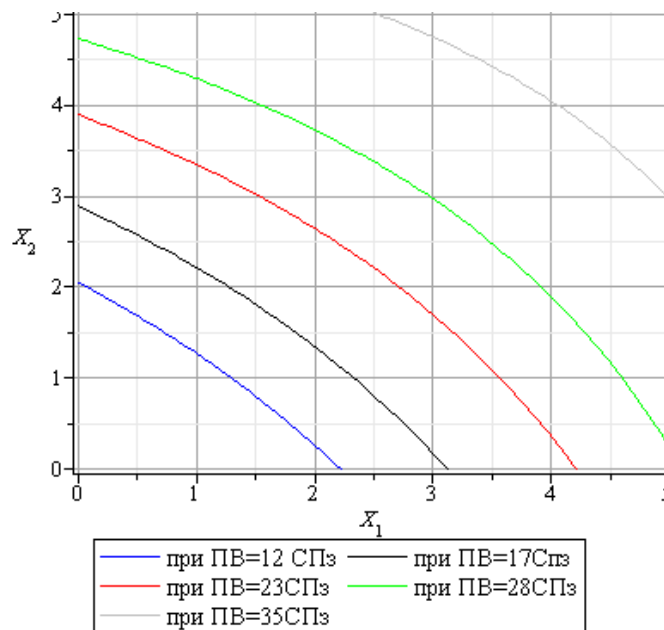


Рисунок 23 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель пластической вязкости ПВ (сПз) при температуре 100 °С

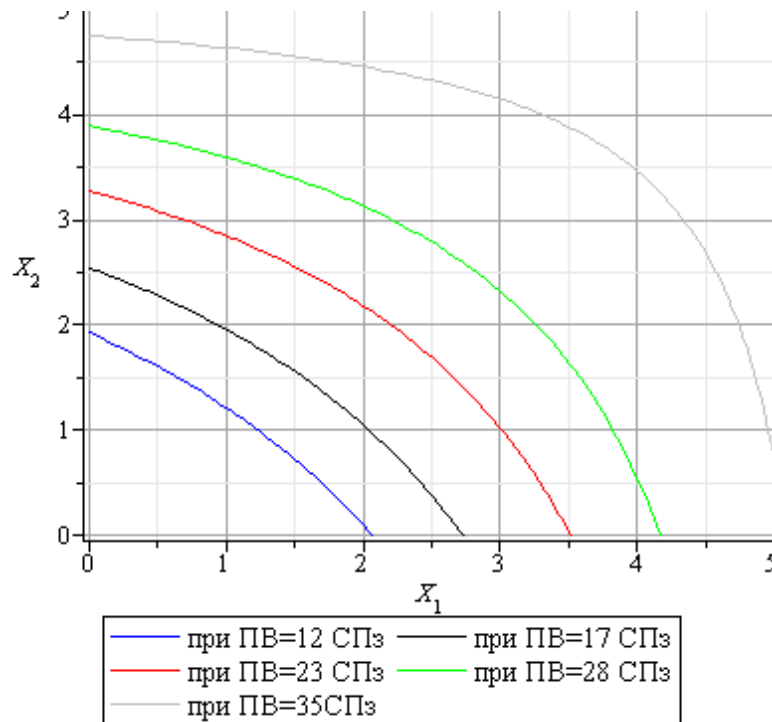


Рисунок 24 – Влияние концентраций реагентов Polysil potassium (X_1) и КЛСП (X_2) на показатель пластической вязкости ПВ (сПз) при температуре 160 °С

Исходя из полученных зависимостей (Рисунки 16-24) было установлено оптимальное сочетание основных компонентов ингибирующего бурового раствора, включающего комплексный реагент Polysil potassium в концентрации 1-2,5 %, КЛСП – 1,0-3,0 % для условий месторождений регионов Западной Сибири.

3.9 Проведение ИК-спектроскопии комплексного реагента

Согласно интерпретации ИК-спектроскопических исследований по [122], определено наличие силановых ($-\text{SiH}^{3+}$) ($945-910 \text{ см}^{-1}$), силоксановых (Si-O-Si) ($1100-1000 \text{ см}^{-1}$) структурных элементов в комплексном реагенте (Рисунок 25), что важно для кольматации порового пространства породы при создании новых

материалов в виде геля кремниевой кислоты, как основной армирующей субстанции.

Так же установлены связи Si^{4+} с радикалом фенильной группы $-\text{C}_6\text{H}_5$ ($-\text{SiC}_6\text{H}_5)^{3+}$ ($\sim 1430, 1125-1000 \text{ см}^{-1}$). Данные сочетания являются комплексообразующими за счет образования координационных связей.

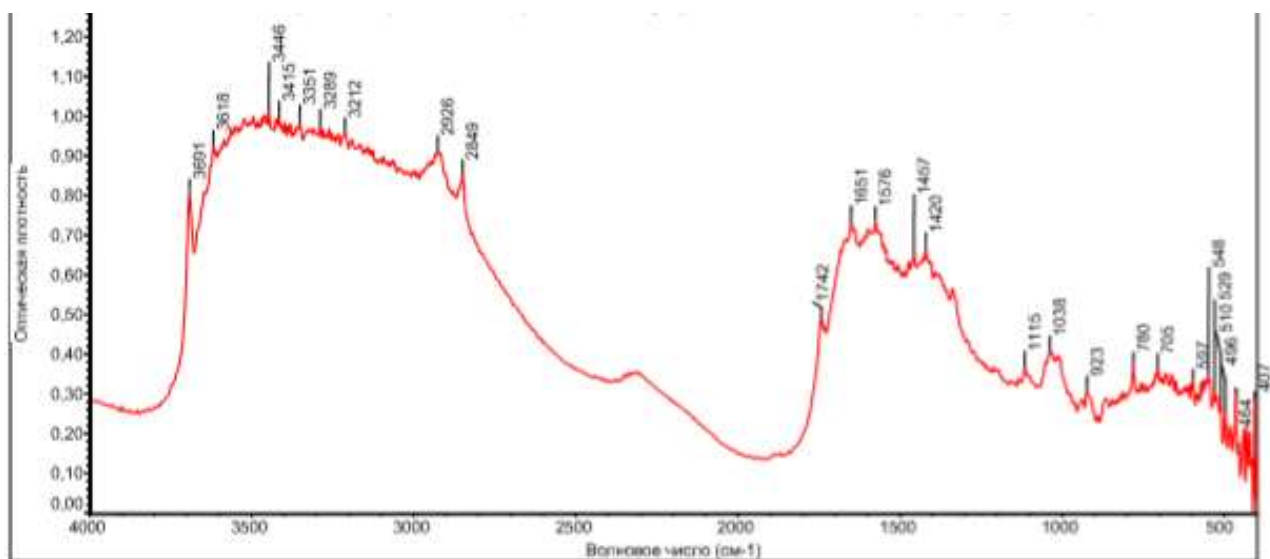


Рисунок 25 – ИК-спектр комплексного реагента Polysil potassium

Использование силикатных растворов обычно связано реагированием силикатов с поливалентными ионами, присутствующими в поровой жидкости и горной породе, с образованием солей кремниевой кислоты в виде гелеобразного осадка, которые оказывают связующее действие на частицы и закупоривающее на поры и микротрещины. Реакция происходит при понижении водородного показателя pH системы от щелочной среды до нейтральной и/или слабокислой. Сцепляющие свойства силикатов сопровождаются химическими и физическим процессами, возникающими во время подкисления их растворов и основаны на свойствах силановых групп (присутствующих на частицах $-\text{SiH}^{3+}$) образовывать химические соединения с неорганическим наполнителем и органической матрицей, за счет чего структура становится более прочной [73, 74].

По результатам ИК-исследований нами было подтверждено содержание в составе Polysil potassium силикатов, полимеров и углеводородных соединений.

Каждая компонента выполняет определенную функцию:

– силикат калия – подавляет гидратацию и набухание глин, оказывает крепящее действие на глинистые породы;

– полимеры – снижают показатель фильтрации, уменьшают глубину проникновения фильтрата бурового раствора в микротрещиноватые глинистые породы за счет увеличения его вязкости, инкапсулирует выбуренную породу;

– модифицированный битум и твердые углеводороды блокируют микротрещины в глинистых породах на стенках скважины, предотвращают осыпи и обвалы, а также гидратацию глин [3].

Ассоциаты полимера, силиката и гидрофобизатора инкапсулируют глинистый материал и уменьшают радиус проникновения водной составляющей бурового раствора в межпакетное пространство глинистых минералов за счет высокой проникающей и обменной способности катионов калия, возможного сближения слоев и пакетов, что резко увеличивает энергию притяжения между ними. Эрозионное воздействие на стенки скважины минимизируется вследствие повышения вязкости дисперсионной среды разработанного МБР. 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.

3.10 Технология применения модифицированного бурового раствора на минерализованной основе

Способ применения предлагаемого МБР на минерализованной основе заключается в следующем. Бурение скважины в интервале из-под кондуктора и

до проектного забоя производится с применением одного типа бурового раствора, меняется лишь порядок ввода реагентов. При приготовлении бурового раствора для начала бурения интервала, сложенного активными глинами, ввод в буровой раствор реагента хлорида калия производят без введения в раствор Polysil potassium, что наряду с ингибированием увлажнения глин, и стабилизирует реологические и структурно-механические свойства бурового раствора.

При дальнейшем углублении скважины в разрезе, сложенным преимущественно аргиллитами, ввод комплексного реагента Polysil potassium осуществляется уже в минерализованный буровой раствор, содержащий хлорид калия, что повышает эффективность ингибирования гидратации аргиллитов, включается механизм блокировки за счет кольматации пластичными материалами.

В Таблице 17 приведены результаты опытов по набуханию пород в водных растворах различных реагентов. Нумерацией определена очерёдность ввода химреагентов.

Таблица 17 – Результаты исследований набухания на керне глинисто-аргиллитовых пород в водных растворах реагентов

№ п/п	Состав, % масс. и порядок приготовления	Величина набухания через 24 ч (среднее значение), %
1	1) Вода 2) 2 % KCl	24,6
2	1) Вода 2) 2 % Polysil potassium 3) 2 % Хлорид калия	17,4
3	1) Вода 2) 2 % KCl 3) 2 % Polysil potassium	14,0

Таким образом, технический результат, достигаемый предлагаемой технологией заключается в эффекте от применения одного реагента

комплексного действия Polysil potassium при бурении ствола скважины в разных горно-геологических условиях: в интервалах сложенных активными монтмориллонитовыми глинами – в качестве ингибитора увлажнения глин для предотвращения набухания, снижения наработки коллоидной активной фазы в растворе и стабилизации структурно-механических свойств бурового раствора; при бурении интервалов аргиллитов – для предотвращения разупрочнения пород за счет механизма коагуляции микротрещин и микропор, а так же крепящего действия.

С целью стабилизации неустойчивых терригенных отложений («шоколадные» глины) в термобарических условиях в буровой раствор, модифицированный Polysil potassium, дополнительно вводится реагент карболигносульфонат пековый (КЛСП). Данная система уменьшает фильтрацию и стабилизирует образцы глинистого керна в термобарических условиях.

Стоит отметить, что «шоколадные» глины по данным РФА на 72 % состоят из глинистых минералов: в большей части из каолинита – 35 % и хлорита – 31 %, и гидрослюды – 6 % (Таблица 18). В связи с этим дополнительное ингибирование и стабилизация бурового раствора обеспечивается введением в рецептуру МБР карболигносульфоната пекового.

Далее приведены данные по испытаниям и внедрению указанных рецептов на месторождениях Западной Сибири.

Таблица 18 – Результаты рентгенофазового анализа образца «шоколадных» глин

Лабораторный номер образца	Содержание, %									
	Кварц	КПШ	Пл	Кальцит	Доломит	Сидерит	Пирит	Каолинит	Хлорит	ГС
1	17	5	4	0	0	0	2	35	31	6

Примечания: КПШ – калиево-натриевые полевые шпаты, Пл – плагиоклазы, ГС – гидрослюды

В Таблице 19 приведены рецепты МБР, разработанные для применения в сложных горно-геологических условиях. Рецепт МБР защищен патентом РФ №2755108.

Таблица 19 – 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	Пеногаситель	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-cide	Предотвращает бактериальное разложение органических компонентов (биополимера)	0,05-5,00	0,05-5,00	0,05-5,00

3.11 Повторное применение отработанной системы модифицированного бурового раствора с целью снижения отходов бурения

Для оценки возможности повторного использования буровых промывочных растворов на водной основе были проведены исследования ингибирующего бурового раствора, отобранного после бурения скважины, на предмет сохранения стабильности фильтрационных и реологических и структурно-механических показателей во времени в лабораторных условиях.

Антимикробное влияние определяли по изменению структурно-механических и фильтрационных характеристик отработанной системы МБР в течение двух месяцев при комнатной температуре (21-26 °С) с определенной периодичностью замеров. В качестве критериев согласно п 2.9 настоящего диссертационного исследования были выбраны водородный показатель рН, фильтрация, структурно-механические показатели, МВТ, плотность. Концентрация бактерицида SB-side составила 0,5 % от объема раствора. Испытания ферментативной устойчивости ингибирующего бурового раствора на минерализованной основе для повторного использования были проведены на отобранной пробе с Тевлинско-Русскинского месторождения куста № 59Б, при забое 2812 м. Результаты исследований представлены в Таблице 20 и Рисунке 26.



Рисунок 26 – Разложение модифицированного бурового раствора на минерализованной основе на фазы без добавления бактерицида через 20 суток нахождения в состоянии покоя

С добавлением бактерицида (концентрация 0,5 %) в анализируемый ингибирующий буровой раствор, он сохраняет стабильность в течение месяца по всем показателям (Рисунок 26, справа). При снижении водородного показателя буровой раствор рекомендовано обработать каустической содой [133].

Таблица 20 – Технологические параметры отработанного модифицированного бурового раствора на минерализованной основе

Время хранения, сут	Добавка бактерицида, %	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	Φ _{0,7} МПа, см ³ /30мин	ПВ, мПа×с	ДНС, дПа	СНС _{10сек} , дПа	СНС _{10ми} , дПа	рН
0	0	1120	35,0	6,0	15,6	73,4	17,8	46,6	10,0
	0,1	1120	35,0	6,0	15,6	73,4	17,8	46,6	10,0
	0,2	1120	35,0	6,0	15,6	73,4	17,8	46,6	10,0
	0,3	1120	35,0	6,0	15,6	73,4	17,8	46,6	10,0
	0,4	1120	35,0	6,0	15,4	73,4	17,8	45,3	10,0
	0,5	1120	35,0	6,0	15,5	73,4	17,8	46,6	9,8
	0,6	1120	35,0	6,0	15,6	73,4	17,8	46,6	9,8
10	0	1120	34,0	9,6	14,7	67,2	13,9	34,6	10,0
	0,1	1120	34,0	9,0	14,9	68,2	14,0	34,9	10,0
	0,2	1120	34,0	8,5	14,7	68,9	14,9	36,8	10,0
	0,3	1120	34,0	8,4	14,9	69,1	15,2	36,8	9,8
	0,4	1120	34,5	7,2	14,9	69,1	15,8	38,4	9,8
	0,5	1120	35,0	6,0	15,5	69,1	16,3	39,8	9,8
	0,6	1120	35,0	6,0	15,6	69,1	16,3	39,8	9,8
20 ¹⁾	0	1100	16,0	10,2	7,7	4,3	3,4	6,8	9,1
	0,1	1100	16,0	10,0	7,8	6,9	3,7	16,8	9,1
	0,2	1100	18,0	9,5	9,6	10,2	3,7	16,0	9,3
	0,3	1110	30,0	8,2	10,6	59,9	6,5	16,3	9,3
	0,4	1120	31,0	8,0	10,6	67,6	7,0	20,4	9,5
	0,5	1120	33,0	7,0	14,7	70,6	11,0	32,2	10,0
	0,6	1120	33,0	7,1	14,5	69,5	11,0	32,2	10,0
30 ²⁾	0	1100	15,0	14,8	7,4	0,0	1,4	8,5	8,0
	0,1	1100	16,0	14,0	9,3	10,2	1,9	12,4	8,2
	0,2	1100	21,0	12,5	10,6	12,3	2,2	14,1	8,5
	0,3	1120	28,0	10,0	12,6	15,6	8,6	15,6	8,5
	0,4	1120	30,0	7,8	12,4	39,6	10,5	20,4	8,9
	0,5	1120	32,0	7,4	14,8	67,7	14,9	29,8	9,9
	0,6	1120	32,0	7,4	14,8	67,7	14,9	29,8	9,8

Примечания: ¹⁾ - наблюдается разложение модифицированного бурового раствора на минерализованной основе без добавления бактерицида; ²⁾ - наблюдается вспенивание модифицированного бурового раствора на минерализованной основе без добавления бактерицида.

Графически изменение технологических свойств отработанной системы бурового раствора представлено на Рисунках 27-31.

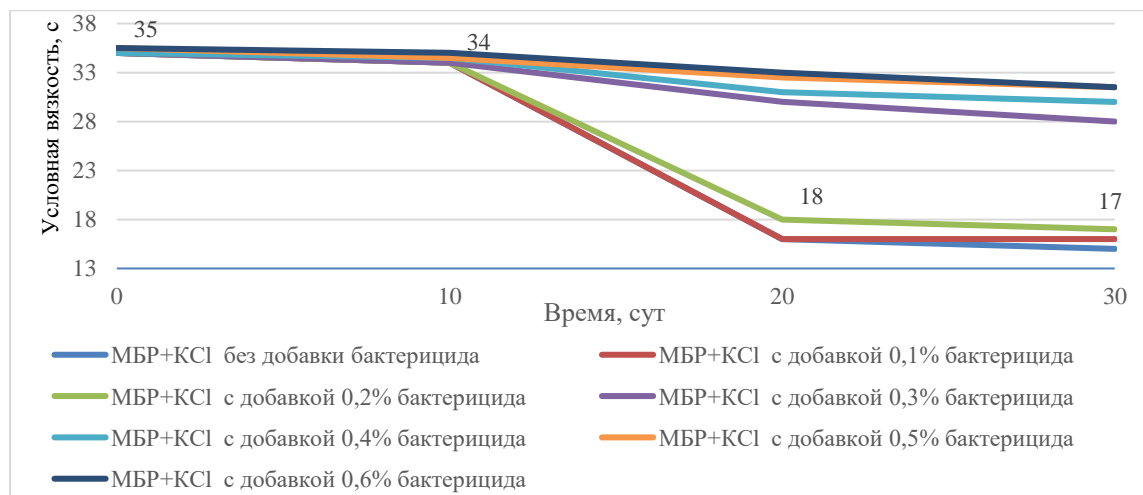


Рисунок 27 – График изменения показателя условной вязкости во времени в зависимости от концентрации бактерицида

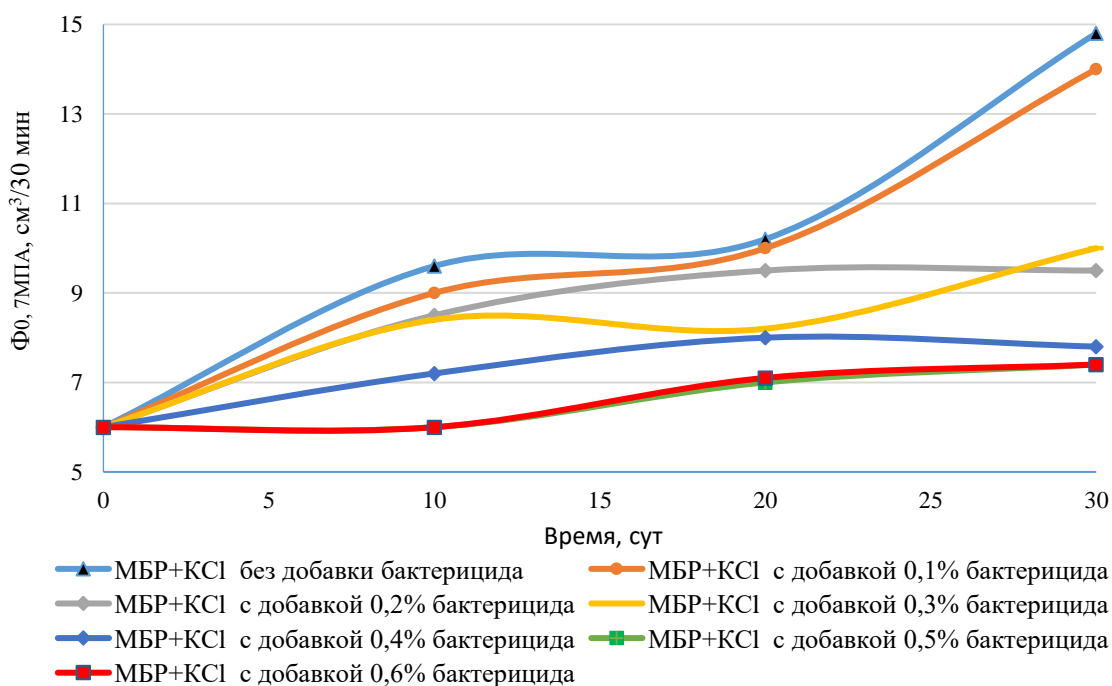


Рисунок 28 – График изменения показателя фильтрации при 0,7 МПа во времени в зависимости от концентрации бактерицида

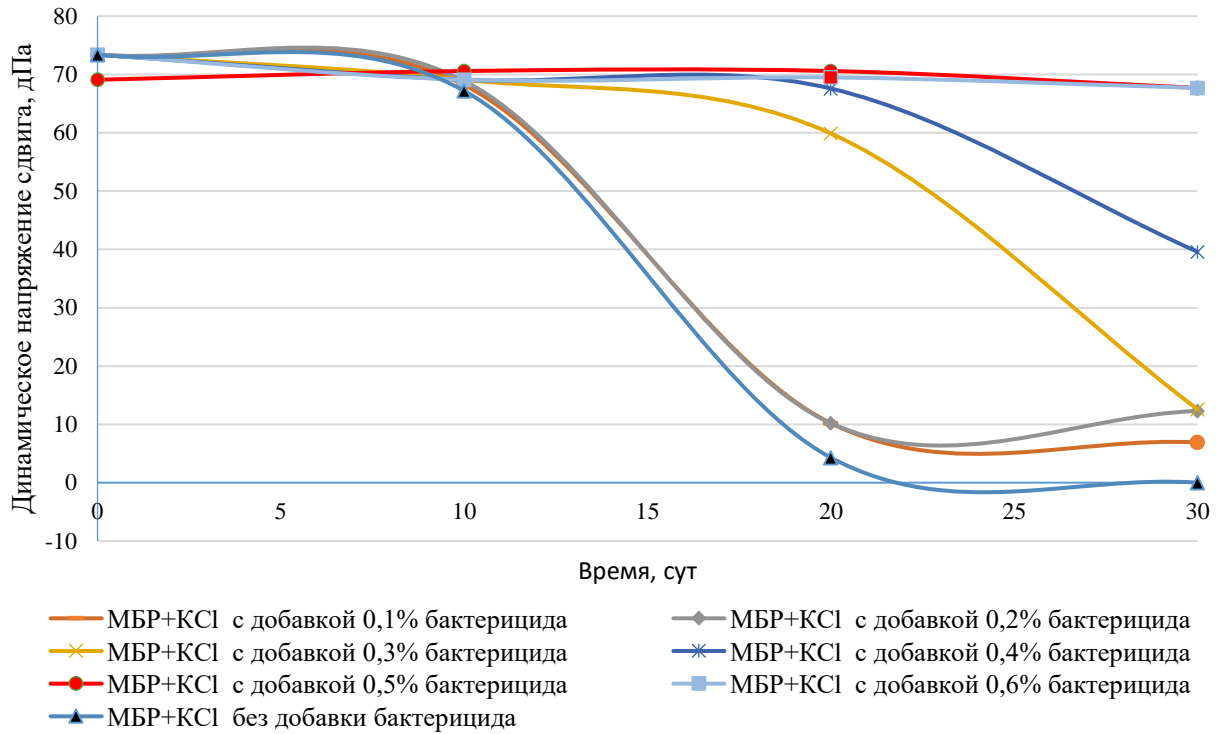


Рисунок 29 – График изменения показателя динамического напряжения сдвига (ДНС) во времени в зависимости от концентрации бактерицида

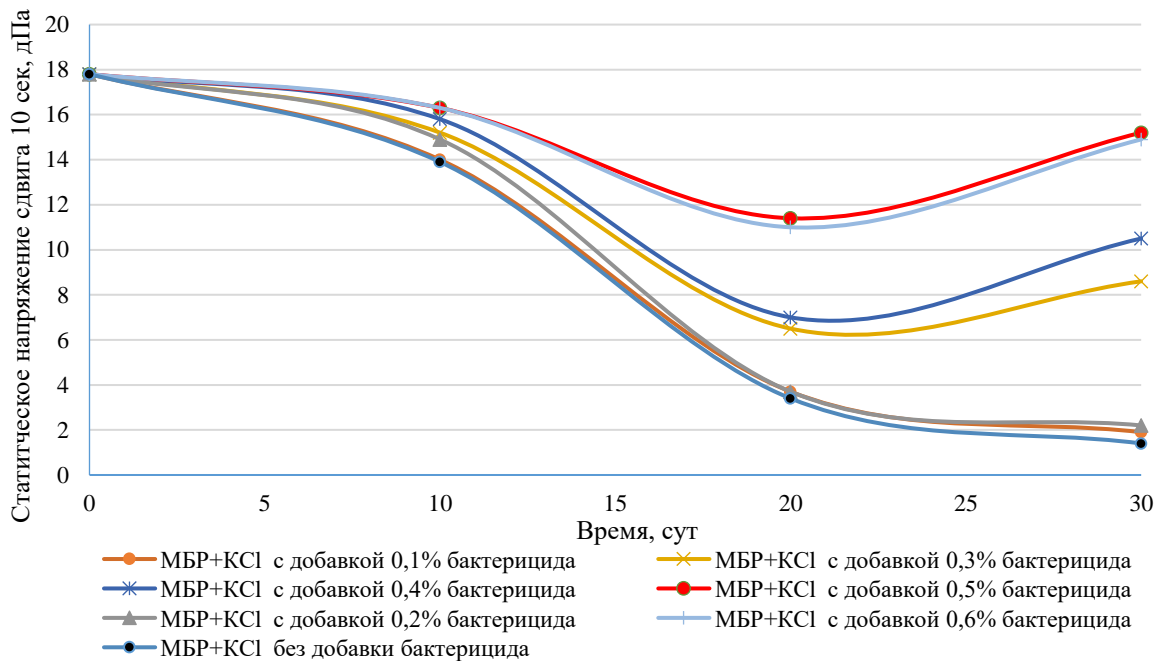


Рисунок 30 – График изменения показателя статического напряжения сдвига за 10 сек ($СНС_{10сек}$) во времени в зависимости от концентрации бактерицида

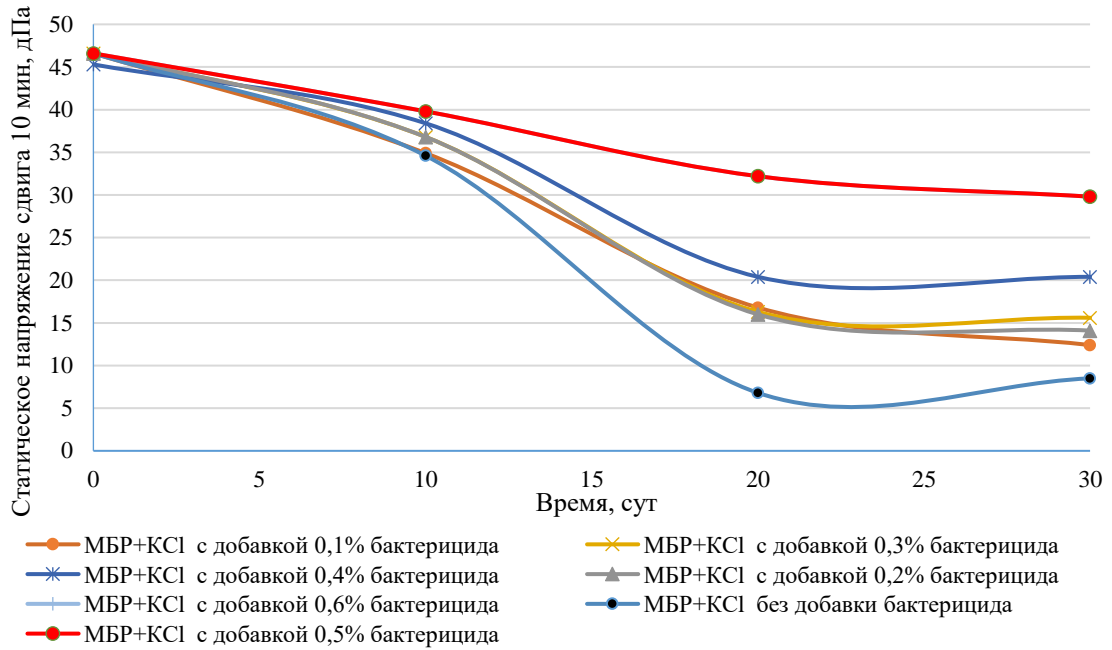


Рисунок 31 – График изменения показателя статического напряжения сдвига за 10 мин ($СНС_{10мин}$) во времени в зависимости от концентрации бактерицида

Из результатов исследования биодеструкции (время наблюдения 30 дней) модифицированного бурового раствора, следует, что добавление бактерицида SB-side в концентрации 0,5% оказывает биоцидное действие (Рисунки 27-31). Следовательно, существует возможность применения отработанного бурового раствора при бурении скважин после соответствующей очистки и дообработки.

3.12 Восстановление свойств модифицированного бурового раствора после углекислотной агрессии

Помимо синергетического эффекта при сочетании химических реагентов возможны случаи антагонизма вследствие обработки известью с целью устранения углекислотной агрессии состава МБР, содержащего силикатную составляющую.

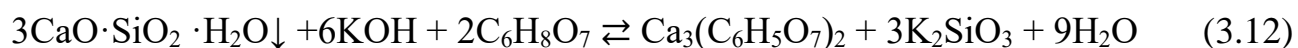
При нейтрализации карбонатного / бикарбонатного загрязнения известью было установлено, что введение щелочноземельных оснований ($Ca(OH)_2$)

приводит к увеличению структурно-механических показателей и тиксотропности бурового раствора (п. № 3 Таблицы 21). Обработка разжижителями: лимонная кислота, минеральная (соляная) кислота, реагенты фосфонового типа, снижает структурно-механические показатели. Но только обработка бурового раствора карбоновой (лимонной) кислотой оказывает максимальное ингибирующее влияние на опытные глинистые образцы за счет образующегося в результате реакции растворимого цитрата кальция в слабощелочной или нейтральной среде (п. №12 Таблицы 21). Данную оценку проводили по методу, описанному в пункте 2.5 диссертации. В качестве керн были использованы образцы глинистого порошка ПБМВ. Цитрат кальция является стабилизатором и консервантом во многих сферах применения.

В случае с МБР со скважины Имилорского месторождения отмечено наличие карбонатной / бикарбонатной агрессии, проявляющейся в увеличении P_f , M_f и соотношения P_f к M_f , падении водородного показателя pH.

Из Таблицы 21 видно, что решением устранения негативного процесса силикатирования и известкования, описанными в разделе 1.9, может стать обработка данной системы органической (лимонной) кислотой. Цитрат кальция, образующийся в ходе химической реакции в нейтральной [120] либо слабощелочной среде, не образует осадка гидросиликата кальция.

Реакция взаимодействия карбоновой (лимонной) кислоты и гидросиликата кальция с образованием цитрата кальция приведена ниже:



Образующийся цитрат кальция является смягчителем воды, стабилизатором глинистых пород и консервантом. При этом его ингибирующие свойства по изменению высоты образца керн обеспечиваются на высоком уровне (Таблица 21).

Таблица 21 – Результаты применения МБР на Имилорском месторождении

№ п/п	Состав раствора, %	УВ, с	$\Phi_{0,7\text{МПа, смЗ/30мин}}$	ПВ, мПа ^с	ДНС, дПа	СНС _{10сек/10мин} , дПа	Кэф. тиксотропности	рН	Рf/Mf	Изменение высоты образца керна (сред.) через 13 ч, мм
1	МБР+КС1	30	3,5	12	67,2	24,0/33,6	1,4	10,4	0,2/ 0,2	2,8
2	МБР+КС1 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 + Ca(OH) ₂ (0,3)	45	3,8	13	105,6	38,4/120	3,1	11,5	2,4/ 4,6	3,7
4	Состав по п. № 3 + SAPP (0,3)	40	4,5	13	139,2	48,0/67,2	1,4	11,7	1,8/ 4,5	3,5
5	Состав по п. № 3 + SAPP (1,0)	30	5,2	13	86,4	38,4/69,1	1,8	8,6	0,0/ 2,5	3,6
6	Состав по п. № 3 + НТФ (0,3)	54	5,0	13	62,4	52,8/206,4	3,9	11,9	-	-
7	Состав по п. № 3 + НС1 (0,1)	33	3,8	12	91,2	38,4/72,0	1,9	11,3	1,9/ 4,4	-
8	Состав по п. № 3 + НС1 (0,3)	30	4,6	12	91,2	33,6/57,6	1,7	10,3	1,3/ 3,8	3,7
9	Состав по п. № 3 + НС1 (1,0)	29	4,4	11	86,4	33,6/52,8	1,6	8,1	0,0/ 1,7	3,4
10	Состав по п. № 3 + С ₆ Н ₈ О ₇ (0,2)	30	4,4	14	86,4	38,4/91,2	2,4	11,0	1,9/ 4,0	3,4
11	Состав по п. № 3 + С ₆ Н ₈ О ₇ (0,3)	31	4,4	14	86,4	28,8/62,4	2,2	9,5	0,2/ 2,0	3,0
12	Состав по п. № 3 + С ₆ Н ₈ О ₇ (1,0)	30	4,2	11	100,8	33,6/62,4	1,8	7,6	0,0/ 1,3	2,7
13	Состав по п. № 3 + НС1 (0,3) + С ₆ Н ₈ О ₇ (0,2)	31	4,6	13	91,2	33,6/76,8	2,2	8,3	0,1/ 1,7	3,3

Примечания: Ca(OH)₂ – известь; SAPP (Sodium acid pyrophosphate) – пирофосфат натрия; НС1 – соляная кислота (10%); С₆Н₈О₇ – лимонная кислота

Данный эффект можно объяснить сжатием адсорбционных слоев по мере повышения ионной силы бурового раствора, затрудненностью адсорбции извести и силиката калия в связи с меньшей доступностью активных позиций, усилением структурообразования цитрата кальция и другими факторами.

Выводы к главе 3

1 Установлено, что существует возможность получения оптимального состава бурового раствора с комплексным реагентом Polysil potassium, который является эффективным ингибитором высококоллоидальных глинистых отложений и может быть рекомендован в состав буровых промывочных растворов.

2 При моделировании воздействия бурового раствора на керновую модель определен коэффициент восстановления проницаемости модели после влияния исследуемого бурового раствора при двух режимах депрессии (на 1,8 и 3,6 МПа). Определено, что максимальное значение коэффициента восстановления проницаемости после влияния на модель керна исследованного бурового раствора составляет 79 %. Данное значение соответствует критериям, установленным в [124] и может быть рекомендовано к применению для вскрытия продуктивных горизонтов низкопроницаемых коллекторов при строительстве скважин на месторождениях регионов Западной Сибири.

3 В результате проведения регрессионного анализа состава ингибирующего модифицированного бурового раствора было выявлено, что для поддержания необходимых технологических параметров бурового раствора в диапазоне температур от 25 до 160 °С, оптимальным является содержание ингибирующих компонентов в следующем соотношении: Polysil potassium 1,0-2,5 %, КЛСП 1,0-3,0 %. Установленные концентрации компонентов обладают низкими диспергирующими свойствами и удовлетворительными

фильтрационными и структурно-механическими характеристиками в условиях забойных температур до 100 °С.

4 Определена очередность ввода химреагентов с целью наибольшей эффективности применения модифицированного бурового раствора в зависимости от интервалов бурения скважин в Западной Сибири.

5 Найдено положительное решение исключения несовместимости обработок реагентами, содержащими силикаты и известь, за счет обработки бурового раствора карбоновой (лимонной) кислотой с целью нейтрализации углекислотной агрессии, заключающейся в предупреждении цитратом кальция – $\text{Ca}_3(\text{C}_6\text{H}_5\text{O}_7)_2$, появления нерастворимых соединений гидросиликатов.

ГЛАВА 4 ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ, ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ РАЗРАБОТОК

По результатам положительных лабораторных испытаний проведены промысловые исследования технологии составов ингибирующего модифицированного бурового раствора при строительстве скважин на месторождениях регионов Западной Сибири. Результаты опытно-промысловых испытаний и внедрения разработанных технологий представлены в нижеследующих разделах.

4.1 Применение модифицированного бурового раствора при строительстве наклонно-направленных скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

С целью обеспечения устойчивости ствола скважин и предотвращения осложнений и аварий в рамках ОПР были пробурены 4 скважины с применением ингибирующего МБР на пресной основе (Таблица 22).

Сравнение технологий строительства скважин проведено при следующих условиях:

- одинаковые горно-геологические условия и одинаковая проектная группа продуктивных пластов, одна буровая бригада, один буровой станок;
- на всех скважинах применились забойные двигатели с различной заходностью (конфигурацией ротор-статор) 5/6, 6/7 и 7/8;
- тип долота: для разрушения горных пород на скважинах использовались долота PDC диаметром 215,9 мм и 220,7 мм.

Таблица 22 – Общие сведения о скважинах при промысловых испытаниях модифицированного бурового раствора на Тевлинско-Русскинском месторождении

Наименование	Общая информация			
	12Б / 1	12Б / 2	12Б / 3	12Б / 4
Номер куста / скважины	12Б / 1	12Б / 2	12Б / 3	12Б / 4
Тип скважины по назначению	Добывающая	Добывающая	Нагнетательная	Добывающая
Тип скважины по профилю	Наклонно-направленная	Наклонно-направленная	Наклонно-направленная	Наклонно-направленная
Максимальный проектный зенитный угол, град	22,74	31,27	31,74	34,44
Глубина по стволу/по вертикали (проект), м	3119,00 / 2942,20	3292,11 / 2942,20	3294,99 / 2935,90	3385,00 / 2937,10
Проектный горизонт	ЮС 2	ЮС 2	ЮС 2	ЮС 2
Глубина кровли продуктивного пласта (проект) по стволу / по вертикали, м	3044,68 / 2868,45	3213,86 / 2872,45	3216,59 / 2865,45	3306,04 / 2860,45
Интервал бурения под эксплуатационную колонну (факт), м	492-3120	774-3301	765-3295	774-3385
Направление	50,0 / 54,0	50,0 / 53,0	50,0 / 56,7	50,0 / 56,0
Кондуктор	492,0 / 489,3	769,0 / 773,56	769,0 / 764,5	773 / 774
Эксплуатационная колонна	3114,0 / 3310,5	3287,0 / 3300	3295,0 / 3298,0	3385,0 / 3384,0
Тип бурового станка	БУ 5000/320 ЭК-БМЧ	БУ 5000/320 ЭК-БМЧ	БУ 5000/320 ЭК-БМЧ	БУ 5000/320 ЭК-БМЧ

На Рисунке 32 представлены данные о механических скоростях при бурении интервала под эксплуатационную колонну.

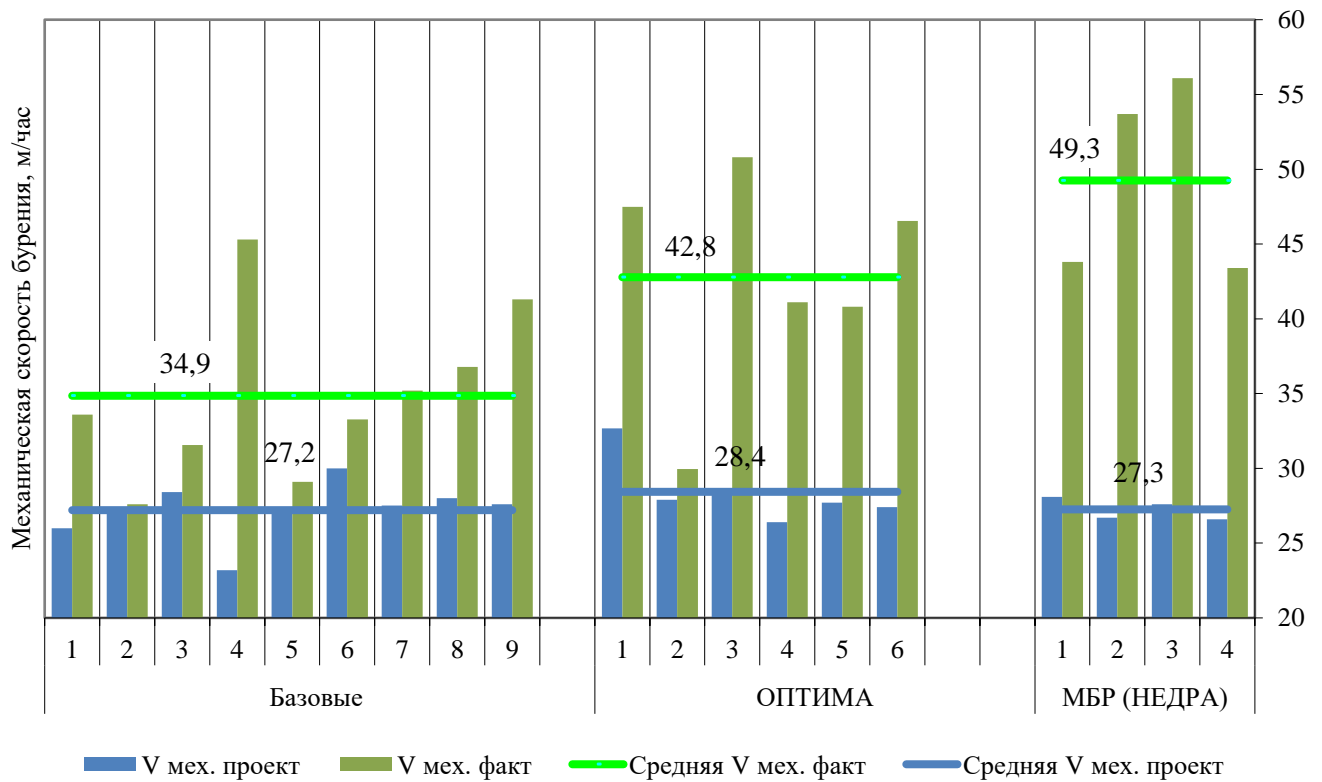


Рисунок 32 – Средние механические скорости при бурении под интервал эксплуатационной колонны на кусте № 12Б

Ранее улучшенной модификацией рецептуры ПГК, применяемой на месторождениях регионов Западной Сибири, являлась система бурового раствора ОПТИМА. В его состав были включены реагенты акрилового ряда: Reastab (полиакрилонитрил) и Reасар (полиакриламид). Система ОПТИМА применялась при бурении скважин с большим отходом от вертикали в некоторых регионах и позволяла решать проблемы, возникающие при строительстве скважин со значительным смещением от вертикали на месторождениях, но результаты были неоднозначными.

При сравнении средних механических скоростей бурения интервала эксплуатационной колонны в опытных скважинах на МБР (НЕДРА) эти

показатели на 13 % выше, чем у скважин, пробуренных на растворе ОПТИМА и на 29 % выше, чем у базовых скважин, пробуренных на этом же кусте до испытаний ОПТИМЫ. Значение проектной механической скорости достигнуто и в базовых, и в опытных скважинах.

Наибольшие механические скорости в интервале бурения под эксплуатационную колонну достигнуты при проведении ОПР на МБР на скважинах № 3 (56,1 м/ч) и № 2 (53,7 м/ч). В Таблице 23 приведены ТЭП сравниваемых скважин.

Таблица 23 – ТЭП строительства скважин

№ скв.	Глубина, м		Время строительства, сут.				Коммерческая скорость, м./ст.мес.		
	проект	Факт	проект	факт	произв.	НПВ	проект	факт	без НПВ
Базовые (ПГК)									
1	3065	3060	13,63	10,67	10,67	0,00	6746	8606	8604
2	3328	3330	14,12	15,04	14,33	0,71	7071	6641	6971
3	3118	3082	12,59	17,21	12,69	4,52	7430	5373	7286
4	2962	2970	13,52	10,17	9,00	1,17	6572	8764	9900
5	3161	3167	13,92	11,63	11,60	0,00	6813	8173	8191
6	3423	3418	13,98	13,92	13,34	0,57	7345	7368	7687
7	3270	3270	14,40	13,67	12,42	1,33	6813	7178	7899
8	3106	3107	12,39	10,63	10,50	0,13	7521	8773	8877
9	3248	3253	14,14	10,75	9,56	1,19	6891	9078	10208
среднее	3187	3184	13,63	12,63	11,57	1,07	7022	7772	8402
ОПТИМА									
1	3014	3014	12,45	12,88	10,61	2,27	7263	7023	8522
2	3168	3175	11,83	12,92	10,74	2,21	8034	7374	8869
3	3276	3280	12,94	9,92	9,54	0,38	7595	9919	10314
4	3112	3115	12,06	10,92	10,00	1,00	7741	8560	9345
5	2994	2995	11,37	10,04	9,12	0,89	7900	8948	9852
6	3078	3085	11,83	8,79	8,40	0,40	7806	10527	11018
среднее	3107	3111	12,08	10,91	9,74	1,19	7723	8725	9653
МБР (НЕДРА)									
1	3119	3120	13,17	9,17	8,54	0,63	7103	10211	10958
2	3292	3301	14,23	10,01	7,64	2,37	6942	9893	12965
3	3295	3295	13,98	11,54	10,81	0,73	7073	8565	9146
4	3380	3385	13,55	10,17	8,84	1,33	7485	9989	11488
среднее	3272	3275	13,73	10,22	8,96	1,26	7150	9664	11139

В скважинах, пробуренных на МБР (НЕДРА), фактические коммерческие скорости в среднем выше, чем в остальных сравниваемых скважинах (на 25 % по сравнению с базовым буровым раствором и на 13 % – с раствором ОПТИМА). В целом ускорение коммерческой скорости в опытных скважинах произошло из-за увеличения механической скорости, сокращения времени ожиданий (простоев), исключения шаблонировки ствола скважины.

Программой промысловых испытаний было предусмотрено исключение СПО воронки для проведения окончательного каротажа и шаблонировки открытого ствола перед спуском обсадной колонны. В 2 из 4 скважин произошел недоспуск связки геофизических приборов, вынужденно был произведен рейс на СПО воронки. Всего в рамках ОПР ингибирующего МБР (НЕДРА) без СПО воронки построены (в Таблице 23 выделено серым цветом) 2 из 4 скважин (50 %), причем в скважине № 1 зенитный угол составляет 37 градусов.

В опытных скважинах куста № 12Б качество крепления скважин в интервале продуктивного пласта (150 м от забоя) сопоставимо по наличию сплошного контакта с колонной, и на 6 % выше по наличию сплошного контакта с породой по сравнению с базовыми скважинами, и значительно выше, чем на применяемом при строительстве скважин растворе ОПТИМА (Таблица 24).

В рамках опытно-промысловых испытаний при применении ингибирующего бурового раствора получено сокращение продолжительности строительства скважин за счет более высокой механической скорости бурения, проведения ГИС без СПО «воронки», спуска эксплуатационной колонны без шаблонировки в среднем на 1,3 суток для наклонно-направленных скважин (ННС) и, соответственно, сокращение затрат, зависящих от времени [4, 108].

В целом, пробурено четыре ННС (с зенитным и углами менее 30 °), средний экономический эффект составил 170 тыс. рублей за скважину (Приложение Л).

Таблица 24 – Качество крепления скважин: базовых, пробуренных на растворах ОПТИМА и МБР на кусте № 12Б

№ п/п	№ скважины	Характер контактов по АКЦ, %						Эксцентриситет колонны
		с колонной			с породой			
		сплош.	частич.	отсут.	сплош.	частич.	неопред.	
Базовые (ПГК)								
1	1	86,3	13,7	0,0	70,1	16,1	13,8	0,13
2	2	33,5	66,5	0,0	33,5	0,0	66,5	0,36
3	3	97,9	2,1	0,0	70,0	27,9	2,1	0,22
4	4	76,4	23,6	0,0	55,6	20,8	23,6	0,15
5	5	97,3	2,7	0,0	79,3	18,0	2,7	0,16
6	6	97,7	2,3	0,0	89,5	8,2	2,3	0,18
7	7	62,5	37,5	0,0	45,1	17,5	37,4	0,21
8	8	11,1	88,9	0,0	2,0	9,1	88,9	н/д
9	9	96,8	3,2	0,0	91,6	5,2	3,2	0,13
10	10	89,7	10,3	0,0	75,6	14,1	10,3	0,18
11	11	35,3	61,1	3,6	25,9	9,4	64,7	н/д
12	12	98,8	1,2	0,0	62,4	36,4	1,2	0,30
13	13	84,0	16,0	0,0	69,5	14,5	16,0	0,11
14	14	66,7	33,3	0,0	62,8	3,9	33,3	0,24
15	15	88,9	11,1	0,0	57,7	31,2	11,1	н/д
16	16	94,3	5,7	0,0	77,5	16,8	5,7	0,20
	среднее по Базовым	76,1	23,7	0,2	60,5	15,6	23,9	0,20
ОПТИМА								
1	1	16,4	82,9	0,7	16,4	0,0	83,6	0,21
2	2	61,5	38,5	0,0	53,5	8,0	38,5	0,20
3	3	23,1	76,9	0,0	13,8	9,3	76,9	0,16
4	4	73,7	26,3	0,0	56,3	17,4	26,3	0,22
5	5	77,1	22,9	0,0	60,7	16,4	22,9	н/д
6	6	78,7	21,3	0,0	61,5	17,2	21,3	н/д
	среднее по ОПТИМА	55,1	44,8	0,1	43,7	11,4	44,9	0,20
МБР (НЕДРА)								
1	1	98,1	1,9	0,0	88,9	9,2	1,9	0,35
2	2	99,7	0,3	0,0	95,3	4,4	0,3	н/д
3	3	94,4	5,6	0,0	70,3	24,1	5,6	0,11
4	4	11,2	88,8	0,0	11,2	0,0	88,8	0,27
	среднее по МБР	75,9	24,1	0,0	66,4	9,4	24,1	0,20

4.2 Применение модифицированного бурового раствора при строительстве пологих скважин на месторождениях регионов Западной Сибири

В рамках опытно-промысловых испытаний были пробурены скважины с большим отходом от вертикали на ингибирующем МБР (НЕДРА) на пресной основе. Основные параметры и технико-экономические показатели скважин с большим отходом от вертикали и сравнение с базовыми скважинами представлены в Таблице 25.

Сравнение средних механических скоростей бурения по опытным и базовым скважинам представлено на Рисунке 33.

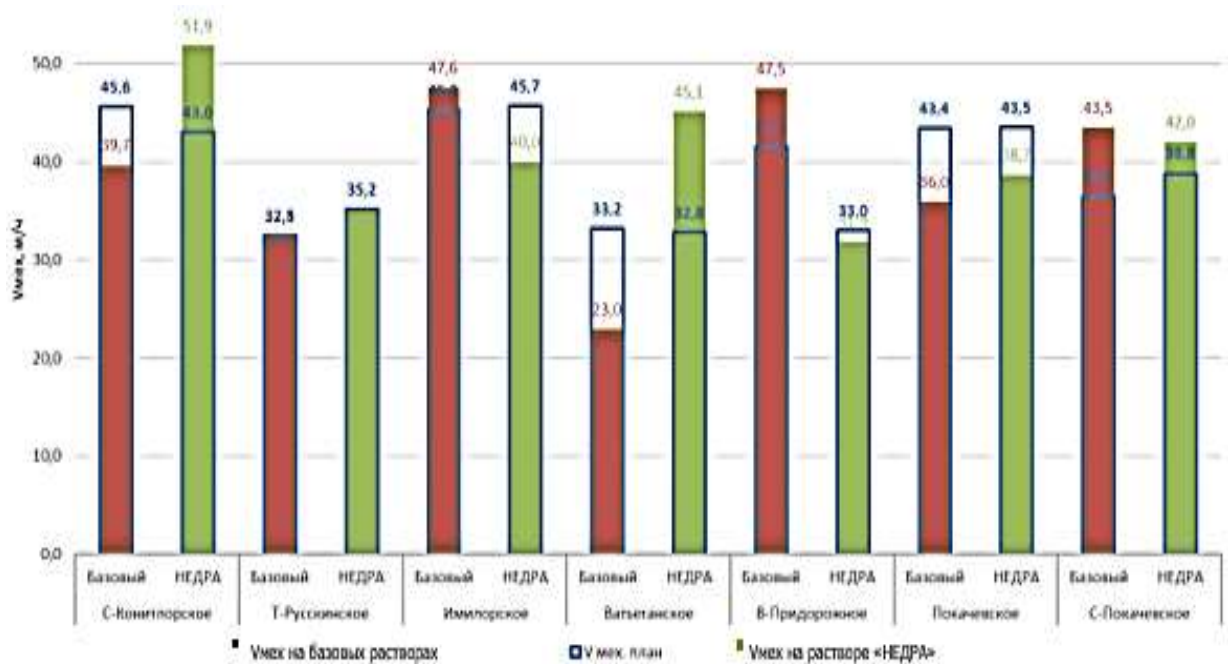


Рисунок 33 – Фактические и плановые механические скорости при бурении на базовом растворе и ингибирующем МБР (НЕДРА)

Согласно Рисунку 33, в среднем отмечено превышение механической скорости бурения в опытных скважинах над базовыми.

Таблица 25 – Техничко-экономические показатели строительства скважин с большим отходом от вертикали пробуренных на МБР в сравнение с базовыми скважинами

Месторождение	№ куста	№ скваж.	Смещение	Зенитный угол, град	Глубина скв. факт, м (забой)	Коммерческая скорость, м./ст.мес.		Коммерческая фактическая скорость (без НПВ), м./ст.мес	Мех. скорость, м/ч		НПВ	Примечания
						план	факт		план	факт		
Базовые С-Конитлорское												
С-Конитлорское	1	1	1988,00	43,00	3794	6197	5824,0	6438,0	46,5	33,8	1,7	-
С-Конитлорское	1	2	1608,00	37,60	3507	7358	6576,0	7140,0	43,3	44,0	43,2	-
МБР (НЕДРА) С-Конитлорское												
С-Конитлорское	1	1	1997,90	43,50	3738	7640	5504,0	5739,0	43,0	51,9	70,0	-
Базовые Т-Русскинское												
Т-Русскинское	1	1	1555,00	35,40	3472	8543	2747,0	6410,0	33,3	28,1	554,3	Поглощение бурового раствора. Перебур ствола скважины.
Т-Русскинское	2	1	1035,00	25,50	3125	6544	5829,0	7528,0	31,8	36,8	98,0	Прихват геофизического прибора
МБР (НЕДРА) Т-Русскинское												
Т-Русскинское	1	1	2131,52	43,70	3789	6053	5114,0	5191,0	35,2	46,5	63,3	Проработка при бурении кондуктора
Т-Русскинское	2	1	2039,00	43,00	3760	5960	6751,0	6906,0	37,7	38,0	9,0	-
Т-Русскинское	3	1	2139,63	43,70	3685	6578	5492,0	5492,0	32,5	36,2	87,5	-
Т-Русскинское	4	1	2150,70	52,90	3560	6166	5136,7	5436,3	38,5	41,2	27,5	-
Т-Русскинское	5	1	2103,06	39,80	3705	6324	5210,2	5574,9	35,5	39,5	33,5	-

продолжение Таблицы 25

Базовые Импорское												
Импорское	1	1	1174,00	41,80	3533	7140	6820,0	7216,0	45,3	42,0	17,9	Переподготовка ствола для ГИС
Импорское	2	1	1629,00	39,30	3471	6831	6339,0	8403,0	45,3	53,3	119,9	Потеря циркуляции, непроходимость прибора АГС, переподготовка ствола
МБР (НЕДРА) Импорское												
Импорское	1	1	1720,00	52,50	3502	6812	6760,0	6760,0	45,7	40,0	31,0	Геологическое осложнение, обработка БР
Базовые Ватьеганское												
Ватьеганское	1	1	1334,00	32,40	3290	5596	5252,0	5359,0	33,2	23,0	80,8	При поведении ГИС при спуске - посадки, при подъеме - затяжки
МБР (НЕДРА) Ватьеганское												
Ватьеганское	1	1	2132,00	41,08	3679	6442	6218,0	6218,0	32,8	45,1	0,0	-
Базовые В-Придорожное												
В-Придорожное	1	1	1784,00	41,00	3495	6215	4886,0	5210,0	41,7	39,1	24,0	Незапланированная шаблонировка
В-Придорожное	1	2	1688,00	41,00	3429	7085	5133,0	6673,0	41,3	56,4	150,5	Проработка, не проход ГИС, переподготовка ствола (потеря циркуляции во время проработки)
МБР (НЕДРА) В-Придорожное												
В-Придорожное	1	1	1943,40	41,90	3600	6066	6276,0	6545,0	33,0	31,9	17,0	-

продолжение Таблицы 25

Базовые Покачевское												
Покачевское	1	1	1787,00	32,80	3419	7425	5569,0	5968,0	46,0	37,4	39,0	-
Покачевское	2	1	1877,00	42,90	3482	7003	6668,0	6721,0	34,4	42,0	3,0	-
Покачевское	3	1	1972,00	41,50	3492	6167	3170,0	4019,0	46,2	31,7	253,0	Перебур интервала бурения под кондуктор
МБР (НЕДРА) Покачевское												
Покачевское	1	2	2096,00	43,27	3620	5867	4650,0	4726,0	47,5	35,0	74,0	Проработки
Покачевское	1	3	1863,00	45,02	3565	5969	4321,0	4771,0	47,9	36,6	94,0	Обработка бурового раствора, Прихват эксплуатационной колонны.
Покачевское	4	1	1863,00	45,00	3476	6675	6560,0	6737,0	34,7	36,8	10,0	-
Базовые С-Покачевское												
С-Покачевское	1	1	1772,00	44,50	3438	6961	3103,0	6318,0	48,9	60,8	472,0	Ликвидация прихвата АГС Горизонталь (установка ванн, ловильные работы).
С-Покачевское	2	1	1438,00	30,10	3112	6401	4772,0	6247,0	36,3	35,5	78,3	Прихват при ГИС
С-Покачевское	3	1	1576,00	37,30	3375	4714	3320,0	3929,0	33,3	31,9	185,6	-
МБР (НЕДРА) С-Покачевское												
С-Покачевское	4	1	1952,80	40,20	3634	5705	4697,0	5444,0	36,5	46,0	79,1	-
С-Покачевское	4	2	1952,78	40,20	3617	6087	5829,0	5829,0	36,2	41,0	0,0	-

По скважине № 4 куста № 1 Покачевского месторождения был получен дифференциальный прихват эксплуатационной колонны вследствие большой разницы пластового давления между продуктивным и транзитными пластами. Все остальные скважины пробурены в штатном режиме.

В анализируемых скважинах качество крепления в интервале продуктивного пласта (150 м от забоя) выше или сопоставимо по наличию сплошного контакта с колонной по сравнению с базовыми скважинами (Таблица 26)

Таблица 26 – Качество крепления ННС с большим отходом от вертикали

№ п/п	Характер контактов по АКЦ, %						Эксцентриситет колонны
	с колонной			с породой			
	сплош.	частич.	отсут.	сплош.	частич.	неопред.	
1	Базовые скважины Куст № 1 Т-Русскинское м/р (1 скв.)						0,09
	100	0,00	0,00	91,20	8,80	0,00	
	МБР (НЕДРА) Куст 1 Т-Русскинское м/р (2 скв.)						
2	92,05	7,93	0,00	85,10	6,99	7,95	0,29
	Базовые скважины Куст № 2 Т-Русскинское м/р (3 скв.)						-
	66,38	22,82	10,80	54,78	11,60	33,62	
МБР (НЕДРА) Куст № 2 Т-Русскинское м/р (1 скв.)							
3	21,87	78,13	0,00	11,60	10,27	78,13	-
	Базовые скважины Куст № 3 Т-Русскинское м/р (7 скв.)						-
	66,37	33,63	0,00	58,98	7,39	33,63	
МБР (НЕДРА) Куст № 3 Т-Русскинское (2 скв.)							
4	88,19	11,80	0,00	78,14	10,07	11,80	-
	Базовые скважины Куст № 4 Т-Русскинское м/р (6 скв.)						-
	62,39	37,61	0,00	53,52	8,87	37,61	
МБР (НЕДРА) Куст № 4 Т-Русскинское (1 скв.)							
5	80,9	19,07	0,00	77,87	3,07	19,07	0,23
	Базовые скважины Куст № 1 Восточно-Придорожное м/р (7 скв.)						-
	71,16	28,84	0,00	55,64	15,52	28,84	
МБР (НЕДРА) Куст № 1 Восточно-Придорожное м/р (1 скв.)							
6	74,27	25,73	0,00	71,87	2,40	25,73	-
	Базовые скважины Куст № 1 Ватьеганское м/р (3 скв.)						-
	52,44	47,56	0,00	34,00	18,44	47,56	
МБР (НЕДРА) Куст № 1 Ватьеганское м/р (1 скв.)							
7	62,67	37,33	0,00	49,07	13,60	37,33	-
	Базовые скважины Куст № 1 Покачевское м/р (7 скв.)						-
	58,86	39,58	1,58	58,67	0,17	41,14	
МБР (НЕДРА) Куст № 1 Покачевское м/р (1 скв.)							
	49,87	50,13	0,00	49,87	0,00	50,13	-

продолжение Таблицы 26

8	Базовые скважины куст № 2 Покачевское м/р (8 скв.)						
	51,78	44,94	3,27	46,66	5,13	48,22	-
	МБР (НЕДРА) куст № 2 Покачевское м/р (2 скв.)						
	45,75	20,72	33,54	38,80	56,95	4,25	-
9	Базовые скважины Куст № 1 Имилорское м/р (8 скв.)						
	76,63	23,37	0,00	68,43	8,21	23,37	-
	МБР (НЕДРА) Куст № 1 Имилорское м/р (1 скв.)						
	28,53	71,47	0,00	16,13	12,40	71,47	0,13

Мы предполагаем, что данный эффект обусловлен тем, что сцепление цементного камня с породой после обработки модифицированного бурового раствора с силикатной составляющей намного лучше по сравнению с базовыми буровыми растворами за счет происходящих реакций, в результате которых образуется устойчивая пленка, препятствующая проникновению воды между цементом и пластом.

По опытным скважинам куста № 2 Тевлинско-Русскинского и куста № 1 Имилорского месторождений качество крепления ниже по сравнению с базовым в связи с тем, что не выдержана гидравлическая программа цементирования. Согласно техническому акту о проведении работ при цементировании скважины Имилорского месторождения, также не выдержана плотность закачиваемого тампонажного раствора.

В нескольких ННС выполнена кавернометрия открытого ствола. Коэффициент кавернозности при использовании МБР составил 1,02-1,05, что свидетельствует об обеспечении устойчивости ствола скважины (Рисунок 34 слева).

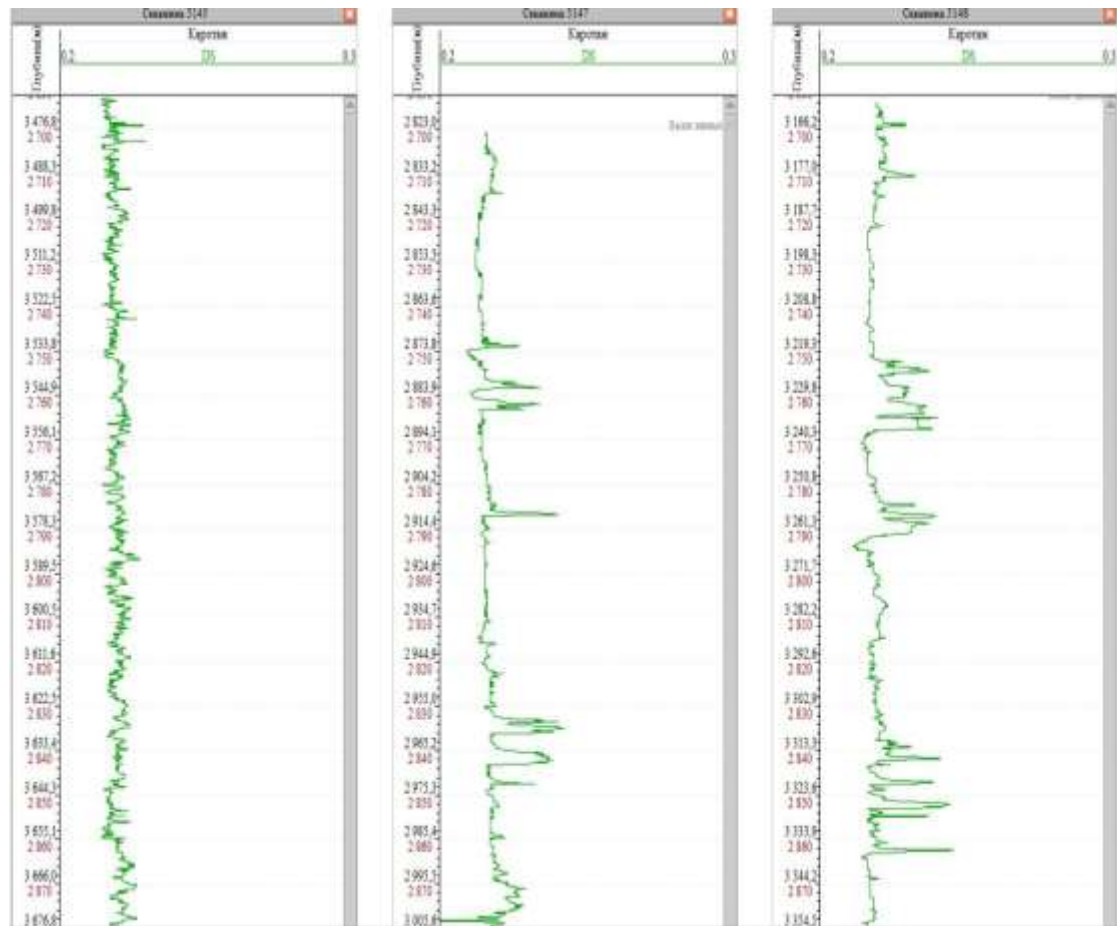


Рисунок 34 – Данные кавернометрии по опытной скважине № 1 (слева) и базовым скважинам № 2, № 3 (справа) куста № 5 Тевлинско-Русскинского месторождения

4.3 Применение модифицированного бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин в сложных горных условиях (наличие в разрезе неустойчивых пород – баженовская свита, «покачевская» пачка и др.)

Исходя из опыта бурения горизонтальных скважин на целевой объект БВ₁ Ватьеганского месторождения, отмечена высокая вероятность получения осложнений при проводке транспортного ствола с зенитным углом более 60°, связанных с наличием во вскрываемом разрезе интервала залегания «покачевской» пачки глин мощностью 6-20 метров и зоны АНПД. Осложнения представлены осыпями и обвалами стенок скважины, сужением ствола, которые

в дальнейшем могут приводить к прихвату бурильных и обсадных колонн, в том числе дифференциальных, недоспускам колонн. Так же возможно наличие поглощений в интервале пластов АВ при применении раствора повышенной плотности. Ликвидация осложнений и прихватов в данном интервале связана со значительными затратами времени и низкой вероятностью получения положительного эффекта. Сложность использования мероприятий по обеспечению устойчивости активных глин повышением плотности бурового раствора связана с наличием зон АНПД в пластах АВ.

При использовании полимер хлоркалиевого бурового раствора для бурения скважин № 1Г, № 2Г куста № 1, а также № 1Г куста № 2 на Ватьеганском месторождении получены осложнения в виде осыпей и обвалов стенок скважины. Плотность раствора при вскрытии «покачевской» пачки глин составила 1,13-1,30 г/см³. На скважине № 1Г куста № 1 получен прихват эксплуатационной колонны, который привел к невозможности ее спуска до планового забоя и необходимости перебуривания ствола после отстрела прихваченной части колонны. На скважине № 1Г куста № 2 получены осложнения в виде осыпей и обвалов стенок скважины, которые в дальнейшем привели к необходимости дважды перебуривать часть транспортного ствола. Кольматирующе-ингибирующие свойства раствора ПХКР недостаточны для обеспечения стабильности активных глин, даже несмотря на повышение плотности раствора до 1,30 г/см³.

При использовании ингибирующего МБР на минерализованной основе для бурения скважины № 2Г куста № 2 и скважины № 1Г куста № 2 осложнений, связанных с устойчивостью активных глин в течение до 3 суток после вскрытия не возникало. Скважины успешно закончены бурением [18, 21, 22].

Средний экономический эффект составил 1 248 000 руб. за скважину (Приложение Л).

4.4 Применение модифицированного бурового раствора при бурении горизонтальных скважин трехколонной конструкцией

Одним из эффективных мероприятий по повышению ТЭП строительства скважин, как показали проведенные опытно-промышленные работы, является строительство ГС трехколонной конструкции, в которых исключается отдельная секция хвостовика.

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» первой из российских нефтегазодобывающих компаний, внедрила технологию строительства горизонтальных скважин (ГС) трехколонной конструкции с применением РВО [6, 7, 14, 19-24].

В процессе строительства скважины с комбинированной колонной исключается целый этап работ по спуску и креплению 178-миллимитровой эксплуатационной колонны, то есть секции под эксплуатационную колонну и хвостовик объединены [144, 146]. Таким образом, произошла замена типовой четырехколонной конструкции на трехколонную, позволяющая снизить продолжительность ведения буровых работ на 30 % (Рисунок 35).

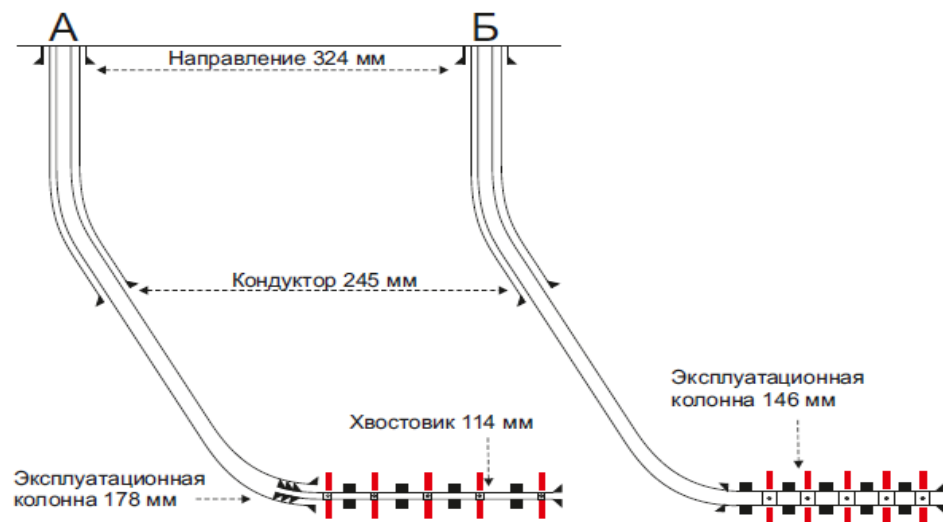


Рисунок 35 – Сравнение конструкций скважин базовой (А) горизонтальной и трехколонной (Б)

В скважине трехколонной конструкции одновременно с транспортной секцией бурится горизонтальный участок, что увеличивает время нахождения неустойчивых пород во вскрытом состоянии на 5-6 суток. Это повышает риск возникновения осложнений и аварий. Снизить данные риски способствует применение РУО, но в связи с высокой стоимостью РУО, их применение при бурении скважин требует подготовки дополнительного оборудования (диспергаторов) на буровом комплексе. Кроме того, к РУО предъявляются требования по минимизации техногенного воздействия на окружающую среду согласно требованиям действующих регламентов на строительство скважин в водоохраных зонах, по утилизации шлама на соответствующих полигонах.

При строительстве ГС трехколонной конструкции на месторождениях регионов Западной Сибири для предотвращения осложнений был применен разработанный МБР с ингибирующими свойствами на минерализованной основе. Данное решение позволило снизить затраты на применение и использование бурового раствора (по сравнению с применением РУО) и сделать строительство данных скважин экономически эффективным.

В период с 2015 года по настоящее время проводятся испытания МБР с ингибирующими свойствами при строительстве ГС трехколонной конструкции, при этом для бурения под интервал эксплуатационной колонны в рецептуре раствора дополнительно применяется ингибитор хлорид калия (КСl 2-3 %).

В Таблицах 27 и 28 приведены данные анализа бурения ГС трехколонной конструкцией. Работы по бурению и креплению секций направления и кондуктора не рассматриваются ввиду отсутствия принципиальных отличий от традиционных подходов к строительству скважин.

Максимальная механическая скорость, которая была достигнута на Имилорском месторождении при испытании ингибирующего МБР (НЕДРА) на минерализованной основе, составила 36,4 м/ч в среднем (скважина № 2Г куст № 1).

Таблица 27 – Сведения о пробуренных скважинах трехколонной конструкции на ингибирующем МБР минерализованной КС1.

№ п/п	Номер куста	Номер скважины	Месторождение	Отход от вертикали, м	Объект (пласт)
1	1	1Г	Тевлинско-Русскинское	960	БС ₁₈₋₁₉
2	2	1Г	Тевлинско-Русскинское	481	БС ₁₈
3	2	2Г	Тевлинско-Русскинское	1303	БС ₁₈₋₁₉
4	1	1Г	Имилорское	1016	БС ₁₇
5	1	2Г	Имилорское	1755	Ач ₁
6	1	3Г	Имилорское	1518	Ач ₁
7	2	1Г	Имилорское	1734	Ач ₄
8	2	2Г	Имилорское	1564	Ач ₄
9	2	3Г	Имилорское	1707	Ач ₆
10	2	4Г	Имилорское	1018	Ач ₆
11	2	5Г	Имилорское	777	Ач ₄
12	2	6Г	Имилорское	1037	Ач ₄

При испытании ингибирующего МБР на минерализованной основе при бурении ГС трехколонной конструкции основной целью являлось обеспечение устойчивости ствола и предотвращение осложнений и аварий. Суммарный экономический эффект при применении МБР (НЕДРА) + КС1 при строительстве горизонтальных скважин трехколонной конструкции составил 22 826 200 руб за скважину (Приложении Л).

Таблица 28 – ТЭП строительства горизонтальных скважин трехколонной конструкции

Номер скв.	Номер куста	Механ. скорость бурения (транспортный ствол), м/ч	Механ. скорость бурения (хвостовик), м/ч	Проходка, м	Общее время строительства, ч	Коммерческая скорость факт, м/ст.мес	Коммерческая скорость без НПВ, м/ст.мес
Тевлинско-Русскинское месторождение, ГС трехколонной конструкции (МБР+КС)							
1Г	1	19,3	7,3	3350	616,00	3914,0	4166,0
1Г	2	21,5	7,6	3505	671,0,	3764,0	4399,0
2Г	2	32,7	15,2	3445	422,00	5878,0	5927,0
Среднее		24,5	10,0	3433		4518,0	4830,0
Тевлинско-Русскинское месторождение, ГС базовые скважины (стандартные типы буровых растворов)							
2Г	1	24,8	13,7	3527	778,00	3264,0	3350,0
3Г	1	18,3	10,0	3558	1167,00	3021,9	3131,5
Среднее		22,0	12,0	3543	-	3143,0	3241,0
Имилорское месторождение, ГС трехколонной конструкции (МБР+КС)							
1Г	1	32,8	8,4	3746	573,00	4705,0	5405,0
2Г	1	46,7	17,5	3855	530,00	5242,0	5245,0
3Г	1	35,3	15,9	3696	553,00	4812,0	5711,0
1Г	2	32,9	15,7	3910	446,00	6312,0	6355,0
2Г	2	25,1	14,1	3778	360,00	7556,0	7577,0
3Г	2	16,9	12,1	3854	1235,50	2246,0	5309,0
4Г	2	18,2	7,4	3883	799,17	3498,0	3695,0
5Г	2	34,6	12,3	3702	460,00	5794,0	5845,0
6Г	2	32,0	8,3	3910	533,50	5277,0	6108,0
Среднее		30,5	12,4			5049,1	5694,4

продолжение Таблицы 28

Имилорское месторождение, ГС базовые скважины (стандартные типы буровых растворов)							
1Г	3	15,1	15,0	3875	774,00	3605,0	3784,0
2Г	3	18,8	8,9	3774	1789,33	1997,0	3255,0
3Г	3	17,6	10,6	3716	887,33	4047,0	4188,0
4Г	3	24,0	15,1	3552	822,42	4129,0	4315,0
5Г	3	21,3	11,4	3569	655,50	3920,0	4053,0
6Г	4	21,1	14,5	3544	726,50	3512,0	3556,0
7Г	4	46,3	15,2	3755	712,50	3794,0	3811,0
8Г	4	22,4	18,8	3645	873,58	3004,0	3357,0
9Г	4	20,7	13,6	3915	911,75	4168,0	4189,0
10Г	4	18,0	16,2	3875	1433,00	2594,0	2908,0
1Г	5	22,9	10,8	3986	1546,75	2509,0	3427,0
Среднее		22,6	13,6	-	-	3489,0	3713,0

4.5 Применение модифицированного бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин на месторождениях Большехетской впадины

Бурение наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Большехетской впадины в ЯНАО характеризуется сложными горными условиями, в том числе наличием в геологическом разрезе «шоколадных» глин, при вскрытии которых происходят осложнения и аварии, приводящие к значительным временным затратам, и ухудшающие технико-экономические показатели строительства скважин. Применение базовых буровых растворов на водной основе, включающих в состав в качестве ингибиторов глинистых пород реагенты акрилового ряда и карболигносульфонат пековый (КЛСП), зачастую не обеспечивает стабильность стенок ствола скважины при зенитных углах более 40°.

Результаты положительных лабораторных исследований предопределили целесообразность применения модифицированного бурового раствора реагентом КЛСП при бурении на месторождениях Большехетской впадины, в разрезе которых имеются «шоколадные» глины.

Результаты ТЭП строительства опытных и базовых скважин на месторождениях Большехетской впадины представлены в Таблице 29. Базовые скважины пробурены с использованием системы бурового раствора на основе ПАА-В и КЛСП, опытные – на МБР минерализованный КС1 с добавкой КЛСП.

При применении опытного ингибирующего модифицированного бурового раствора получено увеличение механической скорости бурения, достигнута более высокая коммерческая скорость бурения. Непроизводительное время при бурении опытных ГС обусловлено простоями по климатическим условиям, ожиданием и ремонтными работами оборудования.

Таблица 29 – ТЭП строительства опытных и базовых горизонтальных скважин на месторождениях ТПП «Ямалнефтегаз»

Опытные / базовые скважины	Глубина скважины сред. (факт), м	Коммерческая скорость проектная, м/ст.мес.	Коммерческая скорость фактическая, м/ст.мес.	Коммерческая скорость без НПВ, м/ст.мес	Мех. скорость (экспл. колонна), м/ч
Пякяхинское месторождение					
Опытные (выборка по двум скважинам)	4114	2787	2716	3530	35,0
Базовые (выборка по двадцати двум скважинам)	4112	2800	2556	3019	33,5
Южно-Мессояхское месторождение					
Опытные (выборка по одной скважине)	4350	2595	3161	3471	39,1
Базовые (выборка по 1 скважине)	3995	2777	2295	3852	13,3

Кроме того, с применением опытного модифицированного бурового раствора на Южно-Мессояхском месторождении успешно пробурена наклонно-направленная скважина сложной конструкции: глубиной по стволу 4860 м, протяженностью открытого ствола в секции эксплуатационной колонны более 2600 м с зенитным углом до 73 градусов (Приложение Е).

4.6 Промысловые испытания технологии регенерации отработанного модифицированного бурового раствора

С целью подтверждения лабораторных исследований, приведенных в разделе 3.11 диссертации, были реализованы промысловые испытания по применению отработанной системы МБР (НЕДРА) на минерализованной основе.

Промысловый эксперимент показал, что не обработанный бактерицидом буровой раствор теряет первоначальные свойства вследствие повышения

активности ферментов через определенное время. Результаты лабораторных исследований были подтверждены опытно-промысловыми испытаниями.

После бурения ГС трехколонной конструкции скважины № 1Г куста № 1 Имилорского месторождения отработанный состав МБР была перекачен в блок дополнительных емкостей в объеме 80 м³ с целью сохранения и дальнейшего применения.

Результаты испытаний ферментативной устойчивости МБР (НЕДРА) на минерализованной основе представлены на Рисунке 36.

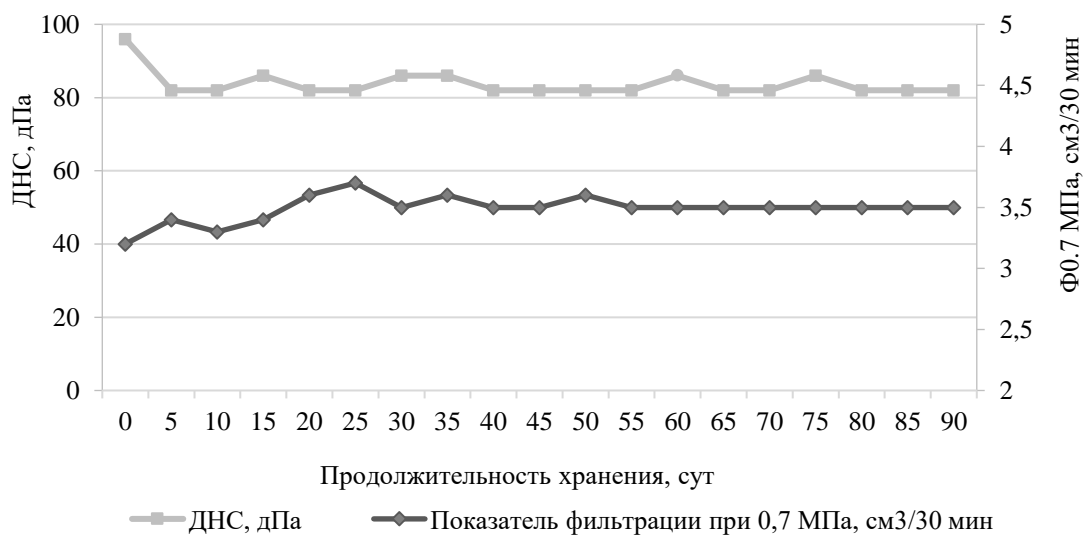


Рисунок 36 – Изменение показателя фильтрации и динамического напряжения сдвига (ДНС) в процессе хранения отработанного МБР с целью дальнейшего повторного использования

Реализация технологии повторного использования отработанного модифицированного бурового раствора доказала ее эффективность. В промысловых условиях, при обработке бактерицидом, ингибирующий модифицированный буровой раствор показал стабильность всех параметров в течение трех месяцев.

Сохранение отработанных систем водных буровых растворов после соответствующей дополнительной обработки с целью строительства

последующих скважин является экономически выгодным способом снижения отходов бурения. Однако, реализация данного метода не всегда может быть осуществима ввиду ограниченного количества блоков дополнительных емкостей (БДЕ).

Данная технология позволяет возвращать в производственный оборот отработанные буровые растворы, что в свою очередь позволяет снизить расходы, обусловленные с вывозом отходов бурения на полигоны с целью их дальнейшего обезвреживания и затрат, связанных с приготовлением МБР. Экономический эффект от повторного применения МБР представлен в Приложении Л.

Выводы к главе 4

1 В целях повышения технико-экономических показателей бурения и обеспечения безаварийной проводки ННС рекомендуется применять ингибирующий МБР НЕДРА, снижающий наработку и содержание твердой фазы в буровом растворе за счет применения реагентов-инкапсуляторов и ингибиторов системы очистки, для повышения качества вскрытия продуктивных пластов и подготовки ствола к спуску и цементированию обсадной колонны. Средний экономический эффект при применении на ННС составляет 170 000 руб. за скважину.

2 Рекомендуется применять минерализованную систему МБР НЕДРА при бурении транспортного ствола ГС, особенно при наличии в разрезе неустойчивых пород («покачевские» глины, баженовская свита и др.).

3 Применение МБР НЕДРА на минерализованной основе позволило осуществить строительство трехколонных ГС с реализацией проводки интервала из-под кондуктора до продуктивного пласта в одну секцию, а также вскрыть целевой объект горизонтальным участком. Осложнений и аварий, связанных с буровым раствором, не зафиксировано. Суммарный экономический эффект при

применении МБР(НЕДРА)+КС1 при строительстве горизонтальных скважин трехколонной конструкции составляет 22 826 200 руб за скважину.

4 Проведены опытные работы по бурению транспортного ствола горизонтальных скважин, в интервалах неустойчивых отложений представленные «шоколадными» глинами, вскрываемых под большим зенитным углом, с применением разработанного модифицированного бурового раствора на минерализованной основе с КЛСП. На опытных горизонтальных скважинах достигнуты высокие ТЭП бурения (коммерческая скорость без НПВ в среднем – 3436 м/ст.мес.).

5 Лабораторные и опытно-промысловые испытания подтвердили возможность повторного применения отработанного МБР на минерализованной основе при строительстве следующих скважин. Применение указанного способа обращения с отходами бурения позволяет соблюдать требования экологического законодательства и достичь положительного экономического эффекта за счет снижения затрат на приготовление буровых растворов и уменьшения объемов отходов бурения (в среднем 1 200 000 руб. за скважину, с учетом расходов на биоцидный реагент).

6 В настоящее время рассматривается возможность применения разработанной рецептуры модифицированного бурового раствора с комплексным реагентом Polysil Potassium на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». В Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» проводятся лабораторные исследования по подбору оптимальной концентрации компонентов рецептуры с учетом применения раствора на естественных керновых образцах данного региона

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 промысловые 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 следующие корпоративные нормативные документы:

- «Технологический регламент на приготовление и применение недиспергирующего бурового раствора для бурения транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах». Разработанная технология применяется Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени при составлении проектно-сметной документации на строительство скважин (2016 г.).
- «Регламент по сокращению объемов отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (2018 г.).

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВПД – аномально-высокие пластовые давления;
- АКЦ – акустическая цементометрия;
- БДЕ – блок дополнительных емкостей;
- БР – буровой раствор;
- БХКР – биополимерный хлоркалийевый буровой раствор
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ВО – водная основа;
- ГГУ – горно-геологические условия;
- ГКЖ – кремний-органическая жидкость;
- ГП – горная порода;
- ГРП / МГРП – гидроразрыв пласта / многозонный гидроразрыв пласта;
- ГС – наклонно-направленные скважины с горизонтальным окончанием;
- ГТУ – горно-технологические условия;
- ГФР – геофизические работы;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- ЗУ – зенитный угол;
- ИК – инфракрасная спектроскопия;
- ИЭР – инвертно-эмульсионные растворы;
- $K_{\text{восст}}$ – коэффициент восстановления проницаемости;
- КЛСП – карболигносульфонат пековый;
- КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;
- $K_{\text{тр}}$ – коэффициент трения;
- МБР, МБР (НЕДРА) – модифицированный буровой раствор (ингибирующий буровой раствор, модифицированный комплексным реагентом Polysil potassium);
- ННС – наклонно-направленные скважины;
- НПВ – непроизводительное время;

- ОБ – отходы бурения;
- ОБР – отработанный буровой раствор;
- ООО – общество с ограниченной ответственностью;
- ПАА-В – полиакриламид высокомолекулярный;
- ПАН – полиакрилонитрил;
- ПАЦ-В – полианионная целлюлоза (высоковязкая);
- ПАЦ-Н – полианионная целлюлоза (низковязкая);
- ПБМВ – глинопорошок бентонитовый модифицированный с выходом глинистого раствора вязкостью 20 мПа·с не менее 12 м³/т;
- ПВ – пластическая вязкость, мПа·с;
- ПГК – полимерный глинистый буровой раствор с карбонатным наполнителем (с содержанием в рецептуре ПАЦ-Н и ПАЦ-В);
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПНГ (ПНГМ) – прибор для определения набухания грунтов;
- ПО – программное обеспечение;
- ПП – продуктивный пласт;
- ПХКР – полимерный хлоркалийевый раствор;
- РВО – растворы на водной основе;
- РУО – растворы на углеводородной основе;
- РФА – рентгенофазовый анализ;
- СНС_{10сек/10мин} – статическое напряжение сдвига через 10 секунд и 10 минут;
- СПО – спускоподъемные операции;
- T₂ – время релаксации;
- ТПП – территориальное производственное предприятие;
- ТЭП – технико-экономические показатели;
- УВ – условная вязкость, с
- Ф_{0,7МПа}, ПФ – фильтрация бурового раствора при 0,7 Мпа;
- ФГУП «УНИИМ» – Федеральное государственное унитарное предприятие «Уральский научно-исследовательский институт метрологии»;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

Э_ш – эрозия шлама по остатку на сите;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ЭЦП – эквивалентная циркуляционная плотность;

ЯМР – ядерно-магнитная релаксометрия;

МВТ (methylene blue test) – содержание коллоидной (активной) фазы в буровом растворе;

ISO – международная организация по стандартизации;

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

PDC – (Polycrystalline Diamonds Cutters) – обозначение вооружения буровых долот поликристаллическими алмазными резцами;

pH – водородный показатель;

Polysil – реагент полимерсиликатный натриевый (ТУ У 26.8-34656408-002:2010);

Polysil potassium – реагент полимерсиликатный калиевый (ТУ У 26.8-34656408-002:2010).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложненных условий / О. К. Ангелопуло, В. М. Подгорнов, В. Э. Аваков. – М. : Недра, 1988. – 135 с. – Текст : непосредственный.
2. Арсланбеков, А. Р. Устойчивость глин разных стадий литогенеза на Юрхаровском месторождении при бурении скважин на растворах на углеводородной основе / А. Р. Арсланбеков [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 06. – С. 24-30.
3. 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).
4. 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 // Новые технологии в бурении скважин и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа: Сборник докладов научно-практической конференции молодых ученых. – Уфа: изд-во «УГНТУ», 2017. – С. 89-92.
5. Бакиров, Д.Л. Техничко-технологические решения по обращению с жидкой фазой отходов бурения в Западной Сибири / Д.Л. Бакиров, Э.В. Бабушкин, А.С. Халимова, М.Г. Буянова, В.П. Дубяга – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 68-71.
6. Бакиров, Д. Л. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д. Л. Бакиров [и др.]. – Текст : непосредственный // Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов : опыт,

инновации, перспективы : сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции) / отв. редактор К. А. Мещеряков ; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2019. – С. 230-233.

7. Бакиров, Д.Л. Современный опыт заканчивания облегченных конструкций горизонтальных скважин / Д.Л. Бакиров [и др.] – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С.48-53.

8. Баранов, В.С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложненных условиях / В.С.Баранов. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 254 с. – Текст : непосредственный.

9. Басарыгин, Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков – М.: Недра, 2000. – 679 с. – Текст : непосредственный.

10. Басарыгин, Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000. – 668 с. – Текст : непосредственный.

11. Бичкурин, Т.Н. Исследование технико-технологических факторов, определяющих устойчивость кыновских аргиллитов при бурении скважин / Т.Н. Бичкурин [и др.]. Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 25-27.

12. Блинов, П.А. О механизме упрочнения слабосвязанных горных пород фильтратом бурового раствора / П.А. Блинов. Текст : непосредственный // Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірнично-геологічна». – Вип. 14(181). – 2011 р. – С. 191-195

13. Блинов, П.А. Определение устойчивости стенок скважины при проходке интервалов слабосвязанных горных пород с учетом зенитного угла / П.А. Блинов. – Текст : непосредственный // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 172-179.

14. Бондаренко, Л.С. Оптимизация конструкции и совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин на объектах ПАО «ЛУКОЙЛ» в Западной Сибири / Л.С. Бондаренко [и др.] // SPE-191496-RU.

15. Бродский, Ю. Буровые растворы на углеводородной основе / Ю. Бродский, А. Файнштейн. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. 2006. – № 7-8. – С. 24-25.

16. Булатов, А.И. Спутник буровика / А.И. Булатов, С.В. Долгов – М.: Недра, 2015. Кн. 1. – 379 с. – Текст : непосредственный.

17. Булатов, А.И. Технология промывки скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко – М.: Недра, 1981. – 301 с. – Текст : непосредственный

18. Буянова, М.Г. Анализ применения ингибирующего бурового раствора для повышения эффективности строительства пологих скважин в сложных горно-геологических условиях / М.Г. Буянова [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 10. – С. 29-32.

19. Буянова, М.Г. Применение ингибирующего бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин трехколонной конструкции / М.Г. Буянова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. 2020. – № 10(622) – С. 12-16.

20. Буянова, М.Г. Применение ингибирующего бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин «трехколонной» конструкции / М.Г. Буянова [и др.]. – 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Вадецкий – М.: Академия, 2011. – 352 с. – Текст : непосредственный.

26. Васильченко, С.В. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин / С.В. Васильченко, А.Г. Потапов, А.Н. Гноевых. – М.: Газпром, 1998. – 83 с. – Текст : непосредственный.

27. Войтенко, В.С. Управление горным давлением при бурении скважин / В.С. Войтенко – М.: Недра, 1985. – 181 с. – Текст : непосредственный.

28. Гайдадин, А.Н. Применение полного факторного эксперимента при проведении исследований: метод. Указания / сост. А.Н. Гайдадин, С.А. Ефремова; ВолГТУ. – Волгоград, 2008. – 16 с. – Текст : непосредственный.

29. Гайдаров М.М.-Р. Исследование и разработка буровых растворов для проводки скважин в глинистых и солевых отложениях: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук : / Гайдаров Миталим Магомед-Расулович. – Спб., 2010. – 39 с.

30. Гайдаров, М.М.-Р. Буровые растворы на основе катионных полимеров / М.М.-Р Гайдаров [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. – № 02 – С. 43-47.

31. Галян, Д.А. Исследования процессов набухания глинистых пород / Д.А. Галян [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 11. – С. 80-82.

32. Гихен, Томас. На острие проблемы утилизации буровых отходов / Томас Гихен [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. – 2006. – С. 64-79.

33. Городнов, В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении / В.Д. Городнов – М.: Недра, 1984. – 229 с. – Текст : непосредственный.

34. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 6 с.

35. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. – М.: Издательство стандартов. 1985. – 12 с.

36. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 17 с.

37. Государственная программа Российской Федерации «Охрана окружающей среды» : утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 года № 326– Техэксперт : инф.-справ. система / Консорциум «Кодекс». – Текст : электронный.

38. Дедусенко, Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес // М.: Недра, 1985. – 160 с. – Текст : непосредственный.

39. Деминская Н.Г. Разработка технологии сохранения устойчивости литифицированных глин на основе регулируемой кольматации: специальность 25-00-15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук: / Деминская Наталья Григорьевна. – Ухта, 2008. – 24 с.

40. Грей, Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж.Р. Грей, Г.С.Г Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с. – Текст : непосредственный.

41. Добромислов, А.С. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК» / А.С. Добромислов – М.: Гаррус, 2006. – 549 с. – Текст : непосредственный.

42. Еланцева С.Ю. Разработка и исследование ингибирующих промывочных жидкостей для обеспечения устойчивости стенок скважин (на примере ряда месторождений Западной Сибири): специальность 05.15.10 «Бурение нефтяных и газовых скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : / Еланцева Светлана Юрьевна. – Тюмень, – 1999. – 151 с.

43. Ельмуратов, С.К. Основы научных исследований и планирование эксперимента / С.К. Ельмуратов, А.Ф. Ельмуратова – Павлодар: Кереку, 2014. – 77 с. – Текст : непосредственный.

44. Жигульский, С.В. Прогноз критически напряженной трещиноватости на основе тектонофизического и геомеханического моделирования на примере рифейских трещиноватых карбонатных отложений месторождения Восточной Сибири / С.В. Жигульский [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 24-27.

45. Злочевская Р.И. Состояние воды в глинистых породах / Р.И. Злочевская [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестн. Моск. Ун-та. Сер. 4. Геология. – 1986. – № 6. – С. 39-53.

46. Ибраев, В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. / В.И. Ибраев. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2006. – 205 с. – Текст: непосредственный.

47. Иносаридзе, Е. М. Инженерно-геологическая классификация глинистых пород и гидратообразующие буровые растворы для бурения в них / Е. М. Иносаридзе, З. З. Шарафутдинов, Г. Г. Ишбаев, Р. З. Шарафутдинова. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный журнал. – URL : http://ogbus.ru/authors/Inosaridze/Inosaridze_1.pdf (дата обращения : 23.12.2020).

48. Иносаридзе, Е.М. Гидратообразующие буровые растворы для бурения в сложных горно-геологических условиях специальность : 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук : / Иносаридзе Евгений Михайлович. – Уфа, – 2011. – 25 с.

49. Ипполитов, В.В. Обеспечение устойчивости глинистых пород при бурении наклонно-направленных скважин на месторождениях северной части Западной Сибири / В.В. Ипполитов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2000. – № 2. – С. 13-18.

50. Ишбаев Г.Г. Экологически чистое ингибирование набухания глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин / Г.Г. Ишбаев [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2010. – № 10. – С. 40-42.

51. Калинин А.Г. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые / А.Г. Калинин, А.З. Левицкий – М.: Недра, 1988. – 374 с. – Текст : непосредственный.

52. Каталог оборудования АО «Геологика». – Текст электронный. – URL : <http://geologika.ru/wp-content/uploads/2019/07/Katalog-2019-AO-Geologika.pdf>. (дата обращения : 23.12.2020).

53. Каталог оборудования ООО «Кортех». – Текст электронный. – URL : <https://kortekh.ru/> (дата обращения : 23.12.2020).

54. Каталог оборудования FANN Instrument Company. – Текст электронный. – URL : http://supplygeo.ru/files/katalog_Fann.pdf (дата обращения : 23.12.2020).

55. Каталог оборудования OFI Testing Equipment, Inc. – Текст электронный. – URL : <http://ofite.ru> (дата обращения : 23.12.2020).

56. Кошелев, В.Н. Выбор раствора для разбуривания глинистых пород / В.Н. Кошелев [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2015. – № 09, – С. 27-32.

57. Кистер, Э.Г. Химическая обработка буровых растворов – М.: Недра, 1972. – 397с. – Текст : непосредственный

58. Комкова, Л.П. Реагенты комплексного действия для буровых растворов / Л.П. Комкова, О.Г. Мамаева – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2007. –Том 5, № 1 – С. 37-41.

59. Комкова, Л.П. Улучшение качества буровых промывочных жидкостей применением модифицированных лигносульфонатов: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук : / Комкова Людмила Павловна – Уфа, 2011 – 24 с.

60. Конесев, Г.В. Применение метода ЯМР релаксометрии для оценки ингибирующих свойств буровых растворов на водной основе / Г.В. Конесев, А.Х. Аглиуллин, М.Е. Логинова, Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова, А.А. Кунакасов. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020 – 3(125). – С. 20-28.

61. Кошелев, В.Н. Выбор раствора для разбуривания глинистых пород / В.Н. Кошелев [и др.] – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2015. – № 9. – С. 25-30.

62. Крылов В.И. Силикатные промывочные жидкости нового поколения / В.И. Крылов, В. Крецул. Текст электронный. – URL :– <https://lektsii.org/10-18215.html> (дата обращения : 23.12.2020).

63. Крылов В.И. Сверхтиссотропные промывочные жидкости нового поколения / В.И. Крылов [и др.] – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 11. – С. 56-58.

64. Кудряшов Б.Б. Бурение скважин в осложненных условиях / Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев – М.: Недра, 1987. – 269 с. – Текст : непосредственный.

65. Цзиньян, Л. Перспективы и современный опыт применения силикатов щелочных металлов при бурении скважин / Л. Цзиньян – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 3. – С. 81-92.

66. Мавлютов М.Р. Воздействие на твердые частицы бурового раствора при кольматации стенок скважины / М.Р. Мавлютов [и др.] – М.: Недра, 1997. – 123 с. – Текст : непосредственный.

67. Магомедов М.З. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы, применяемые за рубежом / М.З. Магомедов, А.В. Орлов // Нефтяная промышленность. Обзорная информация. Сер.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 20 с. – Текст : непосредственный.

68. 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, В.П. Дубяга, С.В. Гребенкин, К.А. Сальников, Э.В. Бабушкин, М.Г. Буянова – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 69-72.

69. Марусов, М.А. Смазочные и ингибирующие добавки для утяжеленных буровых растворов / М.А. Марусов, Ю.Н. Мойса – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2018. – № 11. – С. 48-50.

70. Мелешко Е.Я. Опыт применения ингибирующих композиций органического и неорганического типа / Е.Я. Мелешко [и др.] – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 11. – С. 49-52.

71. Методика измерения «Условной вязкости пробы бурового раствора». – Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 222.0219/01.00258/2014.

72. Методика измерения «Породы горные. Определение водосодержания насыщенных и частично насыщенных образцов керна методом ядерно-магнитного резонанса с использованием установки ЯМР релаксометр МСТ 05». – Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 224.0270/01.00258/2010.

73. Минибаев, В.В. Комбинированные полимерсиликатные реагенты для обработки буровых растворов / В.В. Минибаев [и др.] – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 51-52.

74. Миннибаев, В.В. Разработка и опыт применения кремнегелевых реагентов и буровых растворов / В.В. Миннибаев [и др.] – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 51-52.

75. Мосин, В.А. Устойчивость глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин/ В.А Мосин. – М.: Недра, 2017. – 422 с. – Текст : непосредственный.

76. Мосин, В.А. Стабильность ствола скважины при бурении глинистых отложений поздних стадий катагенеза / В.А. Мосин, А.А. Меденцев – Текст : непосредственный // Нефть и газ Евразия. – 2014. – № 8-9. – С. 54-59.

77. Налимов, В.В., Статистические методы планирования экспериментов / В.В. Налимов, Н.А. Чернова. – М.: Наука, 1965. – 340 с. – Текст : непосредственный.

78. Некрасова, И.Л. Новые подходы к оценке ингибирующих свойств инвертно-эмульсионных буровых растворов / И.Л. Некрасова [и др.]. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 2. – С. 28-34.

79. Нечаев, А.С. Обеспечение устойчивости глинистых отложений в горизонтальных скважинах ОАО «Самаранефтегаз» / А.С. Нечаев [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 38-41.

80. Нифонтов, В.И. Разработка композиционного материала ингибирующей жидкости при бурении на депрессии в неустойчивых горных породах / В.И. Нифонтов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, бурение и разработка газовых и газоконденсатных месторождений и ПХГ: Сб. науч. трудов СевкавНИПИгаза. Вып. 37. – Ставрополь, 2002. – 400 с.

81. Новиков, В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков. – М.: Недра, 2000. – 270 с. – Текст : непосредственный.

82. О внесении изменений в Постановление Правительства Ханты-Мансийского автономного округа-Югры от 03 июня 2011 года №191-П «О концепции обращения с отходами производства и потребления в Ханты-Мансийском округе-Югре на период до 2030 года: утверждены Постановлением Правительства ХМАО-Югры от 02.11.2017 г. № 442-п – Техэксперт : инф.-справ. система / Консорциум «Кодекс». – Текст : электронный..

83. Овчинников, В.П. Буровые промывочные жидкости: Учеб. пособие для вузов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2008. – 309 с. – Текст : непосредственный.

84. Осипов, В.И. Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств / В.И. Осипов, В.Н. Соколов – М.: ГЕОС. 2013. – 578 с. – Текст : непосредственный.

85. Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года: утверждены Президентом РФ от 30.04.2012 г. – Техэксперт : инф.-справ. система / Консорциум «Кодекс». – Текст : электронный.

86. ГОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Изд-во стандартов, 1996. – 37 с.

87. Паршукова, Л.А. Комплексный подход к проблеме устойчивости глинистых пород при бурении скважин / Л.А. Паршукова – Текст : непосредственный // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сб. ст. / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – 2017. – С. 222-230.

88. Паршукова, Л.А. Проблемы устойчивости ствола скважины и пути их решения / Л.А. Паршукова [и др.] – Текст : непосредственный // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский Дом – Юг. – Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – 2019. – С. 90-91.

89. Пат. 2704658 Российская Федерация, МПК С09К 8/20. Буровой раствор для строительства скважин в неустойчивых глинистых и несцементированных грунтах и способ его получения; заявитель и патентообладатель ООО "НИИ Транснефть" ПАО "Транснефть"; № 2017136076, заявл. 11.10.2017; опубл. 11.04.2019, Бюл. № 11.

90. Пат. 2468057 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/24. Ингибирующий буровой раствор / Гайаров М.М-Р. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – 2011108177/03; заявл. 02.03.2011; опубл. 27.11.2012, Бюл. № 33.

91. Пат. 2245895 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/02. Буровой раствор / Рябоконт С.А. [и др.]; заявитель и патентообладатель Гарьян Самвел Амбарцумович. – 2003115914/03; заявл. 27.05.2003; опубл. 10.02.2005, Бюл. № 4.

92. Пат. 2386656 Российская Федерация, МПК С 09 К 7/02. Буровой раствор для строительства скважин в осложненных условиях, преимущественно для бурения пологих и горизонтальных скважин / Фефелов Ю.В. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «Пермский научно-исследовательский и проектный институт нефти». – 2008144851/03; заявл. 13.11.2008; опубл. 20.04.2010, Бюл. № 11.

93. Пат. 2755108 Российская Федерация, МПК С09К 8/24 (2006.01). Ингибирующий буровой раствор для бурения в неустойчивых терригенных отложениях / Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Буянова М.Г. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – 2020128054; заявл. 21.08.2020; опубл. 13.09.2021, Бюл. № 26.

94. Пеньков, А.И. Влияние полимеров на ингибирование глин / А.И. Пеньков – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 5. – С. 24-25.

95. Пеньков, А.И. Результаты применения недиспергирующих буровых растворов на основе акриловых полимеров / А.И. Пеньков [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 11. – С. 8-10.

96. Петров, Н.А. Отрицательные и положительные последствия обработки буровых растворов жидкостями ГКЖ-10 (11, 11Н) [Электронный ресурс] / Н.А. Петров, Г.В. Конесев, И.Н. Давыдова // Нефтегазовое дело. –

2006. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/PetrovNA/PetrovNA_2.pdf (дата обращения : 23.12.2020).

97. Петров, Н.А. Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Н.А. Петров [и др.] – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 539 с. – Текст : непосредственный.

98. Петров, Н.А. Катионактивные ПАВ – эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности / Н.А. Петров [и др.] – СПб.: Недрa, 2004. – 408 с. – Текст : непосредственный

99. Подъячев, А.А. Обоснование и разработка математической модели оценки устойчивости ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин / Подъячев Алексей Александрович: автореф. дисс ... канд. техн. наук: 25.00.15 – Санкт-Петербург, 2015. – 20 с.

100. Пономаренко, Ю. Силикатные буровые растворы нового поколения М-сил / Ю. Пономаренко [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2004 – № 03. – С. 19-20.

101. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534 – Техэксперт : инф.-справ. система / Консорциум «Кодекс». – Текст : электронный.

102. Поминова, А.В. Современные разработки новых высокоингибированных систем буровых растворов / О.В. Поминова [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2020. – № 06. – С. 32-34.

103. Программа проведения фильтрационных исследований буровых растворов на установке FDES-645 «Coretest Systems». – ООО «КогалымНИПИнефть», 2011. – 9 с.

104. Пустовойтенко, И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 279 с. – Текст : непосредственный.

105. Растегаев, Б.А. Ингибирование аргиллитовых отложений / Б.А. Растегаев [и др] – Текст : непосредственный // Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых 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. 54-57.

106. Растегаев, Б.А. Принципы ингибирования гидратации глин, ранжирование ингибиторов / Б.А. Растегаев [и др.] – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 11. – С. 36-40.

107. Растегаев, Б.А. Современный подход к проектированию ингибирующих свойств буровых растворов для проводки скважин в сложных геолого-технических условиях / Б.А. Растегаев – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 6. – С. 14-17.

108. Разработка недиспергирующего бурового раствора для повышения ТЭП строительства эксплуатационных скважин: отчет о НТР / Бакиров Д.Л. [и др.] – Тюмень: ООО «КогалымНИПИнефть», 2013. – 155 с.

109. РД 00158758-198-98. Регламент по отбору, транспортировке, хранению и исследованию каменистого материала на месторождениях Севера Западной Сибири. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 1998. – 48 с.

110. РД 39-2-645-81 Методика контроля параметров буровых растворов – М.: Министерство нефтяной промышленности, 1981. – 138 с.

111. Ржевский. В.В. Основы физики горных пород / В.В. Ржевский, Г.Я. Новиков. – М.: Недра. 1973. – 211 с. – Текст : непосредственный.

112. Регламент учета отходов бурения при строительстве скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». – Когалым, 2016. – 24 с.

113. Ружников, А.Г. Совершенствование технологии предупреждения дестабилизации сильно трещиноватых аргиллитов: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : / Ружников Алексей Григорьевич – Ухта, 2015. – 119 с.

114. Рябоконт, С.А. Утяжелители для буровых растворов и технология их применения / С.А. Рябоконт – М.: Недра, 1981. – 240 с. – Текст : непосредственный.

115. Рязанов, А.Я. Энциклопедия по буровым растворам / А.Я. Рязанов – Оренбург: издательство «Летопись», 2005. – 664 с. – Текст : непосредственный.

116. Садрашева, А.О. Гидросиликаты кальция (С-S-H) как основная фаза твердения портландцемента / А.О. Садрашева – Текст : непосредственный // Ползуновский альманах – 2016. – № 3. – С. 193-196.

117. Сас. В.Н. Применение ингибирующих композиций органического и неорганического типа / В.Н. Сас [и др.] – Текст : непосредственный // Бурение и нефть – 2017. – № 12. – С. 32-35

118. Сеид-Рза, М.К. Устойчивость горных пород при бурении скважин на большие глубины / М.К. Сеид-Рза [и др.] – М., Недра, 1972. – 272с. – Текст : непосредственный.

119. Спирин, Н.А. Методы планирования и обработки результатов инженерного эксперимента: Учебное пособие / Н.А. Спирин, В.В. Лавров, Л.А. Зайнуллин, А.Р. Бондин, А.А. Бурыкин; Под общ. Ред. Н.А. Спирина. – Екатеринбург: ООО «УИНЦ», 2015. – 290 с. – Текст : непосредственный.

120. Справочник химика 21. Текст электронный . – URL : <https://www.chem21.info/info/712416/> (дата обращения : 10.07.2021).

121. Стратегия экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года: утвержден Указом Президента Российской Федерации от 19 апреля 2017 года № 176 – Техэксперт : инф.-справ. система / Консорциум «Кодекс». – Текст : электронный.

122. Тарасевич, Б.Н. ИК спектры основных классов органических соединений. Справочные материалы / Б.Н. Тарасевич – Текст : электронный // электронный журнал. – URL : <https://kurs.znate.ru/docs/index-190322.html> (дата обращения : 26.01.2021).

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

124. Тептерева, Г.А. Основы получения и применения лигносульфонатов в буровой технологии / Г.А. Тептерева, Г.В. Конесев, Р.А. Исмаков. – Берлин: Изд-во «Ламберт», 2017. – 70 с. – Текст : непосредственный.

125. Тептерева, Г.А. Этапы развития и применения кремнийорганических соединений в нефтедобыче / Г.А. Тептерева [и др.]. – Текст : непосредственный // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Сер.: Гуманитарные науки. –2018. – № 01. – С. 43-46.

126. Технологический регламент на строительство скважин с горизонтальным окончанием ствола на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», филиал КогалымНИПИнефть. – Когалым, 2015. – 39 с.

127. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т: учебник для студентов вузов / под общ. ред. В.П. Овчинникова. 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 342 с. – Текст : непосредственный.

128. Тиаб, Дж. Петрофизика: теория и практика. – изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж.

Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. – 868 с. – Текст : непосредственный.

129. Уляшева, Н.М. Буровые растворы с пониженными диспергирующими свойствами для вскрытия высококоллоидальных глинистых пород / Н.М. Уляшева [и др.] – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважина суше и на море. – 2009. – № 9. – С. 25.

130. Ульянова, З.В. Технология получения нового типа кольматантов, предустановленных на носителе направленного действия / З.В. Ульянова [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков – 2019. – № 2. – С. 32-35.

131. Ускова, Е.И. Новые аспекты 2D корреляционной релаксометрии в ЯМР / Е.И. Ускова, М.М. Дорогницкий, В.Д. Скирда – Текст : непосредственный // Ученые записки физического факультета московского университета – 2019. – № 4. С.1-12.

132. Ускова, Е.И. Практическое применение существующих методик и новой ЯМР-методики оценки диспергирующих свойств систем буровых растворов / Е.И. Ускова [и др.] – Текст : непосредственный // тезисы докладов Всероссийская научно-технической конференции «75 лет нефтяному образованию в Республике Башкортостан», посвященной 70-летию Уфимского государственного нефтяного технического университета. – Уфа: ООО «РН-БашНИПИнефть», 2018. – С. 60.

133. Хабибуллин, Ш.А. Разработка составов и технологии получения, модифицированного жидкостекольного вяжущего и композиционных материалов на его основе : специальность 05.17.11 «Технология силикатных и тугоплавких неметаллических материалов» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : / Хабибуллин Шамиль Александрович – Томск, 2015. – 137 с.

134. 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.

135. Хрисанов, Н.Н. Планирование эксперимента: метод.указ. / Сост. Н.Н. Хрисанов. – Самара; Самар. гос. техн. ун-т, 2016. – 40 с. – Текст : непосредственный.

136. Хуббатов, А.А. К вопросу об устойчивости глинистых пород / А.А. Хуббатов А.А. [и др.] – Текст : непосредственный. // Территория нефтегаз. – 2014. – № 5. – С. 22-32.

137. Храмченков, М.Г. Особенности набухания глинистых пород в растворах электролитов / М.Г. Храмченков [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 62-63.

138. Шарафутдинов, З.З. Применение нанотехнологий для стабилизации глинистых отложений при строительстве скважин / З.З. Шарафутдинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2008. – № 12. – С. 13-15.

139. Шарафутдинов, З.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика / З.З. Шарафутдинов, Ф.А. Чегодаев, Р.З. Шарафутдинова – СПб.: НПО «Профессионал», 2007. – 416 с. – Текст : непосредственный.

140. Шарипов, А.У. Разработка и применение полимерных растворов при бурении и заканчивании глубоких скважин. / А.У. Шарипов, К.В. Антонов, Р.Р. Лукманов – Уфа: Тау, 2003. – 168 с. – Текст : непосредственный.

141. Шерстнев, Н.М. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении / Н.М. Шерстнев, Я.М. Расидзе, С.А. Ширинзаде – М.: «НЕДРА», 1979 – 304 с. – Текст : непосредственный.

142. Ясов, В. Г. Осложнения в бурении / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк – М.: Недра, 1991. – 336 с. – Текст : непосредственный.

143. Altaner, S. P. Comparison of structural models of mixed-layer illite/smectite and reaction mechanism of smectite illitization / S.P. Altaner, R.E. Ylagan // *Clays and Clay Minerals*. – 1997. – 45, N 4. – P. 517-533.

144. Bravkova, N. New Approach. Dual Casing Design For Horizontal Wells / N. Bravkova [et al] // Paper SPE-187711 was presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 16-18 October 2017 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/187711-MS> ограниченный 12 p.

145. Coates, G.R. NMR Logging, Principles and Applications / G.R. Coates., Lizhi Xiao and M.G. Prammer // *Hulliburton Energy Services*. – Houston: Gulf Publishing Company. – 1999. – 234 p.

146. Giniatullin, R.R. Dual casing design for horizontal wells (Russian) / R.R. Giniatullin [et al] // *Oil industry journal*. – 2017 [Электронный ресурс]. Режим доступа: OIJ-2017-11-034-039-RU ограниченный – P. 34-39.

147. ISO 10414-1:2008 Нефтяная и газовая промышленность. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе. М.: ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ». – 2012. – 123 с.

148. Keelan, D.K. Application of Cation Exchange Capacity in a Study of the Shaman Sand of Wyoming / D.K. Keelan // *SPWLA Twentieth Annual Logging Symposium: abstr.* – Tulsa, 1979. – 21 p.

149. Madsen, F.T. The Swelling Behavior of Clays / F.T. Madsen, V. Muller // *Applied Clay Science*. – 1989. – Vol. 4. – P. 143-156.

150. 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 p.

151. Matteson, A. NMR relaxation of Clay-Brine Mixtures / Matteson A. [et.al.] // Paper SPE 49008 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, Louisiana, 27-30 September, 1998 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/49008-MS> ограниченный – 7 р.

152. Mody, F.K. A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction / F.K. Mody, A.H. Hale // Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference. – 1993. – № 25728. – P.473–490.

153. Van Olphin H. Compaction of Clay Sediments in the Range of Molecular Particle Distances / H. van Olphin // Clays and Clay Minerals. – 1962. – vol.11, № 1. – P. 178-187.

Приложение А

План-программа промышленных испытаний бурового раствора НЕДРА для повышения ТЭП строительства эксплуатационных скважин

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора по
технологии ЗСФ ООО
«Буровая Компания «Евразия»


М.М. Хатмуллин
« 02 » _____ 2013 г.

УТВЕРЖДАЮ:

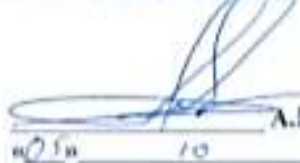
Заместитель генерального директора
по бурению
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»


В.Н. Ковалев
« 02 » _____ 2013 г.


ПЛАН-ПРОГРАММА

промышленных испытаний бурового раствора «НЕДРА» для повышения
ТЭП строительства эксплуатационных скважин

Начальник ГО
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»


А.М. Шурупов
« 02 » _____ 2013 г.

Заместитель директора филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИИНефть» в г. Тюмени
по научной работе в области
строительства скважин, к.т.н.


Д.Л. Бакиров
« 02 » _____ 2013 г.

Начальник ГО
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»


Р.Р. Юнусов
« 02 » _____ 2013 г.


Начальник отдела промысловых
жидкостей филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИИНефть» в г. Тюмени,
к.т.н.


Э.В. Бабушкин
« 02 » _____ 2013 г.

Начальник Центра сопровождения
бурения
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»


М.Ю. Сунарчин
« 02 » _____ 2013 г.

Начальник отдела буровых растворов
ЗСФ ООО «Буровая Компания
«Евразия»


Н.С. Власов
« 02 » _____ 2013 г.

г. Когалым

Приложение Б

Технологический регламент на приготовление и применение полимерного недиспергирующего бурового раствора «НЕДРА» для бурения транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ПАО «ЛУКОЙЛ»
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ
на приготовление и применение полимерного
недиспергирующего бурового раствора «НЕДРА» для бурения
транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в
наклонно-направленных и горизонтальных скважинах

Тюмень, 2013г.

Приложение В

Приказ о введении в действие Технологического регламента на приготовление и применение полимерного недиспергирующего бурового раствора «НЕДРА» для бурения транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь

ПРИКАЗ № 11-141 А

26. августа 2016г.

г. Екатеринбург

О введении в действие РД

В целях повышения эффективности и качества строительства и реконструкции скважин

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и ввести в действие Регламент по методам контроля и испытаниям тампонажных элементов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», согласно приложению № 1 к настоящему приказу.
2. Утвердить и ввести в действие Регламент по креплению скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», согласно приложению № 2 к настоящему приказу.
3. Утвердить и ввести в действие Технологический регламент на приготовление и применение полимерного недиспергирующего бурового раствора «НЕДРА» для бурения транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных скважинах, согласно приложению № 3 к настоящему приказу.
4. Утвердить и ввести в действие Регламент по применению эмульсионного бурового раствора, разработанного филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИИНефть» в г. Тюмени, на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», согласно приложению № 4 к настоящему приказу.
5. Начальнику отдела организационного развития ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» В.В. Кузьмину внести изменения в Библиотеку РД ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
6. Контроль за исполнением приказа возложить на заместителя генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» В.П. Ковалева.

Вице-президент ПАО «ЛУКОЙЛ»,
Генеральный директор

С.А. Конуров

В.В. Фотиков
6-12-73

Приложение Г

Справка о применении бурового раствора НЕДРА



ООО «Буровая компания «Евразия»
КОГАЛЫМСКИЙ ФИЛИАЛ
Россия, 628490 Тюменская обл.
Когалым-Маскинский автономный округ - Югра
с. Когалым, ул. Центральная, 8
т. +7 (34657) 97004, ф. +7 (34657) 44145
E-mail: bke@bke.ru, www.bke.ru

СПРАВКА

Настоящим подтверждаем, что технология ингибирующего бурового раствора «НЕДРА», разработанная при участии инженера 1 категории Отдела внедрения новых технологий Управление технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени Булановой Марины Германовны применяется на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при бурении скважин в сложных горно-технологических условиях (зенитный угол более 40°, смещение более 2000 м, протяженность открытого ствола более 2500 м, наличие в разрезе неустойчивых пород – баженская свита, покочевско-савуйская пачка и др.).

Главный технолог
КФ ООО «Буровая компания «Евразия»

А.Е. Подняков

Приложение Д

Справка о применении бурового раствора НЕДРА на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

СПРАВКА

Настоящей справкой подтверждаем, что технология ингибирующего бурового раствора «НЕДРА», разработанная при участии инженера I категории Отдела внедрения новых технологий Управление технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени Буяновой Марины Германовны, применялась при строительстве следующих скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»:

№ п/п	Месторождение	№ скваж	№ скважины
Ингибирующий буровой раствор «НЕДРА» при бурении горизонтальных скважин «трехконтурной» конструкции			
1	Имбирско-Западно-Имбирское	12	12221
2	Имбирско-Западно-Имбирское	12	12201
3	Имбирско-Западно-Имбирское	12	12191
4	Имбирско-Западно-Имбирское	8	8211
5	Имбирско-Западно-Имбирское	8	8221
6	Имбирско-Западно-Имбирское	8	8131
7	Имбирско-Западно-Имбирское	8	8141
8	Имбирско-Западно-Имбирское	8	8191
9	Имбирско-Западно-Имбирское	8	8201
10	Технико-Русское	319	41161
11	Технико-Русское	312	41061
12	Технико-Русское	312	40961
Ингибирующий буровой раствор «НЕДРА» при бурении горизонтальных скважин в зонах неустойчивых пород			
1	Ватыганское	826	40211
2	Ватыганское	524	40521
3	Ватыганское	524	71441
4	Ватыганское	524	71481
5	Ватыганское	524	40571
6	Ватыганское	524	40551
7	Ватыганское	17	43211
8	Ватыганское	17	43241
Ингибирующий буровой раствор «НЕДРА» при строительстве скважин с большим углом от вертикали			
1	Северо-Козьмогорское	316	1904
2	Технико-Русское	222	5175
3	Технико-Русское	2196	3057
4	Технико-Русское	209	1728
5	Технико-Русское	1378	6083
6	Технико-Русское	11	5145
7	Имбирское	10	1042
8	Ватыганское	388	8196
9	Восточно-Присоборное	17	821
10	Почечное	444	9902
11	Почечное	444	9205
12	Почечное	9А	9369
13	Север-Почечное	36	2028
14	Северо-Почечное	36	1136

Начальник Технологического
управления по бурению



А.М. Шурупов

Приложение Е

Акт о проведении ОНР по испытанию бурового раствора НЕДРА+КСІ+КЛСП на скважине №421Г куста №7 Южно-Мессояхского месторождения

АКТ

О проведении опытно-промышленных работ


По испытанию бурового раствора «НЕДРА+КСІ» модифицированным КЛСП
(карбоксилгносульфонатом пековым)
На скважине № 424Г куста №7 Южно-Мессояхского месторождения

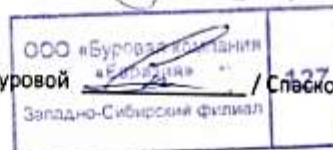
От «19» сентября 2019 г.

Мы, нижеподписавшиеся: представитель сервисной компании по буровым растворам КФ ООО «СК «ПетроАльянс» Горев А.В., мастер буровой ЗСФ ООО «БКЕ» Сласков П.В., инженер 1 категории Отдела внедрения новых технологий Управления технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени Буянова М.Г. составили настоящий акт о том, что при бурении под эксплуатационную колонну (Ø ОК = 177,8 мм) в интервале открытого ствола 2223-4863 м в качестве промывочной жидкости использовался буровой раствор «НЕДРА+КСІ» модифицированный КЛСП (карбоксилгносульфонатом пековым) в период с 22.08.2019 по 10.09.2019 в соответствии с программой промывки промысловых испытаний.

Параметры бурового раствора на протяжении всего интервала бурения соответствовали проектным: Осложнений при бурении, связанных с использованием в качестве промывочной жидкости ингибирующего бурового раствора «НЕДРА+КСІ» модифицированный КЛСП, не зафиксировано.

Представитель КФ ООО «СК «ПетроАльянс»  / Горев А.В. /

Представитель ЗСФ ООО «БКЕ» Мастер буровой  / Сласков П.В. /



Представитель Филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Инженер 1 кат.


 / Буянова М.Г. /

Приложение Ж

Протокол производственного совещания по повторному использованию буровых растворов с целью сокращения объемов отходов бурения


СОГЛАСОВАНО

/Заместитель директора по научной работе в области строительства скважин филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени


 _____ Д.Л. Бакиров
 « » _____ 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по бурению
 ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»


 _____ В.Н. Ковалев
 « » _____ 2018 г.

ПРОТОКОЛ 17/2-07-048

производственного совещания по повторному использованию буровых растворов с целью сокращения объемов отходов бурения

г. Когалым

22.06.2018 г.

ПРИСУТСТВОВАЛИ:

От ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Начальник технологического управления по бурению

А.М. Шурупов

Начальник технологического отдела

В.В. Фатихов

Начальник службы технологии бурения и БВС

Н.Р. Галеев

Ведущий инженер

Р.И. Илембетов

Ведущий инженер

Р.К. Нификов

Начальник отдела ООС

А.В. Безденежных

От КФ ООО «БКЕ»

Главный технолог

А.Е. Поздняков

От ЗСФ ООО «БКЕ»

Первый заместитель директора по производству

С.В. Семенов

От филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень

Начальник отдела промышленных жидкостей

Э.В. Бабушкин

Главный специалист

Е.Ю. Бакаев

Инженер 2 категории

М.Г. Бухнова

Начальник отдела мониторинга и проектирования экологической безопасности

А.Л. Пудло

ДОВЕСТКА СОВЕЩАНИЯ:

Рассмотрение технических решений направленных на снижение объемов отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Э.В. Бабушкин:

Анализ стратегических документов федерального и регионального уровня, регулирующих вопросы в области обращения с отходами в ХМАО-Югре выявил следующие основные направления обращения с отходами бурения (ОБ):

- вовлечение отходов в повторный хозяйственный оборот (рециклинг);
- внедрение и применение экологических чистых, малоотходных технологий и оборудования;
- поэтапное введение запрета на захоронение отходов.

Доля использованных, обезвреженных отходов в общем объеме образования в процессе производства и потребления к 2030 г должна достигнуть 95%.

Согласно отчетности, в 2016 г по ТПП «Когалымнефтегаз» образовалось около 125 тыс. куб. м ОБ, из которых жидкая фаза составляет ориентировочно 81 %. Выполнившая в 2017 г. научно-техническая работа и мониторинг строительства скважин показали, что существует значительный потенциал сокращения объемов ОБ за счет внедрения некоторых технологических решений.

1. Перспективным направлением является повторное использование отработанных буровых растворов (ОБР), в частности при бурении горизонтального участка на последующей скважине (скважины с многозонным ГРП), что подтверждено лабораторными исследованиями.

2. Рекомендуется использование буровой сточной воды (БСВ), образующейся на поверхности временного накопителя, для очистки шнека при бурении в интервале активных глин и промывки рабочих емкостей. Конденсат, образующийся при работе котельного оборудования в зимний период необходимо использовать для приготовления буровых растворов или технических нужд при организации системы сбора.

3. Для увеличения доли переработки ОБР и БСВ и снижения объемов ОБ необходимо использование блока коагуляции-флокуляции (БКФ). По имеющейся информации использование БКФ позволило снизить на 25% потребление воды для подготовки бурового раствора и на 64% объем жидких отходов от обращения бурового раствора на одном из месторождений в Западной Сибири (оценка эффективности технологии проводилась на 42 эксплуатационных скважинах). Для подтверждения результатов лабораторных исследований и оценки экономической эффективности, необходимо провести ОПИ по повторному использованию ОБР.

Безденежных А.В.:

В настоящее время существует проблема превышения объемов отходов бурения по сравнению с установленными нормативами, прописанными в проектной документации, на 30-40%, а на некоторых объектах и более.

После обмена мнениями

РЕШИЛИ:

1. Предусмотреть в качестве ОПИ сохранение бурового раствора после бурения ГУ в объеме 40 м³ в емкостях, оборудованных перемешивающими устройствами, на кустовых площадках Западно-Покамасовского месторождения куст №3 или №5 ЗСФ ООО «БКЕ» и Имилорское месторождение куст № 19 КФ ООО «БКЕ» с обработкой бактерицидом в количестве 5 кг/м³ и NaOH – 1 кг/м³ на срок 1 месяц. Предусмотреть сохранение бурового раствора той компании, которая будет вести сервисное сопровождение на следующей скважине. Составить акт о контрольном замере перед хранением. Данные всех замеров направлять в Отдел внедрения новых технологий Филiaal ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» и технологический отдел ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Обеспечить наличие реагентов в необходимом объеме на кустовых площадках.
Срок: до 30.07.2018 г.
Ответственный: главный технолог ЗСФ ООО «БКЕ», КФ ООО «БКЕ»
2. Филiaal «КогалымНИПИнефть» проводить периодический мониторинг (1 раз в 3 дня) параметров бурового раствора в процессе его хранения выдачей рекомендаций по обработке бурового раствора.
Срок: на протяжении срока проведения ОПИ
Ответственный: Э.В. Бабушкин
3. Филiaal «КогалымНИПИнефть» по результату п. №1 подготовить поэтапную программу ОПР (мероприятия) по сокращению объемов отходов бурения. Направить на рассмотрение и согласование в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
Срок: в течение 10 дней после исполнения п. №1.
Ответственный: Э.В. Бабушкин
4. Рассмотреть возможность применения конденсата после работы котельного оборудования в качестве основы для приготовления буровых растворов либо для очистки ЦСГО. Ответ с приложением схем и обоснованием предоставить в ТО УБ ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»
Срок: до 05.09.2018
Ответственный: главный инженер ЗСФ ООО «БКЕ», КФ ООО «БКЕ», региональные и полевые супервайзеры

Контроль: авторский надзор Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

5. Рассмотреть возможность использования буровых сточных вод (БСВ) в летний период для очистки шнека от налипания шлама при бурении скважин в интервале активных глин. Для этого необходимо организовать откачку БСВ с поверхности шламового накопителя на шнек. Ответ с приложением схем и обоснованием предоставить в ТО УБ ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Срок: до 05.09.2018

Ответственный: главный инженер ЗСФ ООО «БКЕ», КФ ООО «БКЕ», региональные и полевые супервайзеры.

6. ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» компенсировать ЗСФ ООО «БКЕ», КФ ООО «БКЕ» дополнительно использованные химические реагенты по п.1 согласно условиям Контракта 13С0660 от 28.12.2012г.

	_____	А.М. Шурупов		_____	А.В. Безденежных
	_____	С.В. Семенов		_____	А.Е. Поздняков
	_____	Э.В. Бабушкин			

Приложение 3

Регламент по сокращению объемов отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» (ПАО «ЛУКОЙЛ»)
Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
(Филиал «КогалымНИПИнефть»)

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального
директора – директор филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени,
канд. техн. наук



В.В. Шкандратов
_____ 2017 г.

РЕГЛАМЕНТ ПО СОКРАЩЕНИЮ ОБЪЕМОВ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ» (заключительный)

Договор № 16С3775/17Т0108 от 23.01.2017 г

Заместитель директора филиала
по научной работе в области
строительства скважин,
канд. техн. наук

Начальник Управления технологии
строительства скважин,
канд. техн. наук


_____ Д.Л. Бакиров

_____ В.А. Бурдыга

Тюмень, 2017

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель работы,
начальник отдела
промывочных жидкостей,
канд. техн. наук



подпись, дата

Э.В. Бабушкин
(отв. исполнитель,
разд. 1, 4, 10)

Главный специалист
отдела промывочных
жидкостей



подпись, дата

А.В. Садртидинов
(разд. 5, 6, 11)

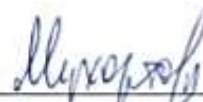
Инженер 2 категории
отдела промывочных
жидкостей



подпись, дата

М.Г. Буянова
(разд. 2, 3, 7, 8, 9)

Начальник отдела НТИ



подпись, дата

Т.В. Мухортова
(нормоконтроль)

Приложение И

Приказ о введении в действие регламента по сокращению объема образования отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь

Приказ № П-71А

«22» февраля 2018 г.

г. Когалым

О введении в действие РД

В целях повышения качества строительства и реконструкции скважин
ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и ввести в действие, с момента утверждения настоящего приказа:

1.1 Регламент о порядке применения, методах контроля свойств буровых растворов при строительстве и реконструкции скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», согласно приложению №1 к настоящему приказу;

1.2 Регламент по сокращению объема образования отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», согласно приложению №2 к настоящему приказу.

2. Заместителю генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» В.Н. Ковалеву:

2.1. Поручить операторам договоров подряда на строительство и реконструкцию скважин, а также на оказание сервисных услуг при строительстве и реконструкции скважин (техничко-технологический контроль, интегрированный сервис) заключенных ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с контрагентами, осуществляющими свою деятельность на объектах и территориях производственной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», заключить дополнительные соглашения с указанием в них условий о применении Регламентов указанных в п.п.1.1-1.2.

2.2. При заключении договоров подряда на строительство и реконструкцию скважин, а также на оказание сервисных услуг при строительстве и реконструкции скважин (техничко-технологический контроль, интегрированный сервис) включать в тексты договоров условие о применении Регламентов указанных в п.п.1.1-1.2.

3. Начальнику отдела организационного развития ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» А.А. Шпицу внести изменения в Библиотеку РД ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

4. Контроль за исполнением приказа возложить на заместителя генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» В.Н. Ковалева.

Вице-президент ПАО «ЛУКОЙЛ»,
Генеральный директор

С.А. Кочуров

Н.Р. Галеев
6-14-23

Приложение К

Акт о проведении ОПР по сохранению модифицированного бурового раствора на минерализованной основе (НЕДРА+КС)

АКТ

О проведении опытно-промышленных работ

По сохранению отработанного раствора «НЕДРА+КС» в блоке дополнительных емкостей
На скважине № 1914Г куста №19 Имилорского месторождения

От «17» сентября 2019 г.

Мы, нижеподписавшиеся: представитель сервисной компании по буровым растворам ООО «ИСК «Петроинжиниринг» Золин С.Ю., начальник Отдела буровых растворов КФ ООО «БКЕ» Тупиха Е.А., инженер 1 категории Отдела внедрения новых технологий Управления технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени Буянова М.Г. составили настоящий акт о том, что после окончания бурения горизонтальной скважины №1914Г куст №19 Имилорского месторождения был сохранен отработанный буровой раствор «НЕДРА+КС» в объеме 80 м³ в блоке дополнительных емкостей. Параметры пробы бурового раствора в начале и конце проведения ОПР представлены в таблице.

Таблица – Сводные параметры бурового раствора «НЕДРА+КС»

№ п/п	Показатели	Проектные значения	Полученные значения (замер от 19.11.2018 г)	
		СИ	СИ	СИ
	Основные			
1	Плотность промывочной жидкости, г/см ³	1,12	1,14	1,14
2	Условная вязкость, с	30-50	45	63
3	Показатель фильтрации, см ³ /30мин (СИ/API)	<4	3,2	3,5
4	Пластическая вязкость, мПа·с / сР	12-25	25	26
5	ДНС, дПа/лб/100ft ² (СИ/API)	80-130	96	101
6	СНС 10 сек, дПа / лб/100ft ² (СИ/API)	10-4	14	10
7	СНС 10мин, дПа / лб/100ft ² (СИ/API)	15-70	24	19
8	Температура раствора при замере, °С		43	43
9	Толщина корки, мм	≤1	0,5	0,5
10	Содержание песка, %	<0,5	0,3	0,2
11	Содержание карбонатного кальцианга	≤50	52	50
12	Содержание твердой фазы, %	≤8,5	7,4	7,4
13	МВТ, мг/м ³	≤30	21	21
14	Содержание хлоридов г/л	≤11	27	27
15	Водородный показатель рН, ед.		11	10

Представитель ООО «ИСК «Петроинжиниринг» _____ Золин С.Ю. /

Начальник ОБР КФ ООО «БКЕ» _____ / Тупиха Е.А. /

Представитель Филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
_____ / Буянова М.Г. /



Приложение Л

Справка о внедрении



Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

№ К/06-32 Дата 16.03.2021

на № _____ от _____

СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ

Настоящим подтверждается, что технология и составы модифицированного бурового раствора (МБР) НЕДРА, разработанного с участием инженера I категории Отдела внедрения новых технологий Управления технологии строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени Буяновой Марины Германовны:

1) использованы разработке проектной документации на строительство скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»:

– ГРП № 338 ЭК-Г-15-ИОС на строительство эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием на группу пластов БС Имилорско+Западно-Имилорского месторождения (с эксплуатационной колонной 146 мм);

– ГРП № 333 ЭК-Г-15-ИОС на строительство эксплуатационных скважин с горизонтальным окончанием на группу пластов Ач Тевлинско-Русскинского месторождения (с эксплуатационной колонной 146 мм).

2) включены в «Технологический регламент на приготовление и применение недиспергирующего бурового раствора для бурения транспортного ствола и вскрытия продуктивного пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах» (введен в действие Приказом № П-147А от 20.04.2016 г), «Регламент по сокращению объемов отходов бурения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (введен в действие Приказом № П-71А от 22.08.2018 г).

На основании проектной документации с учетом требований технологического регламента успешно пробурены более 100 наклонно-направленных скважин (ННС) с большим отходом от вертикали (зенитный угол более 40°, смещение от вертикали более 2000 м), 19 горизонтальных скважин (ГС) с наличием в разрезе неустойчивых терригенных пород, 13 ГС трехколонной конструкции, 6 скважин на месторождениях ТПП «Ямалнефтегаз» при прохождении осыпавшихся «шоколадных» глин, вскрываемых под большим зенитным углом (Приложения 1-4).

В результате применения технологии МБР НЕДРА при строительстве скважин был установлен технико-экономически эффект (из расчета для одной скважины):

- 170 000 руб. при бурении ННС;
- 1 248 000 руб. при строительстве ГС;
- 22 826 200 руб. при строительстве ГС трехколонной конструкции;
- 1 200 000 руб. в случае повторного применения раствора.

Экономический эффект достигнут за счет сокращения сроков строительства ННС и ГС и обеспечения устойчивости стенок ствола ГС трехколонной конструкции использованием ингибирующего бурового раствора вместо использования раствора на углеводородной основе. Осложнений и аварий, связанных с модифицированным буровым раствором НЕДРА, отмечено не было.

Заместитель директора филиала
по научной работе в области
строительства скважин,
канд. техн. наук



Д.Л. Бакиров

Приложение 1

Перечень ННС (зенитный угол более 40°, отход от вертикали более 2000 м), пробуренных на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с применением МБР НЕДРА на пресной основе

№ п/п	Месторождение	Куст	Скв.	Смещение от вертикали, м	ЗУ (max), °
1	С-Конитлорское	31Б	1904	1997,9	43,51
2	Т-Русскинское	222	5175	2131,52	43,78
3	Т-Русскинское	219Б	3057	2039	43
4	Т-Русскинское	299	1728	2139,63	43,75
5	Т-Русскинское	153Б	6085	2150,7	52,9
6	Т-Русскинское	11	5145	2103,06	39,8
7	Имилорское	10	1042	1720	52,5
8	Ватьеганское	588	9398	2132	41,08
9	В-Придорожное	17	851	1943,4	41,9
10	Покачевское	444	9902	2096	43,27
11	Покачевское	444	9205	1863	45,02
12	Покачевское	9А	9369	1863	45
13	С-Покачёвское	36	2028	1952,8	40,2
14	С-Покачёвское	36	1156	1952,78	40,2
15	Имилорское	4А	466	2129,33	53,62
16	Имилорское	8	816	2311,03	50,84
17	Имилорское	18	9460	2043,1	40,03
18	Западно-Покамасовское	3	316	2145,6	56,4
19	Нонг-Еганское	34	2043	1927,9	53,35
20	Т-Русскинское	331	5542	2092,9	48,11
21	Восточно-Перевальное	28	596	1535,2	55,24
22	Кочевское	29	6305	1985,1	51,91
23	Ю-Выинтойское	25	2139	2041,9	41
24	Ю-Выинтойское	5	2102	1873,84	42,95
25	В-Икилорское	1	560	2081,2	54,87
26	Имилорское	18	1862	1982,01	43,63
27	Имилорское	21	2110	1909,9	45,34
28	Имилорское	2065У	20	1646,36	41,91
29	Имилорское	2824	28	1482,47	38,42
30	Имилорское	2825	28	2009,79	50,9
31	Имилорское	2814	28	2131,53	56,23
32	Имилорское	2819	28	1995,87	53,2
33	В-Перевальное	34	964	2149,46	54,27
34	Кочевское	29	9706	2250,06	53,82
35	Кочевское	29	9705	2097,36	51,08
36	Т-Русскинское	42	5760	1996,89	43,66
37	Кочевское	29	9802	1905,09	40,27
38	В-Икилорское	2	110	1745,46	42,56
39	Т-Русскинское	42	2042	2170,75	44,28
40	Т-Русскинское	100В	9647	1498,75	45,34

41	Повховское	546	3314	2101,45	46,21
42	Повховское	54Б	3389	2249,32	48,3
43	Ю-Ягунское	326	6010	1563,85	35,86
44	Т-Русскинское	302	9820	1770,14	46,13
45	В-Имилорское	3	360	1891,2	42,78
46	В-Икилорское	1	460	1753,45	42,11
47	В-Икилорское	3	361	1912,86	42,78
48	Ю-Мессояхское	7	421	1648,93	51,97
49	В-Перевальное	21В	632	1656,59	43,4
50	Ю-Выинтойское	33	2012	1620,68	44,59
51	Поточное	52	3174	1642,16	41,0
52	Мишаевское	3	1632	1602,66	45,22
53	Ю-Выинтойское	33	2008	1573,25	39,4
54	Ю-Выинтойское	5	2111У	2044,06	45,15
55	Нонг-Еганское	19	3238	1616,85	40,34
56	Кочевское	28	9216	2106,27	45,08
57	Имилорское	28	2828	1926,9	48,61
58	Имилорское	24	6661У	1866,5	44,15
59	Поточное	80	541	1033	56,72
60	В-Перевальное	21В	683	2065,82	59,16
61	Нонг-Еганское	19	3244	1958,63	42,86
62	В-Икилорское	3	364	1587,71	41,83
63	В-Перевальное	21В	532	2474,47	57
64	Ю-Выинтойское	33	991	2107,54	51,06
65	Мишаевское	4	1810	2099,56	46,46
66	Мишаевское	4	1814	1469,82	40,37
67	Ю-Выинтойское	5	2100У	1911,68	45,12
68	Ю-Ягунское	343	5514	2018,48	44,99
69	Ю-Ягунское	328	6030	1743,25	40,77
70	Т-Русскинское	302	9763	1686,29	50,55
71	Имилорское	28	2863	1711,31	43,61
72	Имилорское	27	2716	2008,7	41,58
73	Имилорское	28	2831	2035,58	52,5
74	Имилорское	29	2905	1847,05	42,12
75	Имилорское	24	6267У	1731,37	43,44
76	Нонг-Еганское	33	2015	1129,02	42,19
77	Повховское	167Б	3618	2169,57	47,83
78	Т-Русскинское	301	5825	1755	47,38
79	Ю-Ягунское	328	6035	2025,5	42,78
80	Покачевское	448	9786	1482,21	50,87
81	Чумпасское	2	10202	2129,5	51,47
82	В-Перевальное	20В	615	1864,66	58,43
83	Повховское	167Б	3623	1713,79	40,47
84	Чумпасское	1	10198	1889	41,02
85	Чумпасское	2	10224	1853,38	41,02
86	Ю-Выинтойское	33	974	1834,95	43,9
87	Т-Русскинское	302	3356	2125,94	52,02

88	Повховское	167Б	3622	1881,52	42,84
89	Т-Русскинское	270	4757У	2093,71	48,34
90	Имилорское	29	6015	2097,99	51,15
91	Имилорское	7	777	1939,32	44,36
92	Имилорское	16	1669У	1810,09	39,09
93	Имилорское	24	2410У	1797,33	41,98
94	Имилорское	26	2660У	1995,77	42,55
95	Имилорское	30	3010	1902,13	43,54
96	Имилорское	57	5711	1225,0	46,18
97	Имилорское	24	6221У	2037,48	40,17
98	Ю-Ягунское	328	929	1727,24	45,86
99	Т-Русскинское	270	4653	1923,08	47,64
100	Кочевское	41	9288	1998,09	39,39
101	Чумпасское	2	10251	1655,08	43,18
102	Покачевское	448	9788	1874,08	56,77
103	Повховское	180Б	5061	2021,81	42,87
104	Имилорское	30	3060	1799,57	43,65
105	Имилорское	16	1667У	2041,54	40,41
106	Покачевское	448	9773	1602,58	46,22
107	Т-Русскинское	302	3374У	1725,14	39,89
108	Кустовое	75	3412	2085,38	44,01
109	Кустовое	75	3425	2161,91	45,18
110	Повховское	167Б	3842	1963,99	48,3
111	Ватьеганское	152	5143	1976,03	51,58
112	В-Перевальное	40	1000	1976,05	39,91
113	Повховское	54Б	3318	2040,81	45,03
114	Ватьеганское	152	5170	1712,0	40,98
115	Повховское	215	7603	1801,49	39,02
116	Повховское	215	7604	1734,82	40,25
117	Повховское	215	7607	1987,44	42,84
118	Имилорское	7	771	2096,78	39,46
119	Имилорское	7	764	1931,79	39,65
120	Имилорское	29	6062	1977,27	44,56
121	Имилорское	7	718	2008,99	48,31
122	Имилорское	7	779	1929,12	46,75
123	Имилорское	16	1663У	2133,80	41,24
124	Имилорское	16	1667	2049,62	40,41
125	Имилорское	24	6268У	2332,4	45,26
126	Имилорское	30	3060	1799,57	43,65
127	Имилорское	7	777	1939,32	44,36
128	Имилорское	16	1669У	1810,09	39,09
129	Имилорское	24	2410У	1797,33	41,98
130	Имилорское	26	3660У	1995,77	42,55
131	Имилорское	30	3010	1902,13	43,54
132	Имилорское	57	5711	1225,0	46,18
133	Имилорское	24	6221У	2037,48	40,16

Приложение 2

Перечень горизонтальных скважин, имеющих в разрезе неустойчивые породы, пробуренных на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с применением МБР НЕДРА на минерализованной основе

№ п/п	Месторождение	Куст	Скв.	Объект (пласт)
1	Ватъеганское	85Б	4021Г	БВ1
2	Ватъеганское	524	4052Г	БВ1
3	Ватъеганское	524	7144Г	БВ1
4	Ватъеганское	524	7146Г	БВ1
5	Ватъеганское	524	7148Г	БВ1
6	Ватъеганское	524	4057Г	БВ1
7	Ватъеганское	524	7145Г	БВ1
8	Ватъеганское	524	4055Г	БВ1
9	Ватъеганское	17	4321Г	БВ1
10	Ватъеганское	17	4324Г	БВ1
11	Ватъеганское	17	4314Г	БВ1
12	Ватъеганское	17	4401Г	БВ1
13	Ватъеганское	524	4116Г	БВ1
14	Ватъеганское	524	4224Г	БВ1
15	Ватъеганское	524	4056Г	БВ1
16	Ватъеганское	524	4058Г	БВ1
17	Ватъеганское	524	4051Г	БВ1
18	Ватъеганское	524	7143Г	БВ1
19	Ватъеганское	524	4053Г	БВ1

Приложение 3

Перечень горизонтальных скважин трехколонной конструкции, пробуренных на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с применением МБР НЕДРА на минерализованной основе

№ п/п	Месторождение	Куст	Скв.	Объект (пласт)
1	Тевлинско-Русскинское	319	4116Г	БС18-19
2	Тевлинско-Русскинское	332	4100Г	БС18
3	Тевлинско-Русскинское	332	4099Г	БС18-19
4	Имилорское	12	1222Г	БС17
5	Имилорское	12	1220Г	Ач1
6	Имилорское	12	1215Г	Ач1
7	Имилорское	8	821Г	Ач4
8	Имилорское	8	822Г	Ач4
9	Имилорское	8	815Г	Ач6
10	Имилорское	8	814Г	Ач6
11	Имилорское	8	819Г	Ач4
12	Имилорское	8	820Г	Ач
13	Имилорское	4А	421Г	БС10 5

Приложение 4

Перечень горизонтальных скважин, имеющих в разрезе неустойчивые породы «шоколадных» глин, пробуренных на месторождениях ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с применением МБР НЕДРА +КЛСП на минерализованной основе

№ п/п	Месторождение	Куст	Скв.	Объект (пласт)
1	Южно-Мессояхское	417Г	7	БУ13-БУ14
2	Южно-Мессояхское	421	7	БУ21
3	Южно-Мессояхское	424Г	7	БУ13 1-2, БУ14, БУ15
4	Пяяхинское	2024Д	-	БУ20
5	Пяяхинское	1806Г	14Г	БУ18
6	Пяяхинское	9047Г	15Н	БУ9

Приложение М
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2755108

**ИНГИБИРУЮЩИЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ
БУРЕНИЯ В НЕУСТОЙЧИВЫХ ТЕРРИГЕННЫХ
ОТЛОЖЕНИЯХ**

Патентообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" (ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг")
(RU)*

Авторы: *Бакиров Данияр Лябинович (RU), Бабушкин Эдуард
Валерьевич (RU), Фаттахов Марсель Масалимович (RU),
Ваулин Владимир Геннадьевич (RU), Бакаев Евгений
Юрьевич (RU), Буянова Марина Германовна (RU)*

Заявка № 2020128054

Приоритет изобретения **21 августа 2020 г.**

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации **13 сентября 2021 г.**

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает **21 августа 2040 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Налиев