

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



Гаймалетдинова Гульназ Леоновна

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩИХ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНЫХ
ПЛАСТОВ**

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Исмаков Рустэм Адипович

Уфа 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
Глава 1 Литературный обзор исследований в области совершенствования буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов	10
1.1 Актуальность проблемы	10
1.2 Анализ существующих буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов	12
1.3 Требования к буровым растворам и средствам для улучшения качества вскрытия продуктивных пластов	21
Выводы к главе 1. Постановка цели и задач исследований	26
Глава 2 Обоснование выбора методов исследований	27
2.1 Принципы выбора методов исследований	27
2.2 Методы изучения общетехнологических свойств буровых растворов	28
2.3 Методы изучения противоизносных и антифрикционных свойств буровых растворов	29
2.4 Методы изучения антикоррозионных свойств буровых растворов	30
2.5 Методы измерения физико-химических свойств буровых растворов	32
2.6 Методы изучения блокирующих свойств буровых растворов	39
2.7 Методы планирования эксперимента и математическая обработка экспериментальных данных	42
2.8 Методика определения погрешностей измерений	44
Выводы к главе 2	47
Глава 3 Комплексное улучшение свойств буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов	48
3.1 Постановка задачи	48
3.2 Теоретическое обоснование выбора компонентного состава реагентов комплексного действия	48
3.3 Разработка состава реагента комплексного действия РКД	

для буровых растворов при бурении продуктивных пластов	50
3.4 Изучение влияния различных реагентов на противоизносные и антифрикционные свойства буровых растворов	56
3.5 Изучение влияния различных реагентов на антикоррозионные свойства буровых растворов	58
Выводы к главе 3	63
Глава 4 Разработка составов ингибирующего бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных пластов	64
4.1 Оптимизация рецептуры ингибирующего бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов	64
4.2 Изучение влияния различных реагентов на устойчивость стенок скважины и качество первичного вскрытия продуктивных пластов	68
Выводы к главе 4	95
Глава 5 Промысловые испытания и внедрение добавки	96
5.1 Разработка технической документации на изготовление опытной партии РКД под торговым названием «Девон-2л»	96
5.2 Опытно-промысловые испытания	96
5.3 Расчет экономической эффективности применения реагента комплексного действия при бурении бурении скважин на Шарканском месторождении ЗАО «Удмуртнефть-Бурение»	99
Выводы к главе 5	101
Заключение	102
Список использованных источников	103
Приложения А. Справка о выпуске и внедрении реагента «Девон-2л»	116
Приложения Б. Акт об опытном-промышленной наработке реагента «Девон-2л»	117
Приложения В. Паспорт безопасности химической продукции «Девон-2л»	119
Приложения Г. Технические условия применения реагента «Девон-2л» (ТУ 20.41.20-008-01699574-2019)	134

Приложения Д. Сертификат соответствия на применение химпродукта «Девон-2л»	143
Приложения Е. Акт об опытно-промышленных испытаниях бурового раствора ИБР с реагентом комплексного действия «Девон-2л» на скважине №4434 Шарканского месторождения	145
Приложение Ж. Акт об опытно-промышленных испытаниях бурового раствора ИБР с реагентом «Девон-2л» на скважине №4454 Шарканского месторождения	148
Приложение З. Патент на изобретение реагента «Девон-2л»	152

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

На сегодняшний день нефтегазовый комплекс играет ведущую роль в экономике Российской Федерации. Наиболее перспективным способом освоения запасов нефти и газа является бурение наклонно-направленных и скважин с горизонтальным окончанием. Согласно, российского журнала *Logtec* за последние 6 лет объем проходки в горизонтальном бурении вырос более чем в 5 раз и в перспективе до 2025 г будет приходиться более 50% от всего объема работ. При этом, вопросы обеспечения устойчивости ствола скважины, вынос шлама и доведение осевой нагрузки до долота становятся одним из основных факторов успешного выполнения проектных решений. В этом большая роль отводится химической активности буровых растворов (БР), которая так же влияет на показатели бурения и качество вскрытия продуктивных пластов. Предпочтение отдается системам, обладающим комплексом технологических свойств. Несмотря на значительные достижения в этой области, проблему нельзя считать решенной, поскольку многообразие горно-геологических условий бурения и литологического состава вскрываемых продуктивных пластов требуют избирательного подхода, как к свойствам самих БР, так и к составу их фильтратов. В этой связи, совершенствование и разработка составов БР, обеспечивающих сохранение естественной проницаемости горных пород при вскрытии продуктивных пластов и обладающих комплексом необходимых технологических свойств является актуальным направлением исследований в буровой технологии.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в изучение проблем и роли БР в обеспечении качественного вскрытия продуктивных пластов внесли: Г. Грей, Э.Г. Кистер, А.И. Булатов, В.И. Крылов, М.Р. Мавлютов, Г.В. Конесев, В.П. Овчинников, Э.Г. Агабальянц, Б.А. Андерсон, Н.И. Крысин, О.К. Ангелопуло, И.Л. Некрасова, Н.Н. Рылов, В.И. Рябченко, Л.Б. Хузина, Н.А. Петров, Р.А. Мулюков, Б.А. Растегаев, Z.S. Hu, S.M. Hsu, P.S. Wang, N. J.Fox, B. Tyrer, G. W. Stachowiak, S. Odi-Owei и др.

Целью работы является совершенствование состава и свойств биополимерного БР для улучшения показателей бурения и первичного вскрытия продуктивных пластов пологими и горизонтальными скважинами.

Основные задачи исследований

1 Анализ существующих биополимерных БР для вскрытия продуктивных пластов при проводке наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием (на примере Шарканского месторождения).

2 Исследование и разработка компонентного состава реагента комплексного действия (РКД) для вскрытия кровли продуктивного пласта и сохранения его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), путем улучшения ингибирующих, гидрофобизирующих, поверхностно-активных, а также антифрикционных, антикоррозионных свойств БР.

3 Исследование и разработка БР для первичного вскрытия продуктивных пластов наклонно-направленными скважинами и с горизонтальным окончанием с применением разработанного РКД.

4 Разработка технической документации для приготовления РКД, проведение промысловых испытаний разработанных составов БР. Сравнительная оценка эффективности разработанных буровых растворов и определение перспектив их дальнейшего применения.

Научная новизна выполненной работы

1 Предложен и экспериментально проверен состав нового реагента для бурового раствора, включающий растворитель (с моно – и многоатомными спиртами) и активную основу (триглицериды жирных кислот, аминоспирты, глицерофосфатиды), обеспечивающий снижение гидратации глинистых частиц, повышение коэффициента восстановления проницаемости продуктивных пластов до 83% и снижение поверхностного натяжения на границе раздела «жидкость-жидкость» в 2 раза в сравнении с известными реагентами.

2 Установлено, что замещенные эфиры триэтаноламина, высокомолекулярные жирные кислоты и борная кислота совместно снижают коэффициент трения пары

«сталь-глинистая корка» до 50% и улучшают антикоррозионные свойства БР, что в целом приводит к существенному повышению скорости и качества вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами.

Теоретическая и практическая значимость результатов

Теоретическая значимость заключается в обосновании механизма ингибирования БР, содержащего высокоэффективный РКД для сохранения ФЕС продуктивного пласта.

Практическая значимость – разработаны Технические условия (ТУ 20.41.20-008-01699574-2019) по наработке реагента Девон-2л в ООО НПП «ИКАР»; проведены промысловые испытания комплексной добавки Девон-2л. Реагент комплексного действия рекомендован к применению на буровых предприятиях в ЗАО «Удмурт-нефть-бурение» и в Западной Сибири.

Материалы диссертационной работы используются в учебном процессе ФГБОУ ВО УГНТУ при обучении студентов специальностей: 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»; 21.03.01 «Нефтегазовое дело» по дисциплинам «Промывочные жидкости и промывка скважин», «Промывочные жидкости и технология промывки скважин в осложненных условиях», при выполнении курсовых и выпускных квалификационных работ.

Методология и методы исследования

Решение поставленных задач диссертационного исследования включает в себя комплекс аналитических, экспериментальных и опытно-промышленных методов. Объектом исследования являлись биополимерные буровые растворы. Лабораторные испытания проводились на современном сертифицированном оборудовании.

Положения, выносимые на защиту

1 Новый РКД, получивший название Девон-2л (пат. 2732147 РФ), и технология приготовления активной основы БР для качественного первичного вскрытия продуктивных пластов.

2 Результаты экспериментальных исследований влияния реагента комплексного действия в составе БР на сохранение естественной продуктивности и на его инги-

бирующие свойства при вскрытии кровли продуктивного горизонта и его горизонтального продолжения, а также на улучшение антифрикционных свойств корки БР по отношению к бурильному инструменту.

3 Результаты промысловых испытаний ингибирующего бурового раствора (пат. 2756264 РФ), обработанного РКД при бурении скважин на Шарканском месторождении Республики Удмуртия.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов исследования подтверждается достаточным количеством экспериментов, с применением современных методов исследований, которые соответствуют поставленным в работе целям и задачам. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: VII Международной конференции с элементами научной школы для молодежи (Уфа, 2018); международной научно-практической конференции «Обращение с отходами: современное состояние и перспективы» (Уфа, 2021); 72 и 73-ей научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (Уфа, 2021-2022); II международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» (Тюмень, 2022); Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы науки техники» посвященная 70-летию ИМИ-ИжГТУ и 60-летию СПИ (филиал) ФГБОУ ВО «ИжГТУ им. М.Т. Калашникова» (Сарапул, 2022); Proceedings of the IV international scientific conference on advanced technologies in aerospace, mechanical and automation engineering (Уфа, 2023).

Публикации по теме диссертации:

По результатам работы опубликовано 17 научных трудов, в том числе 5 статей в российских периодических изданиях, включенных в перечень ВАК Министерства образования и науки РФ, 1 статья в научном журнале, включенном в международную базу данных Scopus, 8 работ в материалах различных научно-технических конференций и семинаров, 1 статья в прочих изданиях. Получено 2 патента РФ на изобретение.

Структура и объем работы:

Диссертационная работа состоит из 5 глав, заключения, библиографического списка, включающего 114 наименований и 8 приложений. Объем диссертации составляет 152 страницы и содержит 24 таблицы и 35 иллюстраций.

Выражаю благодарность преподавателям кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»: профессорам Конесеву Г.В., Левинсону Л.М., Агзамову Ф.А., Попову А.Н., доцентам Мулюкову Р.А., Аглиуллину А.Х., Сакаеву Р.М., Янгирову Ф.Н. за ценные советы и консультации, научным сотрудникам Казанского (Приволжского) федерального университета за бесценную методическую помощь и проведение отдельных экспериментов и сотрудникам предприятия ООО НПП «ИКАР»: Арасланову И.М., Саитгалееву М.Ф., Д.И., Исламгуловой Г.С. за большую помощь в организации промысловых испытаний.

Глава 1 Литературный обзор исследований в области совершенствования буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов

1.1 Актуальность проблемы

Буровой раствор при вскрытии продуктивных пластов должен обладать такими свойствами, как сохранение его коллекторских свойств (пористость и проницаемость), быть инертным по отношению к горным породам, стабильным и др. Учитывая повышенные требования к более полной и эффективной эксплуатации продуктивных пластов, наблюдается тенденция роста новых технологий, основанных на горизонтальном и наклонно-направленном бурении, со все возрастающими отходами, когда буровой раствор продолжительное время активно контактирует с флюидами и породами продуктивного пласта, что ведет к увеличению опасности возникновения при этом различных осложнений и загрязнения продуктивных пластов.

Причем нужно учитывать и особенности транспорта шлама в горизонтальных участках. В вертикальных и «слабоискривленных» стволах шлам непрерывно поднимается на поверхность при циркуляции бурового раствора. При бурении горизонтальных участков шлам перемещается дискретно, то есть идет накопление шлама или рост дюны, с ростом дюны уменьшается сечение ствола, скорость потока растет, достигнув критического значения, начинает разрушать и переносить дюну на новое место[1]. Это расстояние называется шагом и зависит от плотности жидкости и шлама, диаметров скважины и бурильных труб, величины зенитного угла. Важное значение при этом играют коагуляционные свойства БР.

Нужно учитывать, что при бурении горизонтального участка происходит увеличение количества шлама за счет обрушения сводовой части сечения ствола скважины. В зависимости от устойчивости породы – это (10-15) % добавки шлама в общий его объем[1-2]. Существующие буровые растворы не предназначены для длительного контакта с горными породами горизонтальных скважин. Игнорирование этих особенностей приводит к аварийным ситуациям, осложнениям, снижению про-

ницаемости призабойной зоны пласта. Глубина проникновения фильтрата может достигать 1 м и более.

Корка, образующаяся при фильтрации бурового раствора нарушает гидродинамическую связь в системе «скважина-пласт» [3]. В растворах, вскрывающих продуктивный пласт, желательнее не иметь твердой фазы, так как может произойти коагуляция стенок скважины. Но при вскрытии продуктивного пласта, кровля и подошва которого представлены глинами, они попадают в раствор. В условиях продуктивного пласта, глинистые частицы увеличиваются в объеме, что приводит к сужению ствола скважины. Это, в свою очередь, приводит к увеличению времени спуско-подъемных операции, за счет посадок и затяжек бурильного инструмента, а также затрудняет нагрузку на долото, что приводит к снижению технико-экономических показателей бурения.

Гидратация глинистых частиц приводит к их агрегатированию, что может повлечь за собой вываливание значительных масс из стенки скважины и, как следствие, искривлению и даже потере ствола.

Существующие буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов, не обеспечивают в полной мере сохранения фильтрационно-емкостных свойств пласта, так как данные растворы недостаточно проявляют ингибирующие свойства по отношению к глинистым минералам, что значительно влияет на снижение потенциальных возможностей нефтяных скважин.

Помимо перечисленных осложнений на качество вскрытия продуктивного пласта влияет ряд факторов, которые совместно или в отдельности ухудшают его проницаемость [3-7]. Для сохранения фильтрационно-емкостных характеристик пласта посвящены работы как отечественных, так и зарубежных исследователей. Каждая рецептура бурового раствора включает в себя добавку, обладающую определенным одним свойством (моно свойством). Например, повышает только смазывающее свойство или другое. В данной диссертационной работе проведены исследования, направленные на совершенствование ингибирующих БР для первичного вскрытия продуктивных пластов горизонтальных скважин со сверхдальними отходами при

максимальном сохранении естественной проницаемости. Такие результаты можно получить только разработав добавку комплексного действия[7].

Подобрать рецептуру бурового раствора, удовлетворяющего всем требованиям, практически невозможно. Но, учитывая эти требования, необходимо стремиться к подбору наиболее практичной рецептуры, с дальнейшим регулированием технологических свойств с применением химических реагентов. Оптимально подобранный тип бурового раствора обладает несущей способностью, позволяющий получить «чистый» ствол скважины с минимально «травмирующим» эффектом пласта.

Таким образом, существует практическая потребность в новых научно обоснованных технологических и технических решениях по созданию реагентов комплексного действия для буровых растворов, имеющих существенное значение для совершенствования технологии бурения и ТЭП[7].

1.2 Анализ существующих буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов

Технология первичного вскрытия продуктивных пластов существенно влияет на последующую продуктивность скважин. Для профилактики, а также для устранения возникающих осложнений в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин при вскрытии продуктивных пластов БР должен эффективно выполнять комплекс функций [6-11].

Значительный вклад в изучение проблем устойчивости стенок скважины, сложенных глинистыми отложениями и роли буровых растворов внесли ученые: Г. Грей, Э.Г. Кистер, А.И. Булатов, В.И. Крылов, М.Р. Мавлютов, Г.В. Конесев, В.П. Овчинников, Э.Г. Агабальянц, Б.А. Андерсон, Н.И. Крысин, О.К. Ангелопуло, И.Л. Некрасова, Н.Н. Рылов, В.И. Рябченко, Л.Б. Хузина, Н.А. Петров, Р.А. Мулюков, Б.А. Растегаев, Z.S. Hu, S.M. Hsu, P.S. Wang, N. J.Fox, B. Tyrer, G. W. Stachowiak, S. Odi-Owei и др.

В настоящее время в мировой практике при бурении скважин используются десятки составов и сотни рецептов БР. При вскрытии боковыми стволами продуктивных пластов, фильтрат бурового раствора не должен вступать в химические реакции с породами пласта. Если при вскрытии вертикальными и наклонными стволами раствор контактирует с породами непродолжительное время, то при бурении горизонтальных участков, это время может быть гораздо больше и измеряться десятками часов, причем главной задачей является сохранение продуктивности коллекторов[1]. В связи с этими необходимо разработать буровой раствор, который обладал бы вышеперечисленными свойствами, был инертным, нетоксичным, пожаробезопасным, обладал бы ингибирующими и смазывающими свойствами[12-13]. С целью сохранения фильтрационно-емкостных характеристик пласта, используют буровые растворы как на водной, так и на углеводородной основе и аэрированные буровые растворы. На Рисунке 1.1 приведена классификация буровых растворов. С точки зрения качественного вскрытия продуктивных пластов с аномально низкими пластовыми давлениями применяются, как правило, аэрированные буровые растворы и пены[7]. Широкое применение нашли некоторые буровые растворы на углеводородной основе, поскольку их состав очень близок к составу пластовой среды[8]. Основными причинами, ограничивающими их применение, являются высокая стоимость, пожароопасность, токсичность[1; 7; 12-16].

Вода, как промывочная жидкость обладает хорошей прокачиваемостью, охлаждающей способностью, дешевизной, доступностью, токсичнобезопасной. Однако, главным ее недостатком является создание гидратных оболочек вокруг глинистых частиц, что приводит к их набуханию, уменьшению фактического диаметра скважины, обвалообразованию, замедлению спуско-подъемных операций, за счет посадок и затяжек бурильного инструмента и снижению механической скорости за счет недостаточной нагрузки на долото и работы долота на шламовой подушке. Все эти факторы приводят к снижению ТЭП бурения и увеличению стоимости метра проходки. Учитывая известные достоинства и недостатки воды, она применяется, главным об-

разом, при разбуривании устойчивых пород непродуктивных пластов или при бурении верхней части разрезов пластов[1; 6; 9; 16].

На сегодняшний день наиболее актуальными из применяемых промывочных жидкостей, которые оказывают наименьшее отрицательное воздействие на продуктивные пласты, являются биополимерные системы. Биополимерные растворы представляют безглинистые системы на водной основе с минимальным содержанием или без твердой фазы и с псевдопластичными свойствами, что способствует хорошему выносу выбуренной породы, особенно из горизонтального ствола. Однако данные системы не обеспечивают необходимой устойчивости глинистых пород и полностью не исключают осложнений из-за осыпей и обвалов. Для предотвращения таких осложнений используют ингибирующие буровые растворы[17].

В связи с расширением объемов бурения наклонных и горизонтальных скважин значительное внимание уделяется смазывающей способности бурового раствора [18].

Поэтому, совершенствование ингибирующих буровых растворов с применением полифункциональных реагентов для вскрытия продуктивных пластов с сохранением естественной проницаемости на наш взгляд является наиболее перспективным и актуальным.

Применение полифункциональных реагентов к БР способствуют улучшению технологии промывки скважин, сокращению расхода используемых реагентов[18]. При бурении наиболее перспективными являются добавки многоцелевого действия, а именно обладающие ингибирующими, гидрофобизирующими, поверхностно-активными, антифрикционными, антикоррозионными свойствами[19-24].

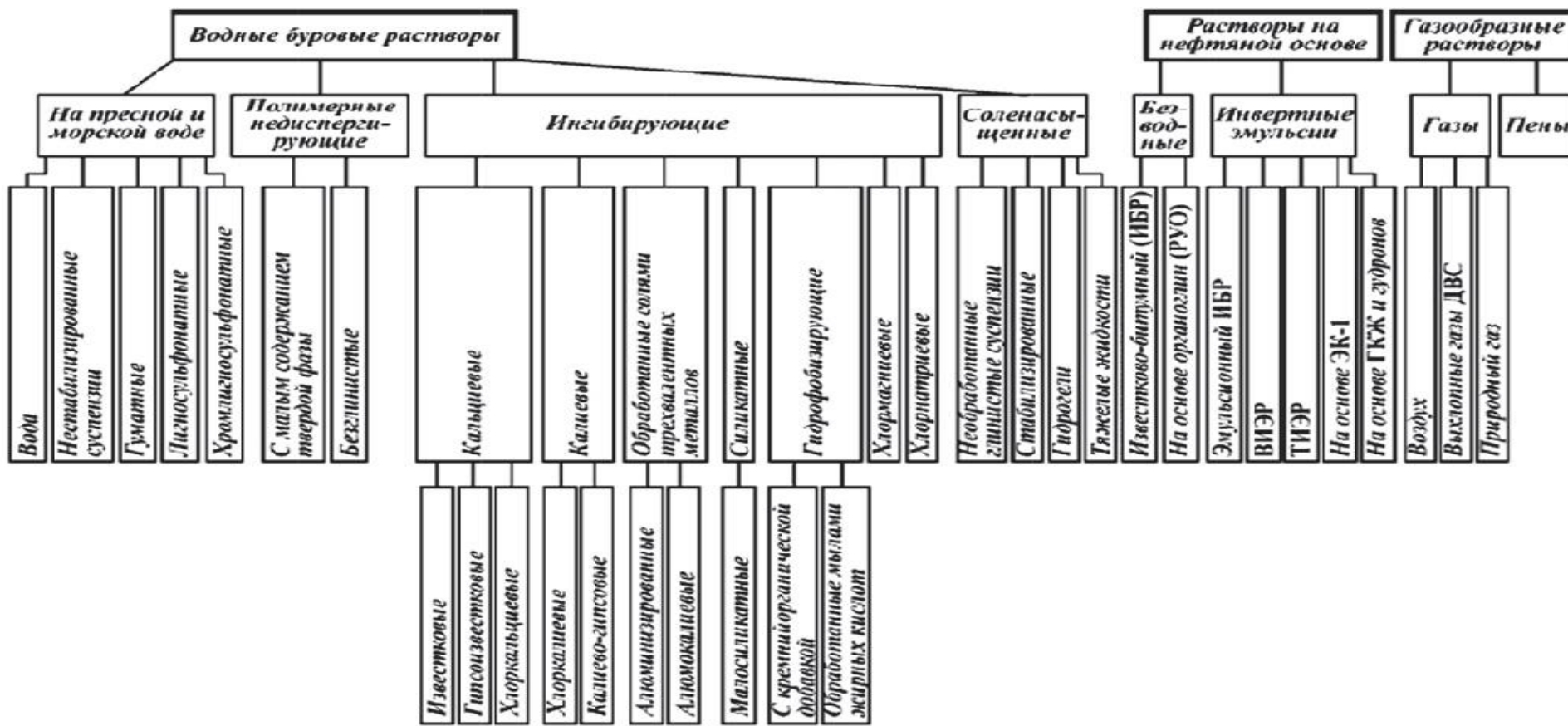


Рисунок 1.1 – Классификация буровых растворов

Разработка реагентов комплексных действия осуществлена с помощью лабораторных исследований и применением специальных приборов и технологий[7].

В Таблице 1.1 показаны некоторые современные рецептуры буровых растворов, которые используются при первичном вскрытии продуктивных пластов[8]. Из таблицы видно, что современная рецептура бурового раствора содержит до 10 компонентов. В связи с этим существует опасность нежелательного взаимодействия компонентов между собой, что может привести к усилению, либо к снижению эффекта получения полифункциональных реагентов. Также коэффициент восстановления проницаемости составляет от 17 до 40%, а это свидетельствует о том, что данные ингибирующие растворы недостаточно проявляют ингибирующие свойства по отношению к глинистым минералам[8]. Это объясняется, как правило, не устойчивостью по отношению к солям поливалентных металлов[7-8].

Таблица 1.1 – Технологические параметры современных рецептов буровых растворов и значения
восстановления проницаемости

коэффициента

Раствор, разработчик	Состав раствора, кг/м ³		Назначение	Параметры растворов							
				Плотность, кг/м ³	УВ,с	Φ, см ³ /30 мин	ДНС, дПа	СНС 1/10 дПа	η _{пл} , мПа·с	рН	Коэффициент восстановления проницаемости, K _{пр}
ООО НПП «Буринтех»	Вода		Основа (ВГС)	1050-1080	40-65	5-6	62-120	20-58/43-96	12-18	8-11	40
	Бактерицид	0,5	Биоцид								
	Ксантан	4									
	Крахмал	18	ПФ								
	Формиат натрия	5	Ингибитор глин								
	Каустическая сода	2	Регулятор рН								
	Пента	0,25	Пеногаситель								
	Известь	0,5	Углекислотная агрессия								
	Карбонат кальция	120	Кольматант, утяжелитель								
Смазочный реагент	80	Неполярная жидкость									
ООО «Башнефть-Добыча» (гипсо-известковый буровой раствор)	Вода		Основа (ВГС)	1050-1008	50- 70/40- 60	2-3	67-144	24-72/40-86	12-25	9-11	21,8
	Detergent SH	1	Противосальниковая добав- ка								
	Na ₂ CO ₃	1,5	Диспергатор								
	Сода бикарбонат	1,5	Регулятор рН								
	Сода каустик	1,5	Регулятор рН								
	Alguro DS103	5	Ингибитор глин, упрочнение гипсов								
	Известь (Ca(OH) ₂)	4	Углекислотная агрессия								
	КМ-60	110	Карбонатный утяжелитель, кольматант								

Раствор, разработчик	Состав раствора, кг/м ³		Назначение	Параметры растворов							
				Плотность, кг/м ³	УВ,с	Φ , см ³ /30 мин	ДНС, дПа	СНС 1/10 дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	рН	Коэффициент восстановления проницаемости, $K_{тр}$
	Гипс	15	Ингибитор глин, удаление карбонатов								
	Оснопак Н-О	5	Низковязкая полианионная целлюлоза								
	Крахмал	15	ПФ								
	Гаммаксан	2	Структурообразователь								
	Atren Antifoam	1	Пеногаситель								
	Atren Bio	0,5	Бактерицид								
	Atren HS	1,5	Поглотитель сероводорода								
	Биолуб LVL	20	Смазочный реагент								
	Atren PG	10	Ингибитор, смазочная добавка								
	Хлорид натрия	150	Утяжелитель, ингибитор глин								
	Хлорид калия	70	Ингибитор глин								
	Кольматант КС-1	1	Кольматант, наполнитель								
ЗАО «Удмурт-нефть-бурение» (МКБПР)	Минерализованная пластовая вода, $\rho = (1,12-1,20)$		Основа вода	1060-1080	30-40	6-8	50-150	20/40	12-18	9-10	23
	КОН (NaOH)	5	Регулятор рН								
	Крахмал	25-30	ПФ								
	Ксантан	2	Структурообразователь								
	Лубрикон	30-35	Смазочный реагент								
Ур-тн-ефть-бурени	Минерализованная пластовая вода, $\rho = (1,12-1,20)$		Основа вода	30-10	25-35	4-6	60-100	20/40	10-15	8-9	27

Раствор, разработчик	Состав раствора, кг/м ³		Назначение	Параметры растворов								
				Плотность, кг/м ³	УВ,с	Φ , см ³ /30 мин	ДНС, дПа	СНС 1/10 дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	рН	Коэффициент восстановления проницаемости, $K_{тр}$	
	КОН (NaOH)	5	Регулятор рН									
	Крахмал	25-30	ПФ									
	Ксантан	2	Структурообразователь									
	Биолуб LVL	20-30	Смазочный реагент									
ССК (Высокингибирующий гликолиевый буровой раствор)	Вода		Основа	1030-1100	30-50	4-6	40-100	30/60	10-20	9-10	17	
	Биополимер	4	Структурообразователь									
	Гликойл	50	Ингибитор									
	КСИ	100	Ингибитор									
	КОН (NaOH)	2	Регулятор рН									
	ПАЦ ВВ (НВ)	10	Регул реолог св-в									
	ПАА	2	ПФ									
	Пеногаситель	0,2	Антивспениватель									
	CaCO ₃	50	Карбон утяжелитель									
	Бактерицид	0,5	Биоцид									
Петрогул (эмуль- сионный ингиби- рующий буровой раствор)	Минерализованная пластовая вода, $\rho = 1,12$ кг/м ³		Основа	1200-1250	44-50	2-3	91	24/30	25	8-9	17,25	
	КОН	5	Регулятор рН									
	Крахмал	20	ПФ									
	Рас LV	2	Регул реолог св-в									
	Ксантан	0,7	Структурообразователь									

Раствор, разработчик	Состав раствора, кг/м ³		Назначение	Параметры растворов								
				Плотность, кг/м ³	УВ,с	Φ , см ³ /30 мин	ДНС, дПа	СНС 1/10 дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	рН	Коэффициент восстановления проницаемости, $K_{тр}$	
	ПАВ	30	Эмульгатор 1 рода									
	Неполярная у/ж	100	Минеральное масло									

1.3 Требования к буровым растворам и средствам для улучшения качества вскрытия продуктивных пластов

Под вскрытием продуктивного пласта понимается комплекс работ по разбуриванию пород, и оборудованию скважины в интервале продуктивности. Важным моментом вскрытия продуктивных пластов является сохранение их продуктивности, то есть пористости и проницаемости[7; 4; 25].

При решении прикладных задач используется компьютерное моделирование, IT-технологии, экспериментальные установки и приборы[9; 26-36].

Для получения достоверных результатов необходимо использовать керновый материал, пластовые воды и глины продуктивного пласта. Оценку проницаемости корок проводили на фильтрационной установке[7].

При большом значении фильтрации на стенках скважины отлагается толстая липкая фильтрационная корка, которая уменьшает диаметр скважины и значительно увеличивает опасность прихвата бурильного инструмента. Это приводит к затратам энергии на спускоподъемные операции, также это сальникообразование, и как следствие, снижение технико-экономических показателей бурения и др. Поэтому такие показатели как липкость, коэффициент трения в паре «сталь-фильтрационная корка», толщина и показатели механических свойств корок являются очень важными для формирования прихватоопасных участков, особенно при бурении горизонтальных скважин[1;7] .

Особенно важную роль играет величина поверхностного натяжения на границе раздела «жидкость-воздух» и «жидкость-жидкость». Поверхностное натяжение напрямую влияет на взаимодействие фильтрата бурового раствора и пластового флюида. Чем меньше величина поверхностного натяжения, тем меньше избыточной энергии необходимо для их взаимодействия, что влияет на снижение капиллярного эффекта. Поскольку фильтрат раствора должен быть инертным по отношению к горным породам, то краевой угол смачивания на гидрофильной поверхности должен быть, согласно исследованиям, от 45 до 90° [8;37].

Некоторые вещества способны понижать поверхностное натяжение жидкостей. Такие вещества называются поверхностно-активными (ПАВ). По отношению к воде поверхностно-активными являются карбоновые кислоты, спирты, альдегиды, амины, белки и некоторые другие органические соединения. Их молекулы способны ориентироваться (адсорбироваться) на границах раздела фаз, выравнивая полярности противоположных фаз, тем самым снижая поверхностное натяжение между ними [6-7; 19; 38-40].

С целью получения заданных параметров БР в настоящее время применяется более 1000 химических реагентов. Как правило, классифицируют по химическому составу и назначению: неорганические (электролиты); органические (стабилизаторы и защитные коллоиды) (Рисунок 1.2) [42].

Химические реагенты, регулирующие свойства БР, предназначены для решения следующих задач[7;9]:

- структурообразование;
- стабилизация;
- регулирование специальных свойств.

Создание комплексных реагентов указывает на необходимость обоснования выбора методов испытаний[7]. Для повышения антифрикционных свойств фильтрационной корки необходимо добавлять в буровой раствор смазочные добавки и композиции. В качестве специальных технических добавок применяют различные технические продукты. Согласно исследованиям Конесева Г.В., Четвертневой И.А., Мулюкова Р.А. и др. установили, что эффективными добавками для буровых растворов являются модифицированные кубовые остатки растительных масел с реагентом Т-80. Более поздние исследования с реагентом оксаль Т-92 подтвердили его многофункциональность[7;18; 41 - 46].

Одно из направлений в решении проблемы повышения надежности — формирование антифрикционных характеристик смазочных материалов с заданными свойствами, позволяющими работать в тяжелых условиях контактирования поверхностей трения.

Одним из направлений получения смазочных добавок является использование нефтепродуктов, таких как дизельное топливо, пиролизная и полиалкилбензольная смолы, СМАД-1, нефтяные шламы (отходы НПЗ), отходы контактной очистки масел и др. Однако из-за пожаро-и травмоопасности их применение ограничено[46-47].

Как альтернатива нефтепродуктам для снижения сил трения наиболее эффективными могут быть реагенты на основе растительного и животного сырья[18].

Способность исследуемых добавок защищать металл от общей и локальной коррозии модели бурового раствора, содержащего коррозионно-агрессивные компоненты, как H_2S или O_2 , изучались электрохимическими методами на потенциостате[45-46].

Среди реагентов, обладающих адгезионной способностью, используются индустриальное, рапсовое, подсолнечное, соевое, масла. ЗАО НПП «Бурсинтез-М» разработана смазочная добавка ДСБ-МГК, в качестве источника жирных кислот для получения продукта используют растительное масло (подсолнечное, кокосовое, льняное и тд), дистиллированное таловое масло и соответствующие фракции синтетических жирных кислот[4].

Однако данный реагент обладает недостаточными смазывающими, эмульгирующими и ингибирующими свойствами в среде высокоминерализованных буровых растворах.

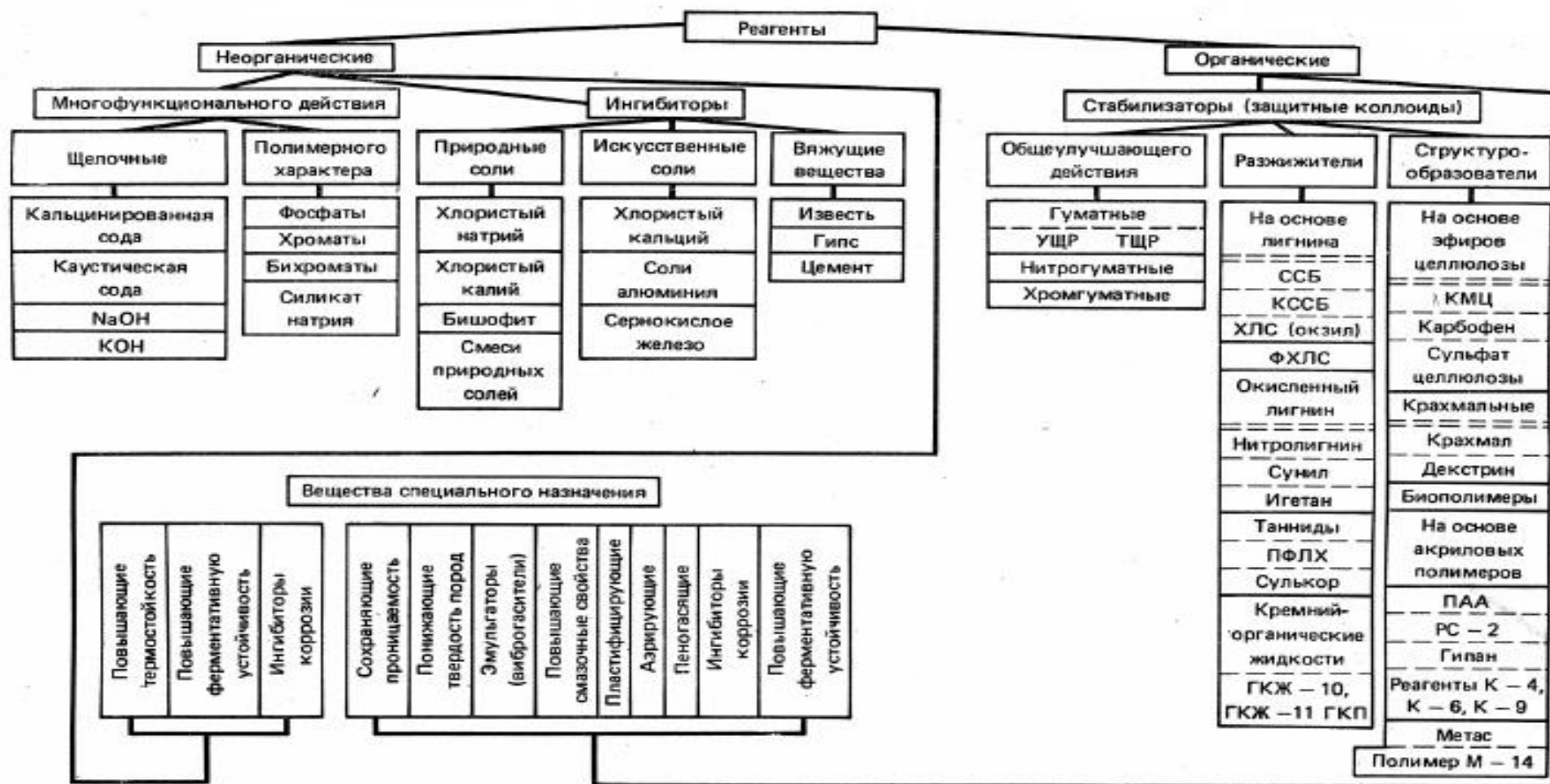


Рисунок 1.2 – Классификация химических реагентов

Смазочная добавка ФК-2000+ выпускается по ТУ 2458-003-49472578-2007 ООО «НПО «Химбурнефть». Основным недостатком данного реагента – это образование пены при использовании их в составе буровых растворов[47].

Согласно исследованиям Кистера Э.Г. использование карбоновых кислот, спиртов и их производных придает реагентам проивоизносные свойства[11; 18].

В ОАО НПО «Бурение» был разработан класс экологически безопасных и эффективных смазочных добавок серии «ФК», на основе рыбожировых продуктов (БИОЛУБ-LVL). Однако использование их ограничено в соленасыщенных буровых растворах, а также сам реагент обладает невысокой ингибирующей способностью. Научно-производственной компанией «Химпром» разработана смазочная добавка Лубрикон – смазочная добавка, представляет собой смесь жирных кислот, продуктов их взаимодействия с диэтаноломином и гидроксидом калия. Однако из заявленных выше реагентов нет данных исследований на проницаемость продуктивных пластов[4].

Опыт показывает, что для сохранения фильтрационно-емкостных характеристик пласта наиболее эффективными являются реагенты комплексного действия (далее по тексту РКД) с применением многоатомных спиртов, ацеталей ионогенных и неионогенных ПАВ. Достаточно широко используются модифицированные оксали, например реагент комплексного действия СНПХ- ПКД-515 [7;49].

Как видно из выше приведенных примеров, повышение эффективности применения буровых растворов обеспечивается разработкой реагента комплексного действия, обеспечивающего устойчивость к солевой агрессии.

В изобретении Патент 2732147 Российская Федерация, МПК С09К 8/035 решается техническая задача разработки реагента многоцелевого назначения, используемых в составе буровых растворов: улучшения показателей ингибирующих, гидрофобизирующих, антифрикционных, антикоррозионных свойств буровых растворов при сохранении других технологических показателей и устойчивых к солям поливалентных металлов[50].

Выводы к главе 1. Постановка цели и задач исследований

Основные выводы к первой главе:

1 При вскрытии продуктивных пластов необходимо подобрать такой компонентный состав бурового раствора, который позволил бы максимально сохранить фильтрационно-емкостные характеристики пласта.

2 Состав бурового раствора должен обладать следующими свойствами: технологичностью, доступными компонентами, нетоксичностью, хорошей прокачиваемостью. Это должно обеспечить высокое качество буровых растворов.

3 Анализ существующих буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов показал, что они являются недостаточно эффективными и для скважин с большим отходом от вертикали требуют совершенствования.

4 Для улучшения свойств буровых растворов, необходимо разработать новые рецептуры с комплексными добавками, которые позволят максимально сохранить продуктивность пласта, за счет повышения ингибирующих, гидрофобизирующих, поверхностно-активных, а также смазывающих, антикоррозионных, экологически безопасных свойств буровых растворов и устойчивых к солевой агрессии.

Постановка цели и задач исследований.

Исходя из вышеизложенного, целью работы является совершенствование состава и свойств биополимерного БР для улучшения показателей бурения и первичного вскрытия продуктивных пластов пологими и горизонтальными скважинами.

Глава 2 Обоснование выбора методов исследований

2.1 Принципы выбора методов исследований

Целью данной работы является создание новых рецептур буровых растворов на основе реагентов комплексного действия. Для достижения поставленных целей по усовершенствованию рецептур буровых растворов применялись следующие методики лабораторных исследований на: ингибирующие, гидрофобизирующие, поверхностно-активные, фильтрационные, коркообразующие, антифрикционные, антикоррозионные и общетехнологические показатели БР[7].

Для обоснования рецептуры ингибирующего бурового раствора (ИБР) необходимо изучить влияние различных компонентов, входящих в его состав[51].

Для измерения структурной вязкости и динамического напряжения сдвига буровых растворов служат ротационные и капиллярные (трубчатые) вискозиметры.

В данной работе использовался вискозиметр атмосферный, модель OFITE 900, представляющий собой портативный и полностью автоматизированный прибор, предназначенный для определения реологических свойств буровых растворов[7;9;50].

Также необходимо изучение ингибирующих, антифрикционных, антикоррозионных характеристик.

Для определения коэффициента объемного набухания разработанного состава бурового раствора, были проведены эксперименты на приборе тестера линейного набухания в динамических условиях производства Ofite.

В настоящее время широкое распространение нашли методы с использованием приборов для изучения антифрикционных корок КТК-2; КСК; ЛК-1; ФСК-1, тестер смазочной способности и прихватоопасности компании Fann[7].

Для определения статического и динамического коэффициентов трения в паре «сталь-фильтрационная корка» использовался прибор ФСК-2М. Данная установка

является достаточно удобной для изучения антифрикционных свойств пары «металл-фильтрационная корка» буровых растворов[4;7].

Для определения коэффициента трения пары «сталь-сталь» использовался комбинированный тестер предельного давления (ПД) и смазывающей способности FannLubricityTester[18].

Для исследования влияния фильтрата бурового раствора на проницаемость использовался прибор типа УИПК, ПИК – ПП фирмы Геологика и подобных им с использованием колонок из образцов природного керна. В данной работе исследования проводили с применением фильтрационной установки СМП-ФЕС2А производства «Кортех» с использованием натуральных образцов керна Шарканского месторождения Республики Удмуртия[51].

При проведении экспериментальных исследований использовались методы рационального планирования экспериментов, обработка результатов методом статистической обработки[8-9; 28-31; 33].

Истинным критерием достоверности используемых методик являются результаты промысловых испытаний[51].

2.2 Методы изучения общетехнологических свойств буровых растворов

В качестве объекта исследования использовали ингибирующий биополимерный буровой раствор. Поставленная задача и технический результат достигается тем, что в ингибирующий буровой раствор, включающий водную фазу, минерализованную хлоридом калия и кальция, полисахаридный полимер, структурообразователь - биополимер ксантанового типа, карбонатный утяжелитель, согласно предлагаемому решению дополнительно добавляют реагент комплексного действия «Девон-2л» и углеводородную жидкость. Повышение реологических характеристик и утяжеление ИБР достигается, как увеличением доли минерализованной дисперсной фазы, так и введением в раствор таких твердых дисперсных наполнителей, как мел, барит, мраморная крошка и др[52].

В лабораторных условиях измеряли следующие стандартные параметры, приборы и методики измерения параметров буровых промывочных жидкостей в соответствии со стандартами ISO 10414-1:2008[53]:

- плотность (ρ , кг/м³, г/см³) замеряли с помощью рычажных весов OFITE в соответствии с ISO 10414-1;
- показатель фильтрации (ПФ, см³/30 мин). Измерение показателя фильтрации с помощью фильтр-пресса низкого давления и низкой температуры;
- реологические свойства с использованием вискозиметра OFITE Модели 800;
- для определения величины рН использовали электронный рН-метр, а также универсальную индикаторную бумагу.

2.3 Методы изучения противоизносных и антифрикционных свойств буровых растворов

2.3.1 Методы изучения противоизносных свойств БР.

Для исследования противоизносных свойств БР использованы следующие лабораторные установки:

Комбинированный тестер FANN предельного давления и смазывающей способности, используемый для измерения смазывающей способности буровых растворов и скорости изнашивания пары «сталь-сталь» [18].

При испытании смазывающих свойств производится измерение сопротивления между двумя закаленными движущимися стальными поверхностями при усилии 400Н (в пересчете дает давление от 34,470 до 68,940 кПа) в среде БР. При испытании смазывающих свойств стальной брусок прижимают к вращающемуся стальному кольцу. Отсчет нагрузки в дюйм-фунтах (1 Дюйм = 2,54 см; 1 фунт = 454 гр) ведется непосредственно по лимбу рычага моментомера[18].

2.3.2 Методы изучения антифрикционных свойств БР.

При исследовании коркообразующих свойств буровых растворов использо-

вался прибор ФСК-2М. Прибор ФСК-2М позволяет определить статический и динамический коэффициент трения[7; 53-55].

По результатам опытов определяются коэффициенты трения корки в момент страгивания груза и при его движении. Результаты выводятся в виде графиков изменения тягового усилия во времени (Рисунок 2.1).

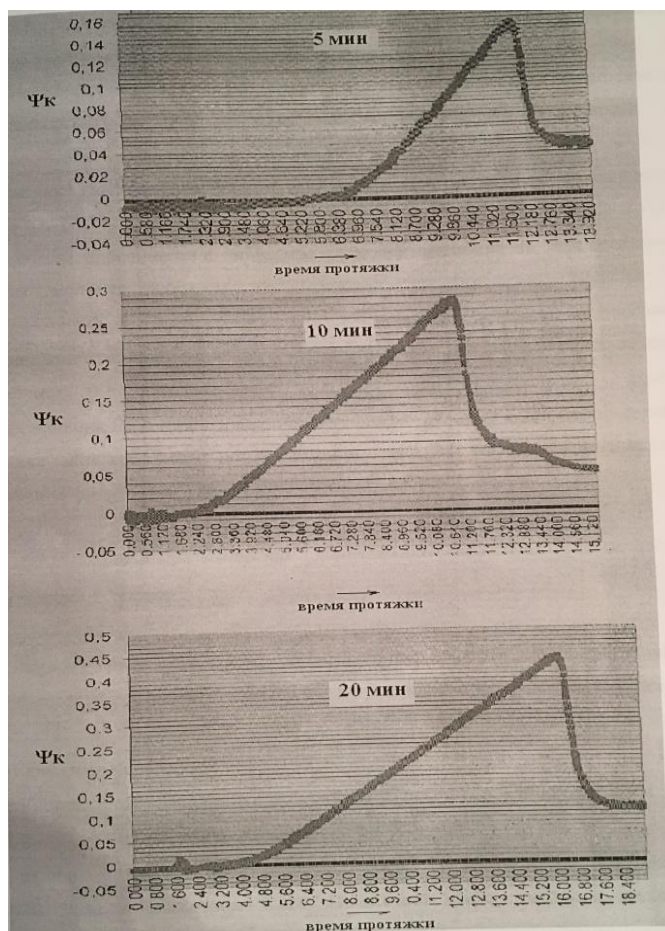


Рисунок 2.1 – График изменения коэффициентов трения во времени при различной выдержке пары трения в покое

2.4 Методы изучения антикоррозионных свойств буровых растворов

Как показывает анализ зарубежного и отечественного опыта, сероводород приводит к нарушению нормального технологического процесса проводки скважин, таких как ухудшение структурно-механических свойств буровых растворов, что

приводит к прихватам инструмента, вызывает также коррозию и хрупкое разрушение бурильных труб и бурового оборудования. Также сероводород H_2S создает угрозу для здоровья и жизни обслуживающего персонала[56].

В большинстве случаев коррозия промышленного оборудования протекает по электрохимическому механизму при контакте металла с водной минерализованной средой. На Рисунке 2.2 представлена иллюстрация механизма протекания процесса электрохимической коррозии [56-63].

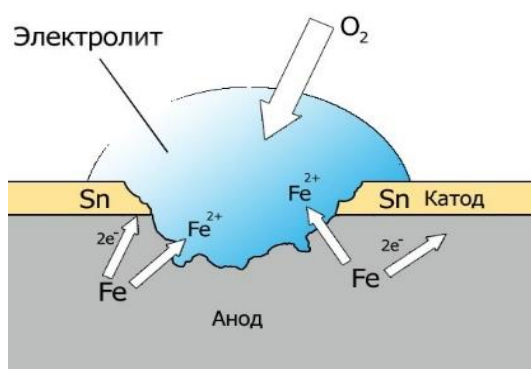


Рисунок 2.2 – Механизм электрохимической коррозии

Способность исследуемой добавки защищать металл (сталь) от общей и локальной коррозии модели бурового раствора, содержащего коррозионно-агрессивные компоненты, изучались электрохимическим методом на потенциостате «Elins»[63]

Суть методики заключается в снятии цикловольтамперометрических кривых (ЦВА) конструкционной стали в среде исследуемой жидкости, залитой в трехэлектродную электрохимическую ячейку, при прямом и обратном ходах изменения потенциала от стационарного (коррозионного) до +300 мВ. Площадь под восходящей (S_v) и нисходящей (S_n) ветвями ЦВА характеризует плотность тока коррозии соответственно при образовании/разрушении защитной пленки на поверхности металла.

Для сравнения с реагентом комплексного действия «Девон-2Л», в качестве прототипа (сходные по назначению), проводили электрохимические методы исследу-

дования СтЗ в среде модель пластовой воды (5% NaCl+0,5% CH₃COOH) – цикло-вольтамперные (ЦВА), с использованием смазочных реагентов «Биолуб», «Лубрикон», СтЗ применяли в качестве образцов-свидетелей в связи с тем, что она является наиболее часто используемой в качестве конструкционного материала обсадных колонн[60].

Эффективность ингибиторов оценивали степенью защиты Z, % и коэффициентом торможения (γ) [60]:

$$Z = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \cdot 100 = \frac{i_1 - i_2}{i_1} \cdot 100, \quad (2.1)$$

где K_1 и K_2 – скорость растворения металла в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно, г/(м²/ч);

i_1 и i_2 – плотность тока коррозии металла в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно, А/см².

Коэффициент торможения показывает, во сколько раз уменьшается скорость коррозии в результате действия ингибитора[60]:

$$\gamma = \frac{K_1}{K_2} = \frac{i_1}{i_2}. \quad (2.2)$$

2.5 Методы измерения физико-химических свойств буровых растворов

2.5.1 Методика определения ингибирующих и гидрофобизирующих свойств буровых растворов.

Практика показывает, что осложнения, обусловленные нарушениями устойчивости стенок скважин, приурочены, главным образом, к интервалам залегания глинистых пород [8; 64].

Набухание глинистых частиц приводит к снижению продуктивности пласта. На наш взгляд, при разработке реагентов комплексного действия достаточно определять коэффициент объемного набухания, формула приведена ниже[64].

Эксперименты проводились на измерителе линейного набухания глин Dynamic linear swellmeter complete w/compactor, Рисунок 2.3[65].



Рисунок 2.3 – Внешний вид измерителя линейного набухания глин

Методика основана на измерении изменения высоты образца в условиях нахождения в среде глинистого бурового раствора. В качестве образцов используются геометрические формы, выпиленных из керна или спрессованных образцов глин из данного месторождения. Набухание сопровождается развитием давления, называемым давлением набухания. Датчик перемещения прибора и линейный переменный дифференциальный преобразователь (ЛПДП) измеряют величину приращения длины (объема) образца, вызванное давлением набухания[65-66].

Многоканальный линейный тестер динамики набухания имеет в своем составе измерительные блоки для проведения одновременных тестов по набуханию на четырех параллельных образцах. Тестер динамики набухания глинистых сланцев (Dynamic Linear Swellmeter Complete w/Compactor) оснащен температурными датчиками и магнитными мешалками, позволяющими производить измерения набухаемости при перемешивании и при повышенной температуре[66].

Образцы для испытания готовят на гидравлическом прессе для изготовления образцов, входящем в комплект прибора Dynamic Linear Swellmeter Complete w/Compactor. Для изготовления образцов выбирают глинистый материал – керн, шлам выбуренной породы, глинистый минерал и др., соответствующий цели исследова-

дования с охарактеризованным минералогическим и химическим составом, а так же по физическим показателям – влажности, плотности. Стандартный образец готовят следующим образом:

- отбирают фракцию глинистого материала с определенным размером частиц (для этого материал, измельчают до определенного размера и просеивают);
- глинистый материал высушивают при температуре 105 °С или увлажняют в эксикаторе над водой до заданной влажности (время и степень увлажнения подбирают эмпирическим путем);
- берут навеску массой (10-20) г с погрешностью 0,001 г;
- навеску аккуратно помещают в специальную форму для формирования образца (таблетки);
- заполненную форму размещают на платформе гидравлического пресса под прижимающим рычагом;
- с помощью ручного гидравлического насоса создают прижимное усилие на форму равное 6000 psi (408,3 атм);
- образец формируют при давлении 6000 psi в течение 30 мин.

Выполнение измерений.

1) Для измерения первоначальной высоты образца прибор обнуляют с помощью кнопки *Zero* на экране дисплея. Для этого подвижную часть микрометра устанавливают на шток поршня (образец при этом в цилиндре не размещен) и нажимают кнопку *Zero*. Необходимо убедиться, что после нажатия этой кнопки в поле *Delta* появится значение, близкое к нулю.

2) После обнуления прибора внутрь цилиндра помещают образец, при необходимости, защищенный сверху и снизу железными сеточками.

3) В цилиндр вставляют поршень. Необходимо убедиться, что поршень занял крайнее нижнее положение над образцом.

4) Датчик набухания микрометра опускают до касания на шток поршня, выступающий из цилиндра.

Шаги 1 - 4 повторяют для всех четырех блоков измерения.

5) Запускают программу *Swellmeter*, выполняющую сохранение измерений набухания образцов с панели управления, расположенной на экране монитора, нажатием индивидуальных кнопок *Start (1,2,3,4)* для каждого отдельного блока измерения.

6) Одновременно с нажатием кнопки *Start* в контейнер сверху вводят тестовый флюид.

7) Термопару вставляют в специальное отверстие в крышке контейнера.

8) Для перемешивания и нагрева промывочной жидкости на магнитных мешалках устанавливают соответственно рукоятки регуляторов в нужное положение. Текущее значение температуры флюида считывают в поле *Temp* на мониторе.

9) Процентное расширение образца и температура флюида отображается в виде графиков на мониторе компьютера в реальном времени для каждой ячейки измерения: красная кривая – график температуры, синяя кривая – график расширения образца в процентах.

10) Завершение теста осуществляют нажатием кнопки *Stop (1, 2, 3, 4)* отдельно для каждого теста, либо кнопкой *Quit All* на левой стороне диалогового окна для одновременного окончания всех тестов.

11) После завершения заданного времени испытания прибор прекращает производить измерения. Результаты измерений автоматически сохраняются в каталоге OFITE на рабочем столе.

При необходимости для проведения экспресс анализа по набуханию и (или) получения дополнительных показателей набухания применяют нижеприведенный метод К.Ф. Жигача и А.Н. Ярова, согласно СТО Газпром 2-3.2-020-2005 [67]. Для получения результатов, замеры осуществляются трижды и берется среднее их значение.

2.5.2 Методика изучения поверхностно-активных свойств буровых растворов.

Определение поверхностного натяжения ПАВ проводили на приборе для исследования поверхностных свойств и краевого угла смачивания DSA100 (Kruss, Германия) (Рисунок 2.4)[68-69].

Подготовка образца. Очистка поверхности образцов проводилась хлороформом, а затем ацетоном для удаления неполярных и полярных загрязнений, соответственно.



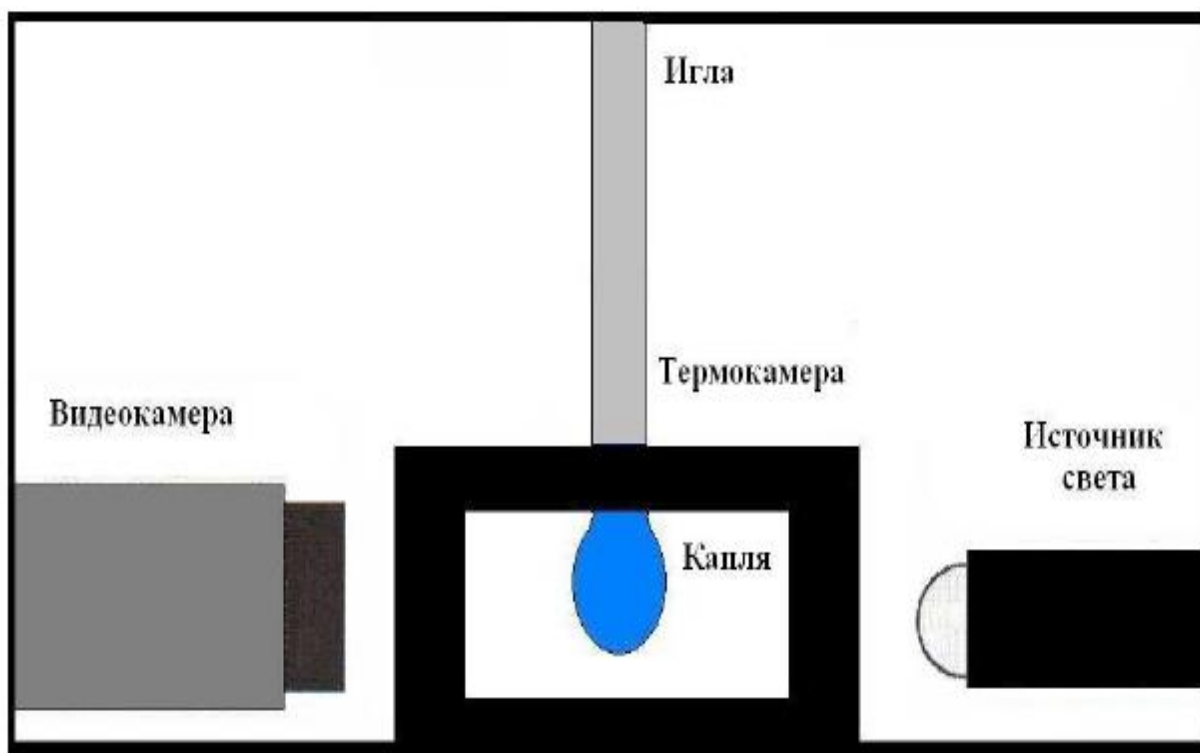
Рисунок 2.4 – Прибор для исследований поверхностных свойств (для измерения краевого угла и поверхностного натяжения) компании KRUSS DSA 100

Для достижения наибольшего качества изучаемого изображения исследуемую каплю воды просвечивают с одной из сторон, с другой стороны наблюдают контур капли. Таким образом, в ходе проведения лабораторного эксперимента на экране монитора наблюдается масштабированное изображение капли с нанесенным на нее графически краевым углом смачивания. На смачиваемой поверхности водная фаза растекается, при этом краевой угол смачивания стремится к нулю. Если поверхность не смачивается, образуется сферическая капля, а краевой угол приближается к 180° . Поэтому наиболее эффективные смачивающие свойства характеризуются наименьшим значением краевого угла смачивания [68-70].

Для определения величины поверхностного (жидкость/газ) и межфазного натяжения (жидкость/жидкость), краевого угла смачивания капли проведены следующие эксперименты. На столик помещают исследуемый образец так, чтобы была видна поверхность контакта капли жидкости с поверхностью. С применением автоматического шприца-дозатора на конце иглы формируют каплю одинакового объе-

ма, помещают каплю на поверхность исследуемого образца. Далее с применением автоматической функции анализа формы капли производят подбор наиболее правильного и оптимального метода определения контура капли и, соответственно, фиксирование адекватного значений КУС (полином, длина-высота, конический сегмент, окружность, Юнг-Лаплас, расстояния между точками). Для получения более точных значений производили 3 параллельных дозирования капли на одну и ту же поверхность. Конечное значение контактного угла рассчитывалось как среднее арифметическое[68-70].

Для определения поверхностного натяжения, исследуемый образец помещали в шприц, снабженный иглой длиной 38 мм и внешним диаметром 1,8 мм. Шприц закрепляли в приборе с помощью зажима, после чего помещали в термостатирующую камеру с заданной температурой. Далее, вращением винта создавали каплю, изображение которой фиксируется видеокамерой прибора DSA100 (Рисунок 2.5)[68-70].



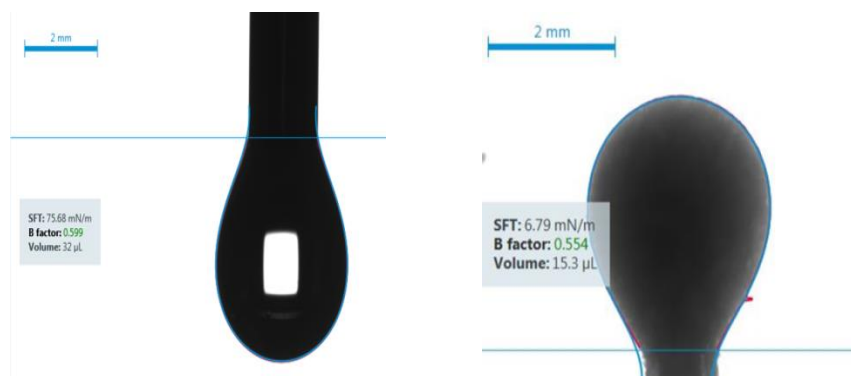


Рисунок 2.5 – Изображение капли образца фиксируется видеокамерой прибора DSA 100

Так как на каплю действуют силы гравитации, а верх капли зафиксирован, последняя вытягивается вдоль оси действия сил гравитации (Рисунок 2.6). Согласно уравнению Лапласа (по формуле 2.5) давление, действующее на каплю, связано с радиусом кривизны контура[68-70].

Критерием правильного расчета программой межфазного натяжения является В-фактор (фактор определения правильной формы капли), значение которого должно находиться в диапазоне 0,4-0,6 в специальной программе, куда подаются данные измерения[71].

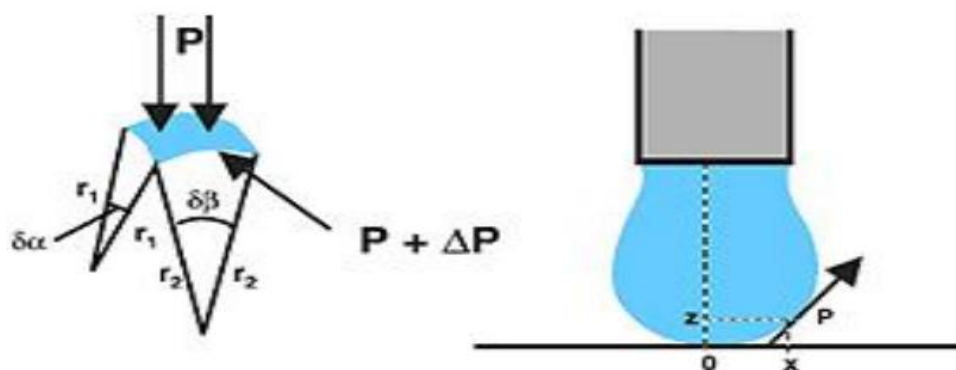


Рисунок 2.6 – Принцип измерения поверхностного натяжения

Следовательно, по разнице давлений (ΔP), действующих на кончик капли и другие ее точки, можно рассчитать поверхностное натяжение. Для этой цели фотографируется форма капли, и, с помощью уравнения Лапласа, рассчитывается межфазное натяжение:

$$\sigma = \frac{\Delta P}{\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2}}, \quad (2.5)$$

где $r_{1,2}$ - основные радиусы кривизны контура[71].

Прибор позволяет проводить исследования как в системе жидкость-газ, так и в системе жидкость-жидкость.

Термодинамическое равновесие при контакте капли жидкости с твердой поверхностью определяется минимумом свободной поверхностной энергии системы и характеризуется величиной краевого угла смачивания θ . Различают три случая: не-смачивания, ограниченного смачивания и полного смачивания[72].

2.6 Методы изучения блокирующих свойств буровых растворов

Рассмотрим методы оценки влияния БР на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов на примере керна материала[7].

Очистка образцов керна от содержащихся в них углеводородов производилась методом горячей экстракции смесью растворителей: хлороформ, четыреххлористый углерод, спирт и бензол (ГОСТ Р 55878-2013, ГОСТ 9572-93), в аппаратах Сокслета в течение 3 недель. Степень очистки проверялась путем просвета ультрафиолетовой лампой растворителя в верхней колбе с образцом до полного удаления углеводородов[73-76].

Определение пористости и проницаемости проводилось на приборе СМП-ФЕС2А, Рисунок 2.7 производства Кортех[75].

Порядок выполнения экспериментов по этапу «Исследование влияния бурового раствора на пористость и проницаемость керна карбонатных пород» [76]:

- образец керна помещается в кернадержатель высокого давления, расположенный горизонтально. Создается поровое давление и давление всестороннего сжатия (горное), характерное для исследуемых пород. Систему с кернадержателем термостатировали при пластовой температуре в течение 3 часов;

- после стабилизации давлений и температуры 60 °С в кернодержателе через образец керна прокачивается 3 поровых объема керосина;

- затем проводится измерение контрольной проницаемости неповрежденного образца керна по керосину (k_{np1}). Фильтрацию проводят в направлении «пласт-скважина» при расходе 0,5 см³/мин. Показатель проницаемости K_{np1} используется в качестве контрольного при оценке ухудшения коллекторских свойств пласта в результате проникновения в пласт БПР;

- производится закачка бурового раствора в направлении «скважина-пласт» при поддержании постоянного давления нагнетания (расчётную статическую репрессию) $\Delta P=1,5$ МПа в течение 4 часов, согласно скважинным условиям. Измеряется результирующая проницаемость (k_{np2}) по модели нефти путём прокачки её в направлении «пласт-скважина» в объёме не менее (3-5) поровых объёмов модели керна при расходе 0,5 см³/мин флюида до достижения стабилизировавшейся проницаемости;

- определение коэффициента проницаемости $K_{вн1}$ после воздействия бурового раствора определяется по формуле[75]:

$$k_{вн1} = \frac{k_{np2}}{k_{np1}} \cdot 100, \% \quad (2.7)$$

где k_{np1} и k_{np2} – соответственно проницаемость керна для нефти до и после поступления в керна промывочной жидкости.

Величина фазовой проницаемости рассчитывается по следующей формуле[6]:

$$k_{np} = \frac{Q_n \cdot \mu_n \cdot L}{\Delta P \cdot F}, \quad (2.8)$$

где Q_n – объёмный расход флюида, м³/с;

F – площадь фильтрации, м²;

ΔP – перепад давления, Па;

$\mu_{керосина}$ – динамическая вязкость керосина, Па·с;

L – длина образца пористой среды, м.

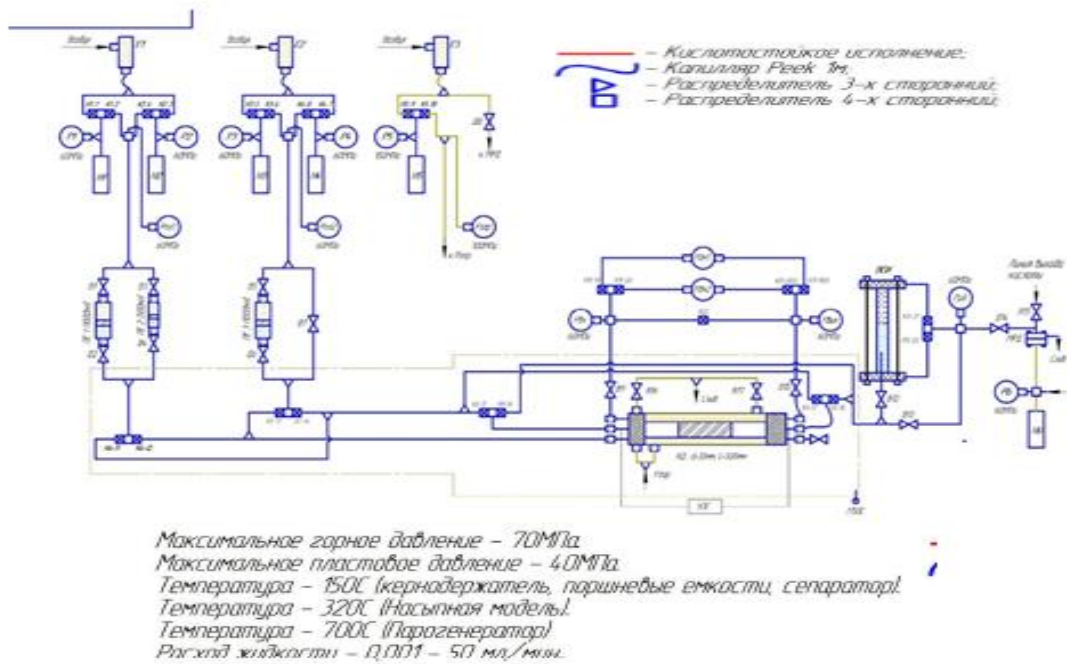


Рисунок 2.7 - Пневмогидравлическая схема фильтрационной установки СМП - ФЕС2А

Результат исследования представлен в виде графика перепада давления от времени, Рисунок 2.8[76].

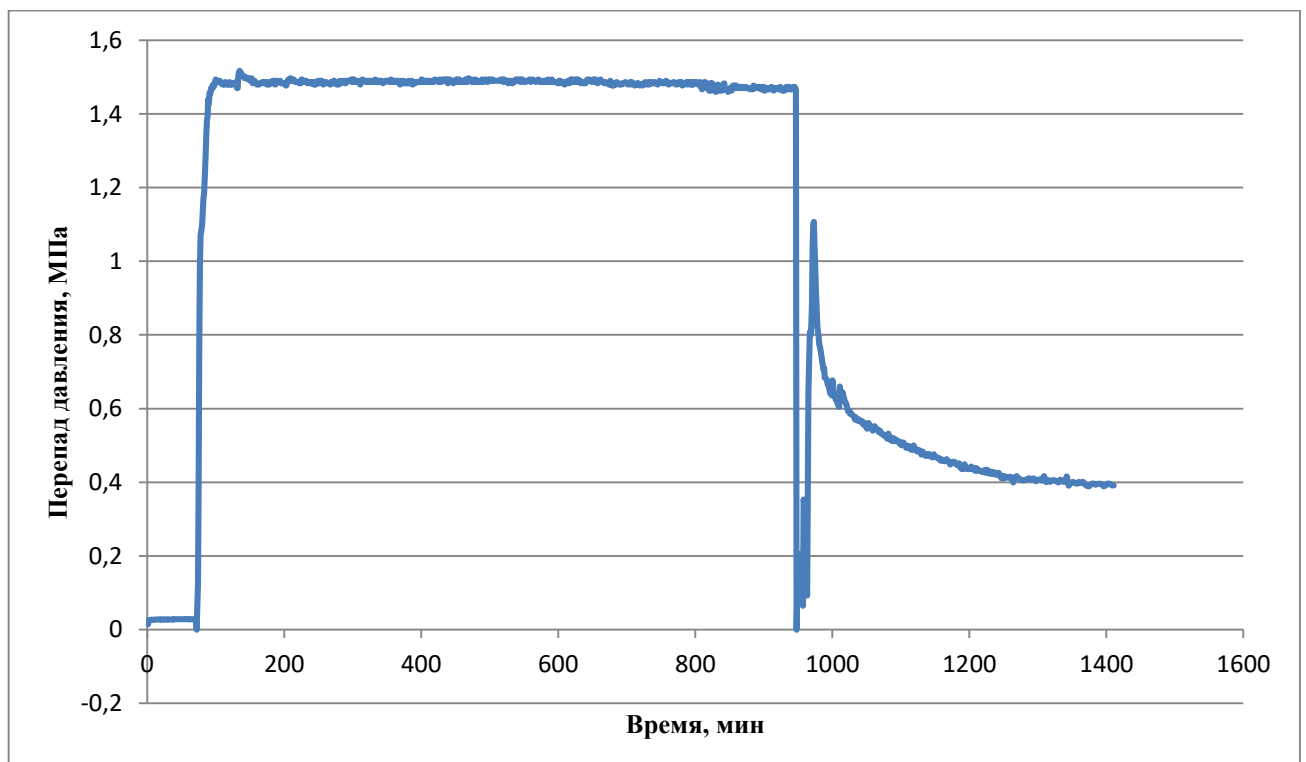


Рисунок 2.8 – График перепада давления от времени

2.7 Методы планирования эксперимента и математическая обработка экспериментальных данных

Для проведения исследований был выбран биополимерный буровой раствор (ББР), состав и назначение каждого компонента представлена в Таблице 2.1.

Исследуемый полифункциональный реагент Девон-2л добавлялся в определенной концентрации к базовому биополимерному раствору.

Реализацию данных исследований осуществляли с помощью программного обеспечения «Statistica». Для составления экспериментального плана выявляются основные факторы, влияющие на те или иные параметры, путем варьирования концентраций компонентов в исследуемых растворах, наиболее существенно влияющих на прихватоопасность колонны труб в скважине[26-31; 52; 77-79].

Таблица 2.1 – Состав базового биополимерного бурового раствора

Наименование реагента	Назначение	Рекомендуемые концентрация, масс. %
КОН	Регулирование pH	0,01
Крахмальный реагент «Амилор»	Снижение водоотдачи	2,0-2,5
Биополимер ксантанового типа «Гаммаксан»	Обеспечение требуемых реологические параметров раствора, улучшение удерживающей и выносящей способности	0,20-0,30

Для ББР варьируемыми факторами (входными факторами) являются концентрации реагента полисахаридного полимера «Крахмал» для регулирования уровня показателя фильтрации и повышения вязкости раствора, добавка «Гаммаксан» и

смазочного реагента Девон-2л. Значения уровней переменных факторов исследуемых растворов представлены в Таблице 2.2 [52].

Таблица 2.2 - Входные и выходные параметры для построения матрицы планирования

Наименования факторов	Условное обозначение факторов	Значение факторов при различных уровнях, %				
		1	2	3	4	5
Ингибирующий буровой раствор (ББР)						
Концентрация крахмала	X_1	1,5	1,875	2,25	2,625	3
Концентрация гаммаксана	X_2	0,15	0,175	0,2	0,225	0,25
Концентрация Девон-2л	X_3	2	2,5	3	3,5	4

Матрица планирования эксперимента представлена в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Матрица планирования для ИБР

Номер опыта	Уровни входных факторов			Концентрация компонентов, %		
	X_1	X_2	X_3	Крахмал	Гаммаксан	Девон-2л
				X_1	X_2	X_3
1	1	1	1	1,5	0,1	0,5
2	1	2	2	1,5	0,15	0,75
3	1	3	3	1,5	0,2	1,0
4	1	4	4	1,5	0,3	1,25
5	1	5	5	1,5	0,1	1,50
6	2	1	2	1,875	0,15	0,75
7	2	2	3	1,875	0,2	1,0
8	2	3	4	1,875	0,25	1,25
9	2	4	5	1,875	0,3	1,5
10	2	5	1	1,875	0,1	0,5
11	3	1	3	2,25	0,15	1,0
12	3	2	4	2,25	0,2	1,25
13	3	3	5	2,25	0,25	1,5
14	3	4	1	2,25	0,3	0,5

Номер опыта	Уровни входных факторов			Концентрация компонентов, %		
	X ₁	X ₂	X ₃	Крахмал	Гаммаксан	Девон-2л
				X ₁	X ₂	X ₃
15	3	5	2	2,25	0,3	0,75
16	4	1	4	2,625	0,1	1,25
17	4	2	5	2,625	0,15	1,5
18	4	3	1	2,625	0,2	0,5
19	4	4	2	2,625	0,25	0,75
20	4	5	3	2,625	0,3	1,0
21	5	1	5	3	0,1	1,5
22	5	2	1	3	0,15	0,5
23	5	3	2	3	0,2	0,75
24	5	4	3	3	0,25	1,0
25	5	5	4	3	0,3	1,25

Далее проведена серия экспериментов, результаты которых представлены в следующей главе. Далее с помощью модуля «Анализ экспериментальных данных плана» ПО «Statistica» были получены математические модели о степени влияния каждого реагента на изучаемый технологический параметр в виде уравнений регрессий второго порядка с действительными значениями коэффициентов, а также проверка адекватности регрессионных уравнений[52; 77; 79].

2.8 Методика определения погрешностей измерений

Погрешность измерений осуществлялась по методике.

2.8.1 Определение случайной погрешности

Рассмотрим методику оценки случайной погрешности в этом случае [80-81].

Предположим, что мы произвели n прямых измерений величины X : X_1, X_2, \dots, X_n . Истинное значение измеряемой величины (при отсутствии систематиче-

ских погрешностей), равно ее среднему значению, получаемому при бесконечно большом числе измерений, т.е.:

$$X_{\text{ист}} = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i. \quad (2.9)$$

Поэтому наиболее близким к истинному значению X будет для данной серии измерений среднее арифметическое значение:

$$X_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i. \quad (2.10)$$

Отклонения измеренных значений X_n от $X_{\text{ср}}$ носят случайный характер и называются абсолютными ошибками отдельных измерений[80]:

$$\Delta X_i = |X_{\text{ср}} - X_i|. \quad (2.11)$$

Мерой случайной погрешности серии измерений является средняя квадратичная погрешность:

$$\Delta X_{\text{КВ}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\Delta X_i)^2}{n(n-1)}}. \quad (2.12)$$

Вероятность того, что истинное значение измеряемой величины попадет в заданный интервал, называется доверительной вероятностью, или коэффициентом доверия P , а соответствующий интервал, определяемый величиной абсолютной погрешности - доверительным интервалом. Достоверность результата при данном количестве измерений можно увеличить, уменьшая его точность, то есть расширяя доверительный интервал[80-81].

Обычно случайную погрешность рассчитывают по формуле:

$$\Delta X_{\text{сл}} = \alpha_{n1p} \cdot \Delta X_{\text{КВ}} = \alpha_{n1p} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\Delta X_i)^2}{n(n-1)}}, \quad (2.13)$$

где $\alpha_{n,p}$ – коэффициент Стьюдента, зависящий от числа измерений n и выбранного значения доверительной вероятности P . Значения $\alpha_{n,p}$ для ряда случаев приведены в Таблице 2.4[80].

Таблица 2.4 – Значения доверительной вероятности

P/n	3	4	5	6	7	8	9	10	...	1000
0,5	0,82	0,77	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,70		0,68

0,7	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1		1,0
0,95	4,3	3,2	2,8	2,6	2,4	2,4	2,3	2,3		2,0

Необходимая степень надежности определяется спецификой производимых измерений. В условиях учебной лаборатории достаточно брать $P=0,7$. Для более точных измерений принимают $P=0,95$.

Для окончательной оценки величины абсолютной погрешности ΔX следует теперь сравнить полученную случайную погрешность с погрешностями других видов. Если путем многократных измерений удалось сделать случайную ошибку заметно меньше приборной (при незначительных систематических ошибках) [80], то в качестве ΔX можно взять погрешность использовавшегося прибора. В противном случае в качестве ΔX берут значение $\Delta X_{сл}$.

Таким образом, для оценки абсолютной погрешности при прямых измерениях следует:

- 1) произвести серию измерений искомой величины и вычислить среднее значение по формуле (2.10);
- 2) вычислить абсолютные ошибки отдельных опытов согласно (2.11);
- 3) рассчитать $\Delta X_{кв}$ по формуле (2.12);
- 4) определить случайную погрешность, пользуясь формулой (2.13) и таблицей 2.4;
- 5) Сравнить $\Delta X_{сл}$ и погрешность прибора, выбирая в качестве абсолютной погрешности наибольшую из этих погрешностей;
- б) Записать результат измерений в виде:

$$X = X_{ср} \pm \Delta X. \quad (2.14)$$

Величина абсолютной погрешности сама по себе дает мало информации о действительной точности измерения, если не сопоставлять ее со значением измеряемой величины. Поэтому помимо абсолютной погрешности часто используется так называемая относительная погрешность измерения E . Она равна отношению абсолютной погрешности измерения к среднему значению измеряемой величины:

$$E = \frac{\Delta X}{X_{\text{ср}}}. \quad (2.15)$$

Относительную погрешность иногда выражают в процентах [80]:

$$E = \frac{\Delta X}{X_{\text{ср}}} \cdot 100\%. \quad (2.16)$$

2.8.2 Погрешности приборов.

Основной частью большинства измерительных приборов является шкала с нанесенными на ней делениями. Погрешность таких приборов составляет величину порядка половины цены деления шкалы в той ее части, где производится отсчет [80-81].

Для оценки погрешности при прямых измерениях следует:

- 1) Произвести серию измерений искомой величины и вычислить среднее значение по формуле 2.10;
- 2) Вычислить абсолютные ошибки отдельных опытов по формуле 2.11;
- 3) Рассчитать среднеквадратическое отклонение $\Delta X_{\text{кв}}$ по формуле 2.12;
- 4) Определить случайную погрешность, пользуясь формулой 2.13 и таблицей Стьюдента при $P=0,95$;
- 5) Сравнить $\Delta X_{\text{сл}}$ и погрешность прибора, выбирая в качестве абсолютной погрешности наибольшую из этих погрешностей;
- 6) Вычислить относительную погрешность E по формуле 2.16;
- 7) Записать результат измерений в виде $X = X_{\text{ср}} \pm E, \%$.

Выводы к главе 2

1 В работе использованы стандартные методы определения общетехнологических параметров буровых растворов (плотность, реологические и структурно-механические показатели и др).

2 Кроме стандартных методов использовались специальные: определение коэффициента восстановления проницаемости после фильтрации бурового рас-

творя на естественном керновом материале, на ингибирующие, антикоррозионные, противоизносные и антифрикционные свойства раствора.

3 Применяемые методы экспериментальных исследований позволяют с высокой степенью надежности решить поставленные задачи в данной работе.

Глава 3 Комплексное улучшение свойств буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов

3.1 Постановка задачи

Технология промывки горизонтальных скважин имеет главной целью обеспечение безаварийной проводки скважины до проектной глубины. Для этого в составе бурового раствора должны входить комплексные реагенты, которые улучшают буримость горных пород с возможным предупреждением осложнений, особенно когда происходит длительный контакт бурового раствора с горными породами. Основным назначением применения является предупреждение затяжек, прихватов инструментов в скважинах, кроме этого улучшение качества БР достигается применением антикоррозионных, ингибирующих, гидрофобизирующих реагентов. Для решения задачи вышеуказанных свойств, буровых растворов, применяют реагенты многоцелевого назначения, положительно влияющие на физико-химические свойства и технологические параметры [8].

3.2 Теоретическое обоснование выбора компонентного состава реагентов комплексного действия

Буровые растворы, применяемые в бурении, представляют собой гетерогенные системы. Физико-химические основы бурового раствора для управления их свойствами должны увязываться с горно-геологическими условиями, технологическим процессом бурения и механизмом взаимодействия их между собой[11].

Применяемые коллоидно-химические методы, такие как адсорбция, поверхностное натяжение, образование и строение двойного электрического слоя, смачи-

вание, электрохимические явления влияют на свойства буровых растворов. Дисперсные системы, в отличие от истинных растворов, являются термодинамически неустойчивыми, что в конечном счете, определяет эффективность действия средств управления свойствами дисперсных систем [7].

Устойчивость дисперсных систем весьма различна. Одни системы могут существовать секунды после их образования, другие очень долговечны. Наиболее неустойчивыми по своей природе являются гидрофобные коллоидные системы. Для них характерно слабое взаимодействие между частицами дисперсной фазы и дисперсионной среды [7].

Термодинамически устойчивые системы образуются в результате самопроизвольного диспергирования одной из фаз, т.е. самопроизвольного образования гетерогенной свободнодисперсной системы, и для их управления (устойчивостью и стабильностью) необходимо повысить степень сродства двух поверхностей, на граничных слоях которых образуется адсорбционные, двойные электрические структурные слои. На образовавшийся граничный слой между двумя поверхностями в системах буровых растворов влияет обработка химическими реагентами, которые состоят из определенных функциональных групп [7].

Анализ работ, Ребиндера П.А., Фукса Г.И. и др. в области создания реагентов различного целевого назначения путем выбора органических соединений с соответствующими функциональными группами позволил выделить наиболее перспективные из них, с целью совершенствования свойств бурового раствора (Таблица 3.1). В частности, продукт взаимодействия реагента, включающего активную основу (триглицериды жирных кислот, жирные кислоты или их смеси, глицерофосфатиды растительных масел, кислота борная, аминоспирты или их смеси), проявляют синергетический эффект с растворителем (керосино-дизельная фракция, флотореагент оксаль Т-92, спирты С1-С3 или их смеси, вода) за счет образования гидроксильных, аминных, амидных, карбоксильных, бор и фосфорсодержащих, сложноэфирных функциональных групп [7; 50].

Таблица 3.1 – Функциональные группы перспективных реагентов

Применение	Функциональная группа
1 Для улучшения качества вскрытия продуктивных пластов	
Гидроксильная (–ОН); ; аминная (–NH ₂); амидная (=NH); карбоксильная (–COOH); сложноэфирная (–COOR)	
1.1 уменьшение набухания глин в коллекторе	–ОН; –NH ₂
1.2 удаление со стенок пор прочно связанной воды	–ОН; –COOH; =NH;
1.3 уменьшением межфазного натяжения, капиллярных давлений	– COOH; –ОН; –COOR
1.4 улучшение буримости горных пород	– COOH; –ОН
2 Повышение устойчивости стенок ствола	
–ОН; –NH ₂ ; – COOH;	
3 Стабилизация БР	
–ОН; – COOH; –NH ₂ ; –COOR	
4 Защита от коррозии	
–ОН; =NH	

Для определения наиболее подходящего реагента нужно выявить и использовать поверхностно-активные вещества, то есть максимальное сохранение естественных параметров коллектора и создание благоприятных условий для притока нефти в скважину.

Поэтому в качестве присадок, сочетающих в себе поверхностно-активные, ингибирующие свойства, интересно рассмотреть органические ингибиторы, действующие по механизму гидрофобизации поверхностей.

Таким образом, совмещать в одном реагенте разные функциональные группы нужно для того, чтобы придать буровому раствору необходимые свойства, особенно при бурении в сложных горно-геологических условиях.

3.3 Разработка состава реагента комплексного действия РКД для буровых растворов при бурении продуктивных пластов

Дальнейшие исследования направлены на разработку полифункционального реагента в составе бурового раствора для бурения в продуктивном пласте с целью сохранения его продуктивности. При бурении наклонно-направленных и скважин с

горизонтальным окончанием неизбежно ухудшаются фильтрационные свойства пласта. Для повышения ингибирующих свойств бурового раствора обычно вводится ионный ингибитор с использованием катионов K , Ca^{2+} , а далее ингибирование протекает по неионному механизму с применением полимеров крахмала и биополимера. Однако применение указанных комбинаций ингибиторов бурового раствора не в полной мере решают проблему предупреждения осложнений при бурении. Опыт бурения скважин показывает, что за счет набухания глинистых пород и уменьшения номинального диаметра скважины имеют место затяжки и посадки инструмента и не обеспечение доведения нагрузки на долото. Перспективными в этом направлении может быть применение органических ингибиторов, содержащих жирные кислоты природных растительных масел, амидов, фосфолипидов, амино- (диэтаноламин, триэтаноламин) и многоатомных спиртов, обоснование которых приведено ниже. В качестве побочных эффектов следует ожидать и улучшение антифрикционных, противоизносных, антикоррозионных свойств у буровых растворов, включающих эти добавки.

Таким образом активная основа реагента является продуктом взаимодействия борной кислоты, смеси жирных кислот окисленных растительных масел и фосфатидного концентрата. Высшие жирные кислоты природных растительных масел, по отдельности обладающие низкими значениями смазывающих свойств и не содержащие воду, хорошо совмещаются с другими компонентами реагента, обеспечивая синергетический эффект, проявляющийся в повышении смазочных свойств добавки по сравнению с известными высокоэффективными смазочными добавками. Растительные масла являются триглицеридными структурами. Триглицериды защищают поверхность в условиях граничной смазки следующим образом: свободные жирные кислоты действуют как граничные добавки, образуя защитные комплексы кислот с металлическими поверхностями. Триглицериды адсорбируются на поверхности, покрытой жирными кислотами, образуя граничный смазочный слой. Содержание окисленных жиров в реагенте обуславливает повышенные смазывающие и противоприхватные свойства. Жирные кислоты реагируют с поверхностью, образуя защитный слой, прочность которого сильно зависит от силы взаимодействия между моле-

кулами, составляющими пленку. Наличие двойной связи в ненасыщенных кислотах пространственно затрудняют вращение молекулы, в результате чего кислоты труднее упаковываются, что приводит к формированию более слабого защитного слоя. Окисленные жиры имеют в своем составе меньшее количество фрагментов ненасыщенных кислот. Поэтому молекулы, окисленные жирных кислот, обеспечивают более плотную упаковку, увеличивая межмолекулярные связи, обеспечивая более прочную пленку. Исследованиями было показано, что насыщенные жиры обладают противоположными свойствами и значительно улучшают несущую способность смазочной пленки по сравнению с минеральными маслами [50; 82; 83-88].

В нефтяной промышленности фосфатидные концентраты (фосфолипиды) применяют при производстве смазочных реагентов для гомогенного распределения их составных частей; добавление фосфатидных концентратов предотвращает образование нежелательных продуктов полимеризации при хранении смазочных добавок. Фосфолипиды представляют собой подкласс липидов, которые состоят из глицерина, связанного с двумя жирными ацильными радикалами посредством сложноэфирных связей. Третье положение глицерина связано с фосфатной группой. Фосфатная группа имеет две сложноэфирные связи с основной цепью глицерина и полярной головной группой, такой как холин, этаноламин, инозитол, серин и глицерин. Молекулы фосфолипидов, состоящие из полярной и неполярной частей, проявляют амфифильные свойства и представляют собой поверхностно-активные вещества, которые могут покрывать защищаемую поверхность. В зависимости от условий использования фосфолипиды могут действовать как катионные или анионные поверхностно-активные вещества, т.е. являться амфотерными ПАВ. Известно, что амфотерные ПАВ обладают многими превосходными характеристиками, такими как устойчивость к высокоминерализованным водным растворам, низкой токсичностью и хорошей биоразлагаемостью. Таким образом, фосфолипиды будут способствовать созданию на поверхности металла защитной пленки, препятствующей отложению парафина и образованию слоя отложений, прочно прикрепленного к поверхности защищаемого металла [85-88; 92-93].

Борная кислота, аминспирты (ди- и триэтаноламин), а также карбоновые кислоты (составные компонентами окисленных жиров), образуют продукты взаимодействия, которые придают реагенту антикоррозийные свойства. Известно, что борная кислота с моно-, ди-, тризамещенными аминспиртами образует в водной среде устойчивые аминоборатные комплексы[89-90]:

триборатмоноэтаноламмоний $[\text{HOС}_2\text{H}_4\text{NH}_3]^+ \cdot [\text{B}_3\text{O}_3(\text{OH})_4]^-$,

пентаборатдиэтаноламмоний $[(\text{HOС}_2\text{H}_4)_2\text{NH}_2]^+ \cdot [\text{B}_5\text{O}_6(\text{OH})_4]^-$,

пентабораттриэтаноламмоний $[(\text{HOС}_2\text{H}_4)_3\text{NH}]^+ \cdot [\text{B}_5\text{O}_6(\text{OH})_4]^-$.

Защитный эффект при использовании таких комплексов в дистиллированной воде может составлять до 98 %. Продуктом реакции взаимодействия жирных кислот с триэтаноламином являются поверхностно-активные неионогенные ПАВ, представляющие собой моно-, ди-, три замещенные этаноламины. На Рисунке 3.1 представлен пример тризамещенного триэтанолamina с жирной кислотой[60; 90].

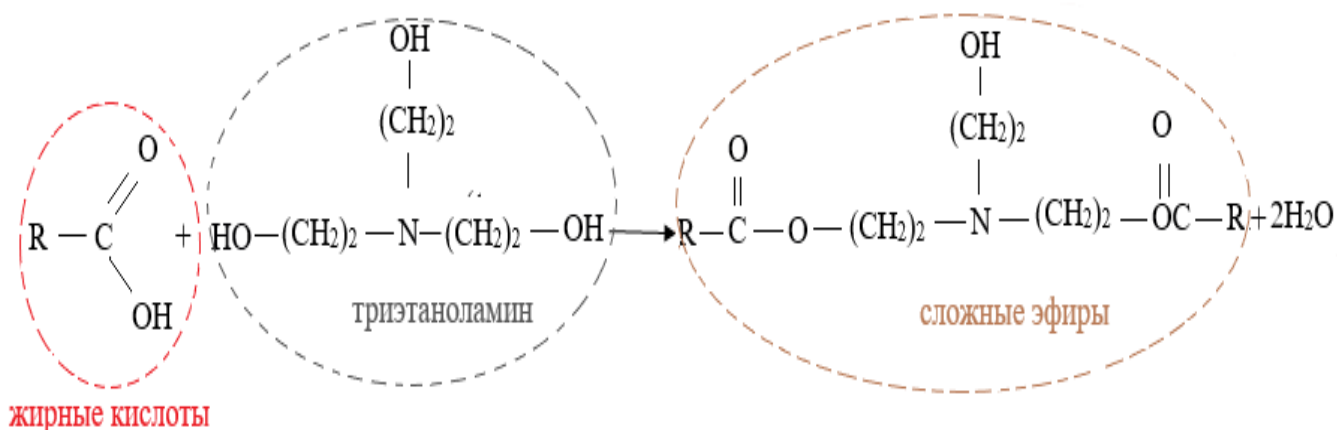


Рисунок 3.1 - Продукт реакции триэтанолamina с жирной кислотой

Помимо защиты оборудования от коррозии смеси на основе борорганических соединений обладают способностью ингибировать сероводород в водных средах. Также борорганические комплексы обладают высокой проникающей способностью, которая позволяет формировать многослойную защитную хемо-адсорбционную защитную пленку[60].

Поскольку реагент получается из смеси жирных растительных кислот и продуктов их окисления, а также различных полиаминоспиртов и аминов, образуются смеси различных сложных эфиров и амидоэфиров, устойчивых в агрессивных сре-

дах. При температуре получения реагента ($130\text{ }^{\circ}\text{C}$) не происходит образования солей карбоновых кислот (мыла), а амидоамины и эфиры устойчивы к солевой агрессии.

Комплексный растворитель реагента представляет смесь, содержащую керосино-дизельную фракцию, флотореагент-оксаль Т-92, смесь спиртов С1-С3 и воду. Растворитель не только хорошо совместим с активной основой реагента, но еще и придает дополнительные смазывающие и противоприхватные свойства. В состав флотореагент-оксаль Т-92 входят смесь многоатомных спиртов, которые могут адсорбироваться на металлической поверхности образованием связей по донорно-акцепторному механизму, улучшая адсорбцию жирных кислот активной основы, за счет чего достигается синергетический смазывающий эффект растворителя. Кроме улучшения смазочных свойств их использование в составе смазочной добавки положительно сказывается на качестве вскрытия продуктивных пластов с буровым раствором, поскольку происходит леофибизация породами. Смесь моно- (С1-С3) и многоатомных спиртов в составе реагента снижает его температуру застывания и улучшает совместимость компонентов в реагенте[82; 91].

Изучение строения реагента проводилось методом ИК спектроскопии. ИК спектр образца регистрировался на ИК-Фурье спектрометре с помощью приставки нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) с алмазным кристаллом. Образец является многокомпонентной смесью, и полосы различных функциональных групп перекрываются. Поэтому для более четкого отнесения полос его выдерживали на воздухе 3,5 часа, в течение которых зарегистрировано пять спектров (с интервалом 35-45 минут). При этом последние два спектра не отличаются.

В процессе выдержки образца в ИК спектрах происходит уменьшение интенсивности полос либрационных колебаний воды в области $500\text{-}650\text{ см}^{-1}$, а также полосы с максимумом 3369 см^{-1} , которая относится к валентным колебаниям связей О-Н не только воды, но и спиртов. Наблюдается также исчезновение полосы 1028 см^{-1} , которая, вероятно, относится к деформационным колебаниям групп С-О-Н и валентным колебаниям ординарной связи С-О спиртов. По-видимому, при выдержке происходит удаление легких спиртов и воды.

Однозначно можно отнести полосы С-Н связей, валентные колебания которых проявляются в виде интенсивной полосы с тремя максимумами 2853, 2923 и 2954 см⁻¹, и деформационные – при 1458 и 1377 см⁻¹. Слабая полоса 1742 см⁻¹ относится к колебаниям карбонильных групп в альдегидах и сложных эфирах. Широкая полоса с двумя максимумами около 1620 и 1560 см⁻¹ относится к первичным и вторичным аминогруппам. Сюда же могут попасть колебания -C=O и -N-H групп амидов или COO⁻ групп солей органических кислот. Интенсивная полоса с двумя максимумами, оставшаяся после удаления спиртовых групп характеризует валентные колебания СОС групп сложных эфиров и РО и РОС связей глицерофосфатидов. Производным борной кислоты могут принадлежать слабые полосы в области 1200-1300 см⁻¹.

В низкочастотной области спектра помимо либрационных колебаний воды могут проявляться колебания цепочек СН₂-групп.

Спектры исходного образца и образца после выдержки в течение 3,5 часов представлены на Рисунке 3.2.

Таким образом, модель РКД представляет собой образование гидроксильных, аминных, амидных, карбоксильных, бор и фосфорсодержащих, сложноэфирных функциональных групп.

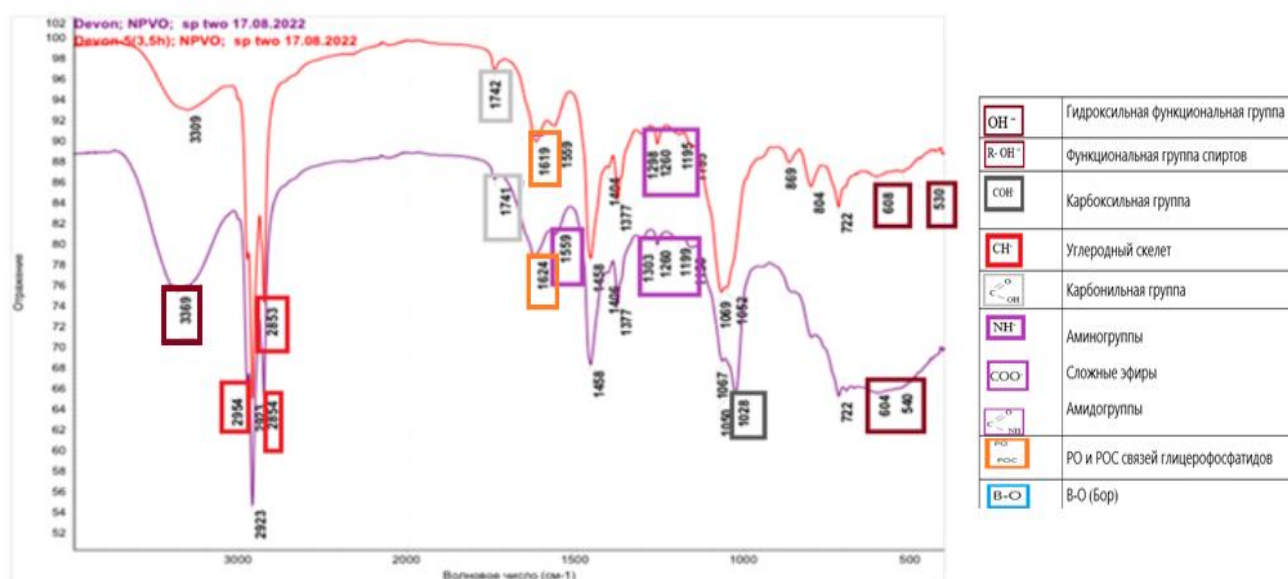


Рисунок 3.2 – Спектры исходного образца и образца после выдержки в течение 3,5 часов

3.4 Изучение влияния различных реагентов на противоизносные и антифрикционные свойства буровых растворов

Далее, на основании теоретических предпосылок был разработан РКД, улучшающий показатели свойств БР, предназначенных для бурения продуктивных пластов[7; 37; 43; 50; 85-88 и др].

Для сравнения в качестве прототипов использовались достаточно известные в буровой технологии реагенты, применяемые при бурении на месторождениях Республики Удмуртия. Добавки вводились по 1% от объема раствора[82].

Методики изучения противоприхватных свойств промывочных жидкостей приведены в главе 2 п. 2.3. Состав и параметры исходного биополимерного бурового раствора и с различными добавками представлен в Таблице 3.2. Все показатели свойств бурового раствора определялись при температуре $23\pm 2^\circ\text{C}$ [82].

Нами выполнены исследования влияния на параметры и коркообразующие свойства бурового раствора с применением реагента РКД и его прототипов:

1 Биолуб (ТУ2458-009-82330939-2008) – реагент для буровых растворов, представляющий собой сбалансированную композицию соединений растительного происхождения с различного рода присадками.

2 Лубрикон (ТУ 2458-023-14023401-2012) – смазочная добавка, представляет собой смесь жирных кислот[4], продуктов их взаимодействия с диэтаноломином и гидроксидом калия.

3 РКД – смазочный реагент комплексного действия на основ триглицеридов жирных кислот[7; 50].

Ниже приведены результаты изучения влияния указанных реагентов на противоприхватные свойства ББР. Опыты проводились на образцах фильтрационных корок при 20 минутном неподвижном контакте со стальным грузом. О характере влияния различных реагентов на статический и динамический коэффициенты трения при 20 минутах неподвижного контакта пары «сталь – фильтрационная корка» можно судить по результатам опытов, представленных в Таблице 3.3[50;52; 83-84 и др].

Таблица 3.2 – Состав и параметры исходного ББР с различными добавками

Параметры раствора при 20 °С					
Образец смазочной добавки	ПФ, см ³ /3 0 мин	Пластиче- ская вяз- кость, мПа·с	ДН С, дПа	СНС, дПа	
				10се к	10ми н
ИББР (Вода+0,1%NaOH+ 8% KCl+3,6% CaCl ₂ +3,6% NaCl+2,5% Крахмал +0,25% Гаммаксан)	7-8	30	124	24	34
ИББР+0,5% РКД	7	30	125	24	34
ИББР+1% РКД	5-7	28	153	28	54
ИББР+1% Биолуб	5-7	25	114	27	48
ИББР+1% Лубрикон	5-7	27	120	31	75

Таблица 3.3 - Влияние различных реагентов на коэффициент трения пары «сталь-фильтрационная корка»

Раствор	Коэффициент трения при продолжительности контакта 20 мин	
	статический	динамический
ИББР	0,365	0,215
ИББР+0,5 % РКД	0,259	0,170
ИББР+1% РКД	0,120	0,112
ИББР+ 1% Лубрикон	0,153	0,120
ИББР+ 1% Биолуб	0,138	0,121

Из Таблицы 3.3 видно, что модифицирующие добавки снижают, как статический, так и динамический коэффициенты трения пары «сталь – фильтрационная корка» в сравнении с исходным буровым раствором. Предлагаемый реагент Девон-2л уменьшает динамический коэффициент трения пары «сталь - фильтрационная корка» примерно на 50%, статический примерно на 60 % и превосходит существующие реагенты Биолуб и Лубрикон. Это важно для буровой технологии, особенно при увеличении длительности контакта бурильной колонны со стенками скважины[50; 52].

В Таблице 3.4 приведены значения коэффициентов трения (знаменатель) пары «сталь – сталь» и значения скорости изнашивания стали (числитель) при различных удельных нагрузках в среде исходного и этого же раствора с добавлением смазочных реагентов ингибирующего бурового раствора, Н/см².

Таблица 3.4 – Коэффициент трения пары «сталь-сталь» при различной удельной нагрузке

Состав раствора	Скорость изнашивания стали, мм/час и коэффициент трения пары «сталь-сталь» при удельной нагрузке, Н/см ²		
	289	357	444
ИББР	0,127/0,15	0,134/0,23	0,230/0,35
ИББР+0,5 % РКД	0,120/0,12	0,124/0,155	0,151/0,195
ИББР+1% РКД	0,007/0,07	0,05/0,11	0,06/0,16
ИББР+ 1% Лубрикон	0,07/0,14	0,12/0,20	0,100/0,23
ИББР+ 1% Биолуб	0,09/0,12	0,105/0,15	0,115/0,21

Из приведенных данных Таблицы 3.4 видно, что все реагенты в рассматриваемой области изменения удельных нагрузок предупреждают задир, однако более высокие показатели противоизносных и антифрикционных свойств достигаются при применении РКД. Применение предлагаемого РКД с концентрацией 1% обеспечивается снижение коэффициента трения пары «металл – металл» в сравнении с исходным составом при удельных нагрузках соответственно: при 289 Н/см² и 357 Н/см², примерно, на 50%, а при 444 Н/см², примерно, на 35-40 %. Результаты значения относительной скорости изнашивания стали 45 от удельной нагрузки в ИББР при различных добавках 1% показывают достаточно высокие показатели противоизносных свойств опытных реагентов[4; 7; 18; 52; 94].

3.5 Изучение влияния различных реагентов на антикоррозионные свойства буровых растворов

Одним из распространенных методов защиты от коррозии бурового инструмента является применение ингибиторов, которые позволяют снизить скорость коррозии металлов (стали) при контакте с агрессивной средой. Также интенсивной кор-

розии подвергается бурильный инструмент и оборудование при бурении скважин, которая связана с воздействием ионов солей, кислорода воздуха, растворенных в БР, а также действием сероводорода, поступающего в промывочную жидкость в результате притока высокосернистого газа из разбурываемых пород. Снижение коррозионной активности буровых растворов является одним из эффективных средств защиты бурового оборудования, бурильного и породоразрушающего инструмента. Результаты исследования показали, что наилучшей композицией, обладающей отличными антикоррозионными свойствами, является реагент комплексной добавки Девон-2Л с концентрацией 1% [18;57-59; 60-61].

Для сравнения с реагентом РКД [75], в качестве прототипа (сходные по назначению), проводили электрохимические методы [88] исследования Ст3 в среде модельной пластовой воды (5% NaCl+0,5% CH₃COOH) – цикло-вольтамперные (ЦВА), с использованием смазочных реагентов комплексного действия – Биолуп [60], Лубрикон.

Как говорилось выше, Ст45 применяли в качестве образцов-свидетелей в связи с тем, что она является наиболее часто используемой в качестве конструкционного материала обсадных колонн [18; 57-59; 60-61].

На Рисунках 3.3 – 3.6 показаны циклические развертки, полученные для Ст3 в коррозионном растворе 5% NaCl+0,5% CH₃COOH и с добавлением показанных выше добавок.

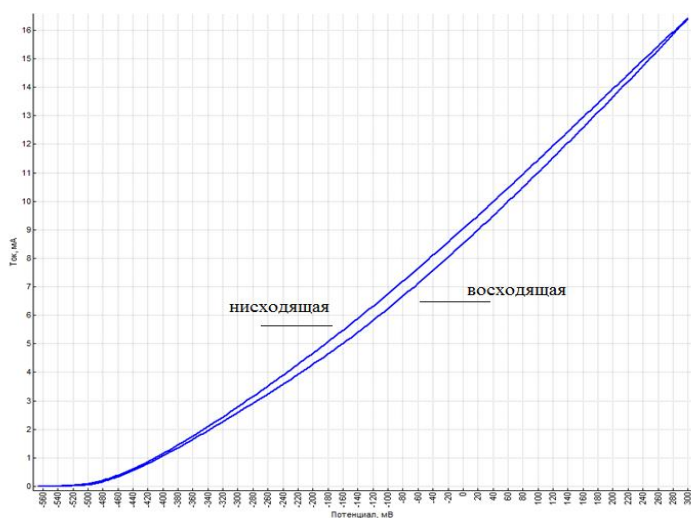


Рисунок 3.3 - ЦВА кривые Ст3 в модели пластовой воды (АОИК)
(5% NaCl+0,5% CH₃COOH)

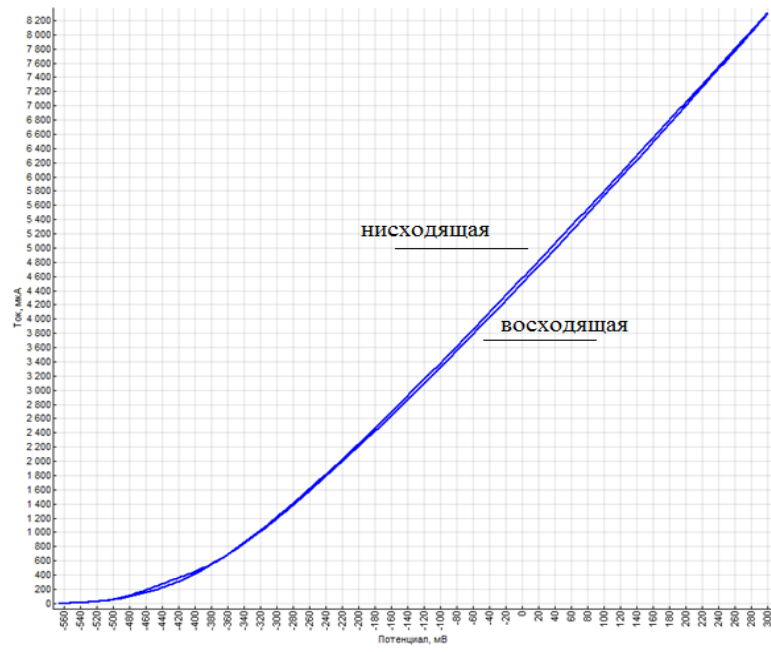


Рисунок 3.4 - ЦВА кривые для Ст3 в модели пластовой воды (АОИК), с добавлением 1% РКД

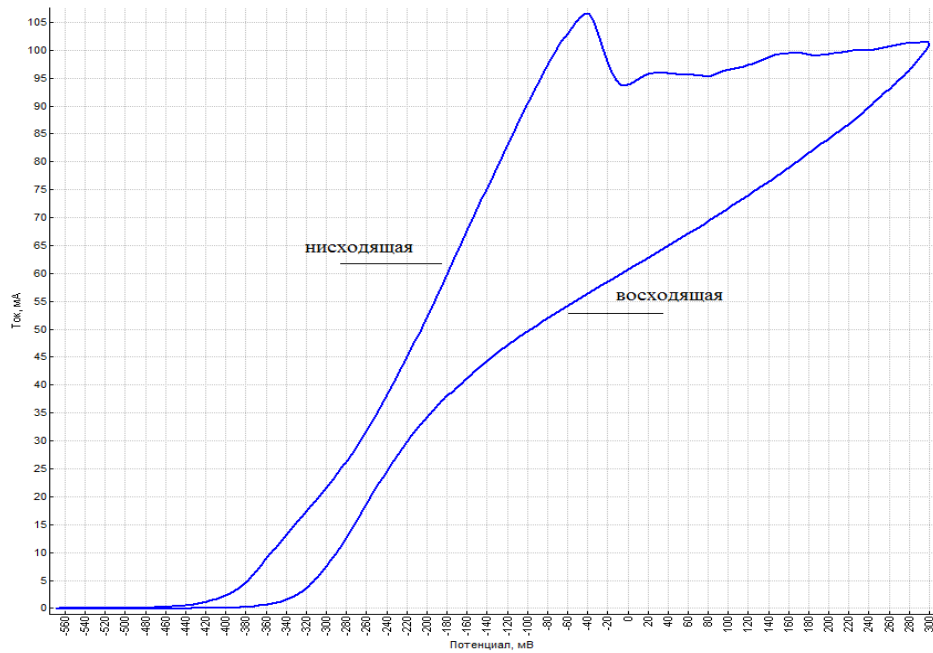


Рисунок 3.5 - ЦВА кривые для Ст3 в модели пластовой воды (АОИК), с добавлением 1% Биолуп

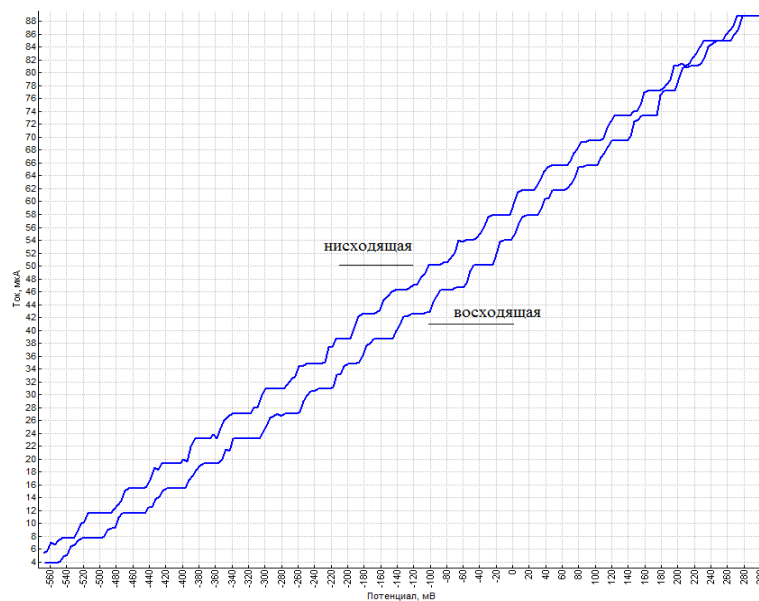


Рисунок 3.6 - ЦВА для СтЗ в модели пластовой воды (АОИК), с добавлением 1% Лубрикон

Судя по ходу кривых на Рисунках 3.3-3.6 видно, что наличие жирных кислот в составе реагента, показывает снижение тока коррозии, однако внешний вид поверхности металла показывает наличие коррозионных поражений (Рисунок 3.7) [60].



РКД

Биолуб

Лубрикон

Рисунок 3.7 - Коррозионные поражения СтЗ в модели пластовой воды (АОИК), с добавлением реагентов

Согласно Рисунку 3.7 видно, что только реагент комплексного действия обладает отличными адсорбционными свойствами, которые создают экранирующий эффект[60].

В таблице 3.5 приведены результаты исследований различных добавок путем электрохимических измерений (ЦВА) в агрессивной среде – водный раствор 5% NaCl + 0,5% CH₃COOH[60].

Таблица 3.5 – Результаты исследований различных добавок путем электрохимических измерений (ЦВА) в агрессивной среде – водный раствор 5% NaCl + 0,5% CH₃COOH

Состав раствора	Анализ ЦВА		
	коррозионный раствор, I ₀ , мА/мм ² (5% NaCl + 0,5% CH ₃ COOH)	с добавлением реагента, I _p , мА/мм ²	защитный эффект, Z, %
1% Девон-2Л	16	8	50
1% Биолуп	16	105	-
1% Лубрикон	16	88	-

Из таблицы 3.5 видно, что защитный эффект[94] РКД составляет 50%. Таким образом, в качестве ингибирующей присадки для бурового раствора рекомендуется реагент РКД [60].

Таким образом, вышеприведенные исследования показали[18], что для улучшения антифрикционных, противоизносных и антикоррозионных свойств РКД предпочтительно использование замещенных эфиров триэтаноламина, высокомолекулярных жирных кислот с борной кислотой, что является активной основой реагента.

Выводы к главе 3

1 Теоретически обосновано получение реагента полифункционального действия, при комплексном соединении амидоаминов на базе аминоспиртов и жирных кислот растительных масел, бора и фосфорсодержащих полярных групп, обладающих неионогенными и одновременно амфолитными свойствами гидрофобного ПАВ, стойкого в высокоминерализованных водных растворах хлоридов калия, натрия и др.

2 Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено, что активная основа реагента, являясь продуктом взаимодействия борной кислоты, смеси жирных кислот окисленных растительных масел и фосфатидного концентрата, обладают противоприхватными и противоизносными свойствами.

3 Экспериментально подтверждено, что борная кислота, аминоспирты (ди- и триэтаноламин), а также карбоновые кислоты (составные компонентами окисленных жиров), образуют продукты взаимодействия, которые придают реагенту РКД антикоррозионные свойства. Защитный эффект составляет 50% по сравнению с прототипами.

4 Установлено, что реагент комплексного действия наиболее эффективно уменьшает динамический коэффициент трения пары «сталь-фильтрационная корка» на 52%, статический на 60% по сравнению с базовыми реагентами Лубрикон, Биолуб.

Глава 4 Разработка составов ингибирующего бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных пластов

4.1 Оптимизация рецептуры ингибирующего бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов

Далее приведена оптимизация рецептуры ИБР с добавлением РКД [52].

Для составления экспериментального плана выявляются основные факторы, влияющие на те, или иные параметры, путем варьирования концентраций компонентов в исследуемых растворах[52]. В Таблице 4.1 представлены результаты опытов для ИБР.

Таблица 4.1 - Матрица планирования и результаты опытов для ИБР

Номер опыта	Уровни входных факторов			Концентрация компонентов, %			Значения выходных факторов						
	X ₁	X ₂	X ₃	Крахмал	Гаммаксан	Девон-2л	ПФ, см ³ /30мин	η , мПас	τ_0 , дПа	СНС, 10сек/10 мин, дПа		$\mu_{ст}$ (10 мин)	$\mu_{дин}$ (10 мин)
										Y ₄	Y ₅		
X ₁	X ₂	X ₃	X ₁	X ₂	X ₃	Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄	Y ₅	Y ₆	Y ₇	
1	1	1	1	1,5	0,1	0,5	7	12	52	19	19	0,132	0,104
2	1	2	2	1,5	0,15	0,75	5	14	53	26	26	0,134	0,104
3	1	3	3	1,5	0,2	1,0	5	16	64	44	44	0,143	0,102
4	1	4	4	1,5	0,3	1,25	5	18	75	50	50	0,148	0,092
5	1	5	5	1,5	0,1	1,50	5	19	86	69	69	0,15	0,099
6	2	1	2	1,875	0,15	0,75	5	13	77	41	41	0,131	0,099
7	2	2	3	1,875	0,2	1,0	5	15	91	47	47	0,135	0,099
8	2	3	4	1,875	0,25	1,25	5	17	110	16	16	0,148	0,085
9	2	4	5	1,875	0,3	1,5	4	19	120	17	17	0,15	0,102

Номер опыта	Уровни входных факторов			Концентрация компонентов, %			Значения выходных факторов						
	X ₁	X ₂	X ₃	Крахмал	Гаммаксан	Девон-2л	ПФ, см ³ /30мин	η, мПас	τ ₀ , дПа	СНС, 10сек/10 мин, дПа		μ _{ст} (10 мин)	μ _{дин} (10 мин)
				X ₁	X ₂	X ₃	Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄	Y ₅	Y ₆	Y ₇
10	2	5	1	1,875	0,1	0,5	4	21	135	140	32	0,134	0,1
11	3	1	3	2,25	0,15	1,0	5	14	100	142	43	0,143	0,08
12	3	2	4	2,25	0,2	1,25	4	15	118	145	48	0,148	0,078
13	3	3	5	2,25	0,25	1,5	3	18	145	150	43	0,151	0,08
14	3	4	1	2,25	0,3	0,5	2	21	150	157	46	0,131	0,099
15	3	5	2	2,25	0,3	0,75	3	22	177	290	43	0,14	0,089
16	4	1	4	2,625	0,1	1,25	4	15	115	69	21	0,147	0,10
17	4	2	5	2,625	0,15	1,5	4	4	16	160	39	0,152	0,082
18	4	3	1	2,625	0,2	0,5	3	3	19	177	86	0,13	0,081
19	4	4	2	2,625	0,25	0,75	2	2	21	177	42	0,14	0,07
20	4	5	3	2,625	0,3	1,0	2	2	22	178	43	0,145	0,068
21	5	1	5	3	0,1	1,5	7	7	15	194	54	0,153	0,07
22	5	2	1	3	0,15	0,5	5	5	17	160	65	0,132	0,078
23	5	3	2	3	0,2	0,75	3	3	19	165	43	0,138	0,077
24	5	4	3	3	0,25	1,0	2	2	22	175	42	0,133	0,062
25	5	5	4	3	0,3	1,25	2	2	22	180	100	0,148	0,065

Далее, с помощью модуля «Анализ экспериментальных данных плана» ПО «Statistica» были получены математические модели в виде уравнений регрессий второго порядка[52]:

$$\text{ПФ} = 14,7429 - 7,8113X_1 + 2,0317X_1^2 + 42,0309X_2^2 - 13,0578X_1X_2, \quad (4.1)$$

$$\text{Пластическая вязкость} = 1,03343 + 5,96760X_1 - 0,86466X_2^2 + 42,60230X_2^2X_1, \quad (4.2)$$

$$\text{ДНС} = -232,474 + 241,993X_1 - 46,832X_1^2 + 135,747X_1X_2, \quad (4.3)$$

$$\text{СНС}_{1 \text{ мин}} = 18,440 + 131,200X_2 - 160,00X_2^2, \quad (4.4)$$

$$\text{СНС}_{10 \text{ мин}} = 46,0533 + 33,65926X_1X_2, \quad (4.5)$$

$$\mu_{\text{ст}} = 0,121440 - 11,276X_3, \quad (4.6)$$

$$\mu_{\text{дин}} = 0,117641 - 0,004608X_1 - 0,299762X_3 - 0,031892X_2X_3. \quad (4.7)$$

Проверка адекватности регрессионных уравнений показывает, что коэффициенты корреляции близки к значениям единицы, табличные значения критерия Фишера меньше, чем расчетные, соответственно условия адекватности математической модели выполняются (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 - Сравнение расчетных и экспериментальных значений коэффициентов Фишера и корреляции

Проверка адекватности	ПФ, см ³ /30мин	Пластическая вязкость, мПас	ДНС, дПа	СНС 1 мин	СНС 10 мин	$\mu_{\text{ст}}$, (10 мин)	$\mu_{\text{дин}}$, (10 мин)
$F_{\text{табл}}$	3,44	3,44	3,44	4,28	3,44	4,28	4,28
$F_{\text{расч}}$	30,31	260,54	260,69	120,48	277,78	130,58	27,32
R^2	0,85	0,98	0,97	0,91	0,90	0,87	0,85

Для экспериментальной проверки адекватности построенных моделей проведена оптимизация состава ИБР с последующим анализом свойств раствора полученной рецептуры.

Далее, соответственно в Таблицах 4.3, приведены интервалы рекомендуемых параметров бурового раствора, 4.4 - данные оптимальной рецептуры бурового раствора и в 4.5 - сравнение расчетных показателей свойств ИБР с фактическими. На Рисунке 4.1 представлены профили для предсказанных значений и желательности[52].

Таблица 4.3 - Интервалы рекомендуемых параметров буровой промывочной жидкости

Интервал ва- рьирования	Параметры растворов							
	ρ , кг/м ³	УВ, с	η , мПа·с	τ_0 , Па	ПФ, см ³ /30мин	СНС (1 мин), Па	СНС (10 мин), Па	КТК (20 мин)
Нижний	1140	31	20	15	2	4	6	0,0393
Верхний	1170	100	22	18	4	5	8	0,1

Таблица 4.4 – Оптимальная рецептура раствора

X ₁	X ₂	X ₃
2,25	0,20	1,0

Таблица 4.5 - Сравнение расчетных показателей свойств ИБР с фактическими

Тип данных	Оптимальная рецептура бурового раствора	ρ , кг/м ³	УВ, с	η , мПа·с	τ_0 , Па	ПФ, см ³ / 30мин	СНС (10 сек), Па	СНС (10 мин), Па	КТК (20 мин)
Ингибирующий буровой раствор									
Расчет	Вода+2,25% Крахмала+ 0,23% Гаммак- сана+	1150	95	21	17	2,8	4,8	7,4	0,05
Факт	2,8%Девон-2л	1170	140	22	18	2,0	4,3	7,2	0,05

По данным Таблицы 4.5 были получены оптимальные концентрации реагентов разработанного ингибирующего бурового раствора[52].

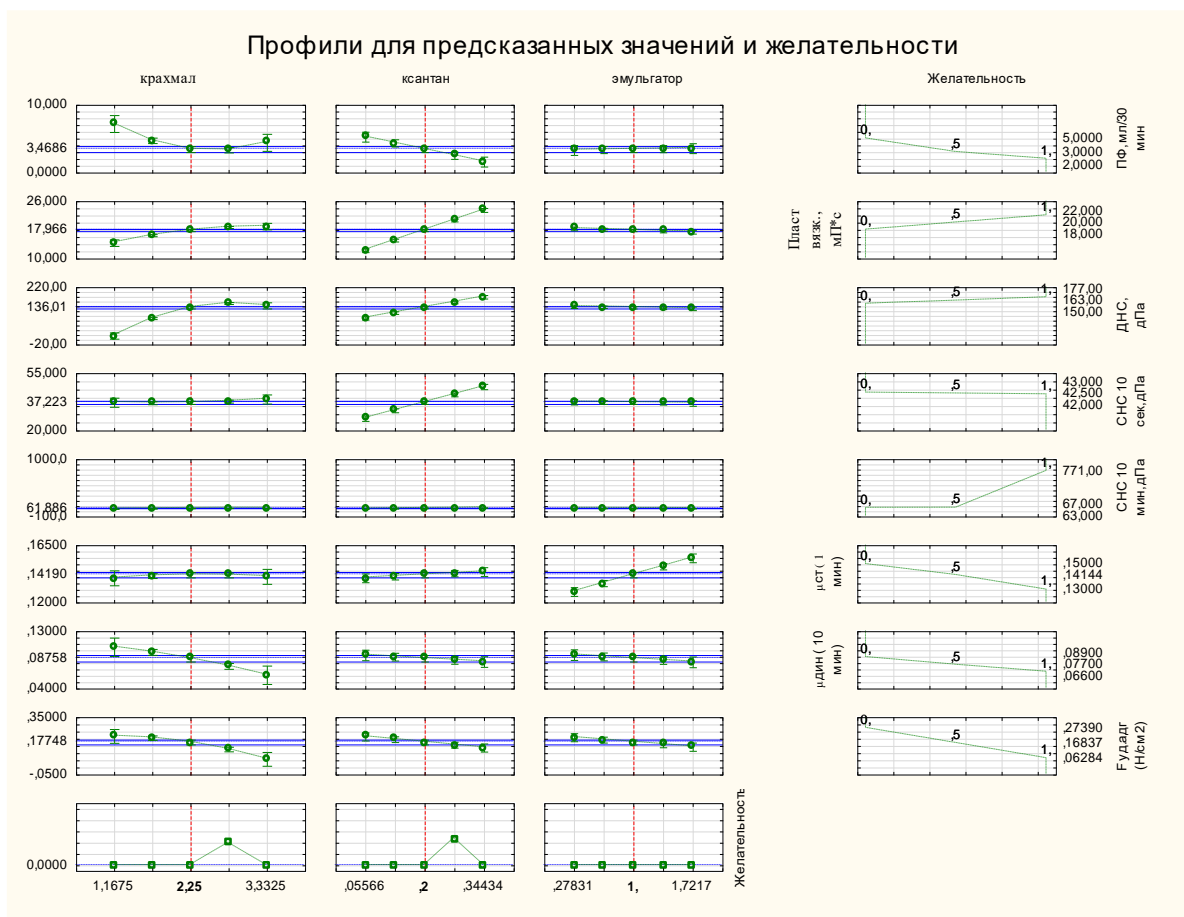


Рисунок 4.1 - Профили для предсказанных значений и желательности

В результате проведенных экспериментов получены математические модели ингибирующего бурового раствора с применением реагента РКД. Получен оптимальный состав бурового раствора. Доказана адекватность рассчитанных математических моделей бурового раствора экспериментальным исследованиям[52].

4.2 Изучение влияния различных реагентов на устойчивость стенок скважины и качество первичного вскрытия продуктивных пластов

Набухание глинистых частиц вызывает осложнения в скважине, связанные с загрязнением пласта, затруднением СПО (спуско-подъемных операций), доведением нагрузки на долото и снижением ТЭП. Для сохранения коллекторских свойств пласта необходимо снижение величины поверхностного натяжения в системе «фильтрат бурового раствора-нефть»[95-96].

Проникновение промывочной жидкости в поры пласта происходит не только под действием перепада давления в системе «скважина-пласт», капиллярного и осмотических эффектов, которые наиболее активно проявляются в случае гидрофильности поровых каналов. Для увеличения притока из пласта в скважину необходимо уменьшить величину капиллярного эффекта. Исходя из формулы:

$$P = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r}; \quad (4.8)$$

где σ – поверхностное натяжение на границе «фильтрат раствора - пластовый флюид»;

θ – угол смачивания;

r – радиус капилляра необходимо снизить поверхностное натяжение на границе «фильтрат раствора – пластовый флюид».

Это достигается вводом поверхностно-активных веществ. Также необходимо уменьшить смачивание поверхности водой и увеличить смачиваемость поверхности углеводородом. Для этого используются гидрофобизаторы, создающие защитную пленку на поверхности глинистых частиц, препятствующую проникновению фильтра и увеличению объема глинистых частиц [7-8; 37; 64; 95-97 и др].

Рассмотрим подробнее механизм ингибирования бурового раствора, содержащего реагент Девон-2л, неорганические соли (KCl , $NaCl$, $CaCl_2$) и биополимер (крахмал, ксантан). Такой раствор сочетает в себе два механизма ингибирования, направленных на ограничение активности глин к гидратации, это ионное и неионное ингибирование. Сущность ионного ингибирования заключается в модифицировании поверхности глин свободными (диссоциированными) ионами среды на основе строго дозируемой степени коагуляции с целью подавления способности глин к набуханию, пептизации и структурообразованию с сохранением уровня лиофильности, достаточного для обеспечения агрегативной и седиментационной устойчивости промывочной жидкости [9; 76; 95].

Исходя из этого определения, технология ингибирования заключается в следующем. В исходный биополимерный раствор вводится ионный ингибитор – обычно это электролит, растворимый в воде с той или иной степенью диссоциации на

ионы. Диссоциированные ионы начинают взаимодействовать с двойными электрическими слоями (ДЭС) глинистых частиц, происходит сжатие диффузной части ДЭС, соответственно изменяется зарядовое состояние поверхности частиц[11].

Катион может выступать в качестве связи между частицами глины, при этом снижается интенсивность гидратации. Многовалентные катионы образуют более сильные связи по сравнению с катионами более низкой валентности. Исключение составляет ион калия. Например, двухвалентные катионы (Ca^{2+} и Mg^{2+}) увеличивают силы притяжения между поверхностями, из-за чего уменьшается количество воды, которая может быть адсорбирована. Моновалентные катионы, такие как натрий, дают меньшие силы притяжения и позволяют большему количеству воды проникнуть между пластинками, рисунок 4.2[6;9; 76; 95]. Поэтому натриевые бентониты набухают в четыре раза больше, чем кальциевые и образуют раствор с более высокой вязкостью.

Адсорбируемые катионы могут гидратироваться, притягивая воду, образующую оболочку определенной формы. Размер и форма гидратированного катиона влияет на его способность проникать через межслойное пространство на поверхности частиц глины, а от этого зависит разбухание и гидратируемость глины (Таблица 4.6, Рисунок 4.2). Так, например, ион кальция, диаметр которого после гидратации составляет 19.2 А, а ион лития имеет диаметр после гидратации 14.6 А[6;9; 76; 95].

Латеральные поверхности кристаллического монтмориллонита складываются плотной упаковкой тетраэдрического слоя силиката. В этих плотных упаковках в зоне стыковок формируются щели. Геометрические размеры этих нестыковок соизмеримы с геометрическими размерами катиона калия. Катион калия как бы «проваливается» в эту щель, компенсируя при этом недостаток положительного заряда октаэдрической упаковки, возникшей из-за изоморфных замещений. Далее, в результате гидратации происходит увеличение размеров катионов, и, как следствие, к увеличению межслойного расстояния.

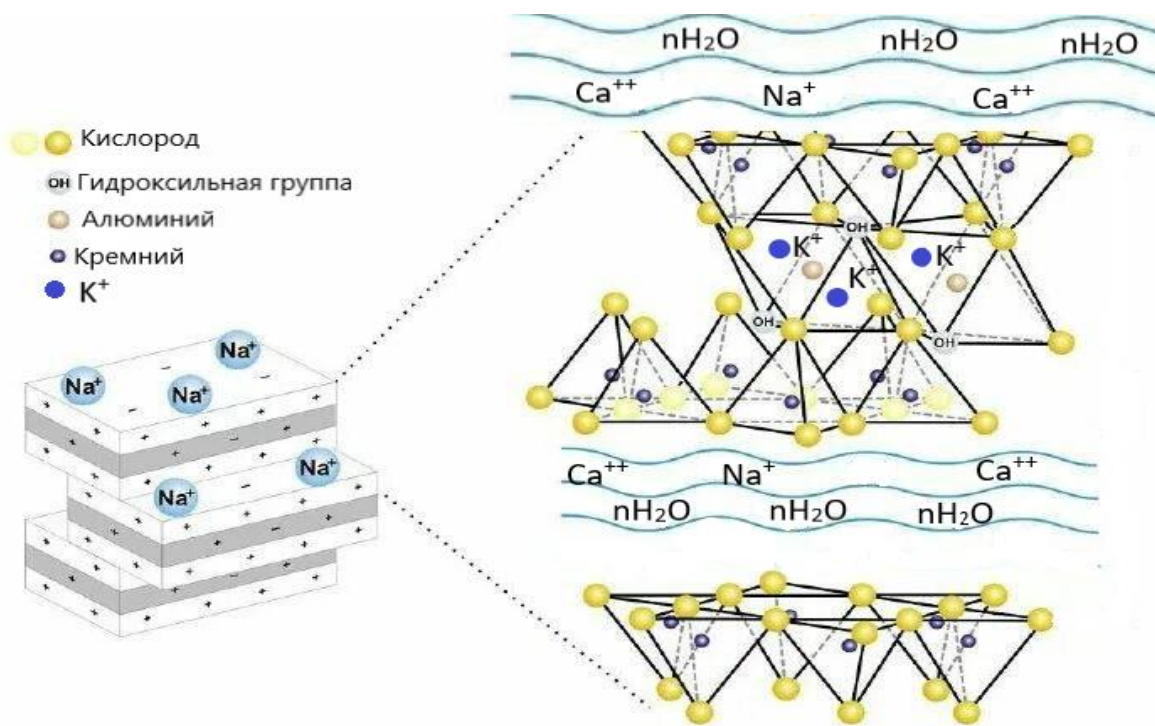


Рисунок 4.2 - Схема адсорбции катионов металлов частицами глины

Таблица 4.6 – Размерность гидратированных и негидратированных ионов

Катионы	Диаметр, А ⁰	
	негидратированный ион	гидратированный ион
Li ⁺	1,56	14,6
Na ⁺	1,90	11,2
K ⁺	2,66	7,6
NH ⁺	2,86	5,0
Mg ²⁺	1,30	21,6
Ca ²⁺	1,90	19,0
Al ³⁺	1,00	18,0
Cs ⁺	3,34	7,60

Латеральные поверхности кристаллического монтмориллонита складываются плотной упаковкой тетраэдрического слоя силиката. В этих плотных упаковках в зоне стыковок формируются щели. Геометрические размеры этих нестыковок соизмеримы с геометрическими размерами катиона калия. Катион калия как бы «проваливается» в эту щель, компенсируя при этом недостаток положительного заряда октаэдрической упаковки, возникшей из-за изоморфных замещений. В дальнейшем увеличение размеров катионов в результате гидратации приводит к увеличению межслойного расстояния, усиливая начавшуюся гидратацию[98].

Моновалентные катионы с увеличенным после гидратации диаметром - основная причина разбухания и диспергирования глин. Многовалентные катионы, диаметр которых после гидратации увеличился незначительно, действуют как ингибиторы набухания глин. Исключение составляет ион калия[6;9; 95].

Ион калия, в сравнение с другими катионами (Ca^{2+} , Mg^{2+}), обладает особым ингибирующим действием. Во-первых, он подавляет процесс набухания глин, адсорбируясь в октаэдрической части, компенсируя недостаток положительных зарядов и на базальных плоскостях выравниваются отрицательные и положительные заряды. Ион калия является практически негидратируемым катионом, за счет чего достигается надежная коагуляция плоскостей глины. Во-вторых, малый размер гидратированного катиона калия позволяет ему проникать в особые места кристаллической решетки глин и необратимо восстанавливать дефицит положительных зарядов[76].

При этом ион калия нейтрализует отрицательный заряд на поверхности частиц глины и там, в катионно-обменном комплексе появляется избыточный положительный заряд, что облегчает адсорбцию жирных карбоновых кислот (карбоновые кислоты диссоциируют в воде на органический анион и катион водорода). Поскольку количество избыточного положительного заряда лимитировано адсорбированным количеством ионов калия, адсорбция карбоновой кислоты протекает до определенного предела. Далее ингибирование протекает по неионному механизму[6; 9; 95]. Неионное ингибирование заключается в экранировании активных центров поверхности глин за счет образования адсорбционно-сольватных слоев неионогенными

компонентами опытного реагента и полимерами[76]. Поскольку гидрофобные взаимодействия более сильные, чем водородные связи и Ван-дер-Ваальсовых сил, они определяют порядок адсорбции компонентов реагента на гидрофобизированной жирными кислотами поверхности глин. Образовавшийся гидрофобный слой препятствует дальнейшему проникновению в породу дисперсной фазы бурового раствора и увеличению порового давления, минимизируя гидратацию глин и предотвращая осыпи и обвалы. Образовавшийся защитный слой жирных кислот в дальнейшем уплотняется за счет водородных связей и гидрофобных взаимодействий с остальными компонентами реагента: фосфатидного концентрата, аминокспиртов и их продуктов взаимодействия с жирными кислотами[6; 9].

Биополимеры, которые используются для регулирования реологических свойств буровых растворов, также способствуют замедлению гидратирования (ингибирования) глин[99]. Крахмал имеет гораздо большую молекулярную массу, чем компоненты опытного реагента, и, соответственно, меньшую подвижность молекул в растворе. Поэтому длинные цепи мономеров адсорбируются на поверхности частиц возле компонентов опытного реагента. Адсорбирующиеся на поверхности частиц выбуренной породы полимеры обвалакивают эти частицы и, тем самым, предотвращают ее измельчение. Адсорбированные полимеры на поверхности глины, как и многоатомные спирты, также уменьшают электрокинетический потенциал двойного электрического слоя глинистых частиц[100]. При воздействии на опытный буровой раствор солями поливалентных металлов наблюдается синергетический эффект по ингибирующей способности вновь образовавшейся системы. Это, очевидно, связано, прежде всего, с тем, что расширяется катионно-обменный комплекс упакованных полимерами частиц и снижается количество химически несвязанной дисперсионной среды[100-101].

При совместном использовании KCl , $NaCl$, $CaCl_2$ и РКД имеет место видимый синергетический эффект[82].

Экспериментальные работы по исследованию взаимодействия опытного бурового раствора на степень набухания образцов с Куганакским глинопорошком и образцами пластовых глин проводились в сравнении с пресной водой, в исход-

ном ББР и ингибированном буровом растворе, с добавлением следующих реагентов:

№1 ИББР + испытуемый РКД; №2 ИББР + Биолуб; №3 ИББР + Лубрикон и далее с добавлением у/в жидкости:

№4 ИББР + испытуемый РКД+10% у/в жидкости; №5 ИББР + Биолуб+10%у/в жидкости; №6 ИББР + Лубрикон+10% у/в жидкости.

Исследования проводились в течение 72 часов. В Таблице 4.7 представлены составы и параметры различных ингибирующих буровых растворов.

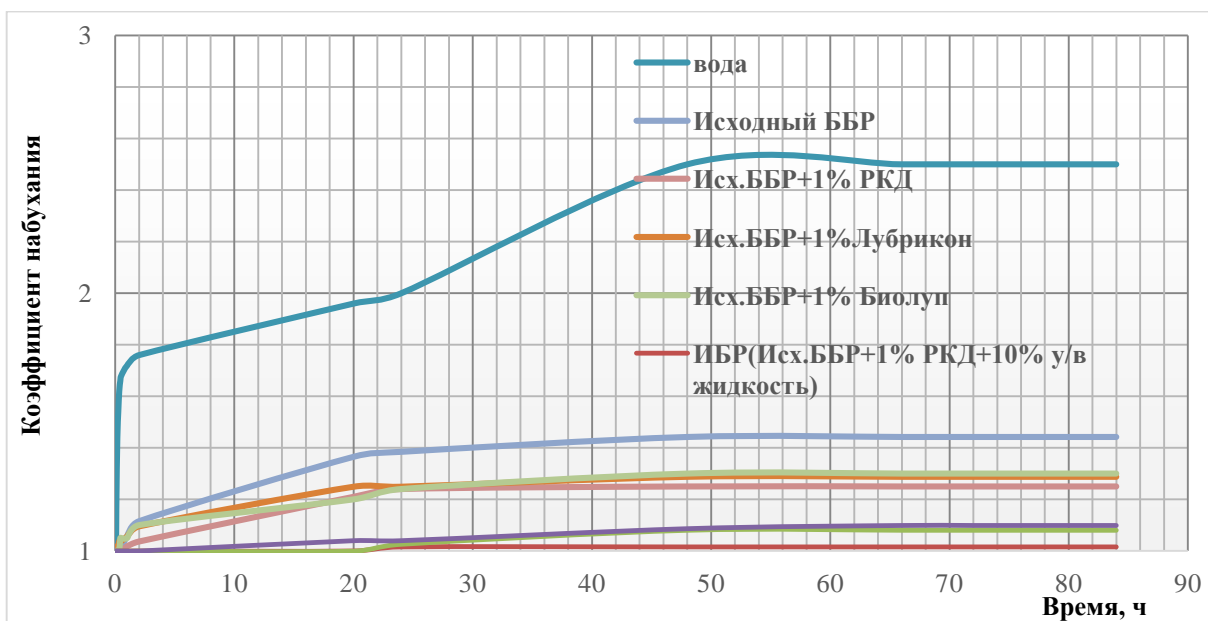
Таблица 4.7 – Параметры различных составов ингибирующего бурового раствора

Параметры раствора при 20 °С					
Образец смазочной добавки	ПФ, см ³ /30 мин	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа	СНС, дПа	
				10сек	10мин
ИББР	7	32	124	24	34
Ингибирующий БР (ИББР+1%РКД+10% (у/в жидкости)	3-4	18	162	54	95
Ингибирующий БР (ИББР+1%Биолуб+10% (у/в жидкости)	4-5	15	143	34	48
Ингибирующий БР (ИББР+1% Лубрикон + 10% (у/в жидкости)	4-5	15	163	48	77

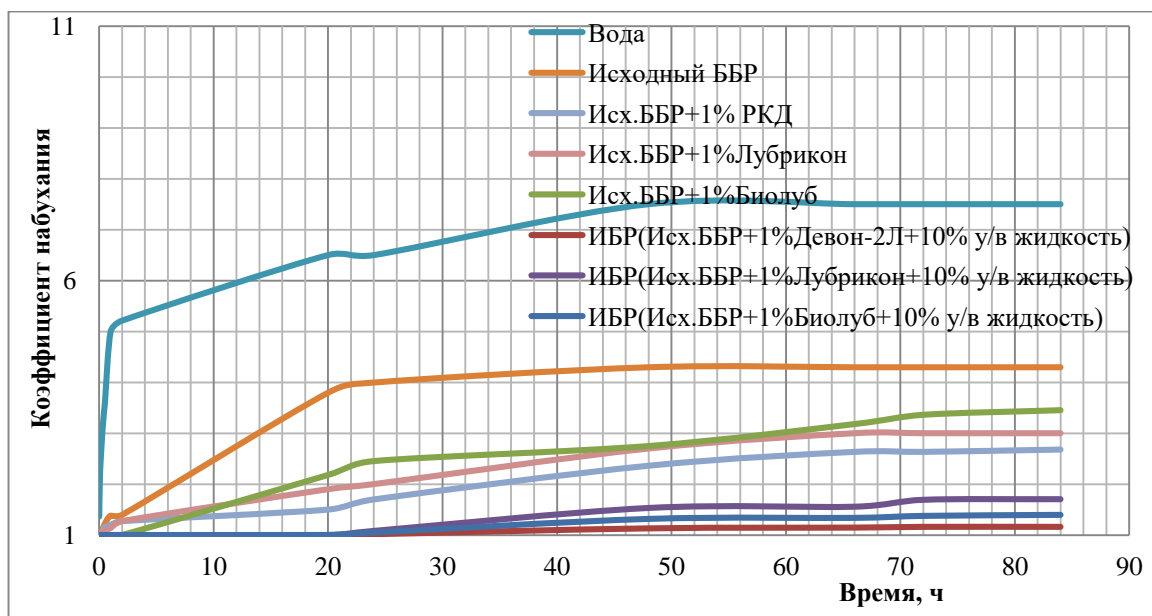
Результаты выполненных экспериментов по оценке набухания глин Куганакского бентонита и образцов глин Турнейского горизонта, а также в различных средах в течение 72 часов приведены на Рисунке 4.3-4.4 [82; 102-105].

Анализ Рисунков 4.3 (а и б) видно, что при использовании Куганакского глинопорошка набухающее действие буровых растворов с добавлением различных ингибиторов отличается как по продолжительности времени набухания, так и по характеру действия. Наилучший результат достигается при добавлении реагента гидрофобизатора РКД[102].

Судя по графикам, действие всех реагентов в течение 1-х суток (24ч) практически одинаково. Из рисунков видно, что действие всех реагентов в среде (№ 1-3) бурового раствора в течение 1-х суток практически одинаково. После 48 часов видно, что наименьшим коэффициентом объемного набухания наблюдается при контакте с РКД[102].



а) Куганакский г/п;



б) образцы глины скважины № 4434 Шарканского месторождения

Рисунок 4.3 - Кинетика набухания глинопорошков в воде, а также в различных средах БР в течение 72 часов

При использовании Куганакского бентонита комплексный реагент снизил коэффициент объемного набухания на 40% по сравнению с водой[102]. После 48 часов наблюдается стабилизация объемов набухания. Исследование образцов глин, показало, что при добавлении реагента комплексного действия коэффициент объемного набухания бурового раствора уменьшился примерно на 60% по сравнению с прототипами.

Далее, при совместном использовании в составе бурового раствора ионных ингибиторов, органических реагентов и углеводородной жидкости, имеет, видимый синергетический эффект, который заключается в экранировании активных центров поверхности глин, что приводит к подавлению процессов гидратации и набухания глинистых минералов[102]. При исследовании (сред № 4-6) наилучший синергетический результат достигается при добавлении гидрофобизатора РКД: с куганакским глинопорошком снизил коэффициент объемного набухания на 65% и при использовании образцов глин на 84%.

По результатам лабораторных исследований, направленных на изучение характера разрушающего воздействия различных водных дисперсионных сред на глинопорошки и образец аргиллита со скважины, выявлено, что наибольший коэффициент объемного набухания достигается в пресной воде, а наименьший — при погружении керна и глинопорошков в дисперсионную среду со смесью органических ингибиторов[102].

Гидратация глин максимально предотвращается при сочетании ввода в буровые промывочные жидкости органических и неорганических ингибиторов глин[102].

Реагент РКД проявляет определенные поверхностно-активные свойства, как на границе «вода-воздух», так и на границе «вода-керосин»[7].

Основной задачей ПАВ, добавляемых к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов, является снижение поверхностного натяжения на границе с нефтью, и уменьшение сил молекулярного взаимодействия поверхности порового канала с фильтратом буровой промывочной жидкости[96-97].

Благодаря снижению поверхностного натяжения вода, поступающая в продуктивные пласты в качестве фильтрата БР, диспергируется на мелкие капли, что приводит к более легкому ее вытеснению нефтью из призабойной зоны.

Гидрофобизация гидрофильных участков, особенно сложенных глинистыми минералами, способствует предупреждению взаимодействия этих участков с водой, образованию пленок воды и набуханию.

Поэтому, применяемые в качестве добавок ПАВ к буровым растворам при вскрытии продуктивных пластов, должны [69]:

- эффективно снижать поверхностное натяжение фильтрата, предотвращать набухание глинистых пород;

- не оказывать отрицательного влияния на свойства БР; не вступать в химическое взаимодействие с пластовыми флюидами и минералами коллектора с выпадением нерастворимых осадков;

- быть безопасным и малотоксичным;

- гидрофобизировать внутрипоровую поверхность коллектора [96-97].

В данной работе исследования обусловлены необходимостью улучшения эксплуатационных свойств ПАВ, используемых при бурении нефтяных и газовых скважин с целью снижения межфазного натяжения и отрицательного воздействия на коллекторские свойства пласта [69; 106-107].

На Рисунке 4.4 представлены кривые зависимостей межфазного натяжения на границе вода/керосин и поверхностного натяжения вода/воздух от массовой концентрации реагента в воде. По графикам видно, что с ростом концентрации реагента в воде межфазное натяжение на границе раздела фаз снижается. При этом ККМ для реагента по кривой на границе раздела дистиллированная вода/керосин и дистиллированная вода/воздух составляет 0,5 масс. %, излом кривой поверхностного натяжения наблюдается при поверхностном натяжении равном 30 мН/м (граница раздела ж/ж) и 58 мН/м (граница раздела ж/г) [7; 40; 69].

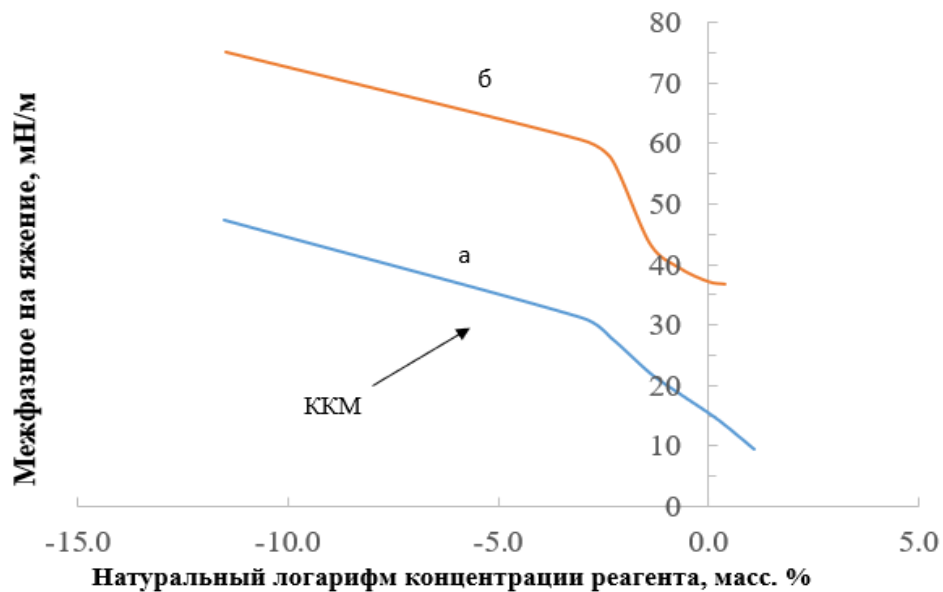


Рисунок 4.4 - Изотермы межфазного натяжения растворов реагента Девон-2л на границе с очищенным керосином (а) и воздухом (б)

Изотермы поверхностного (на границе с воздухом) и межфазного (на границе с очищенным керосином) натяжения представлены на Рисунке 4.5-4.6.

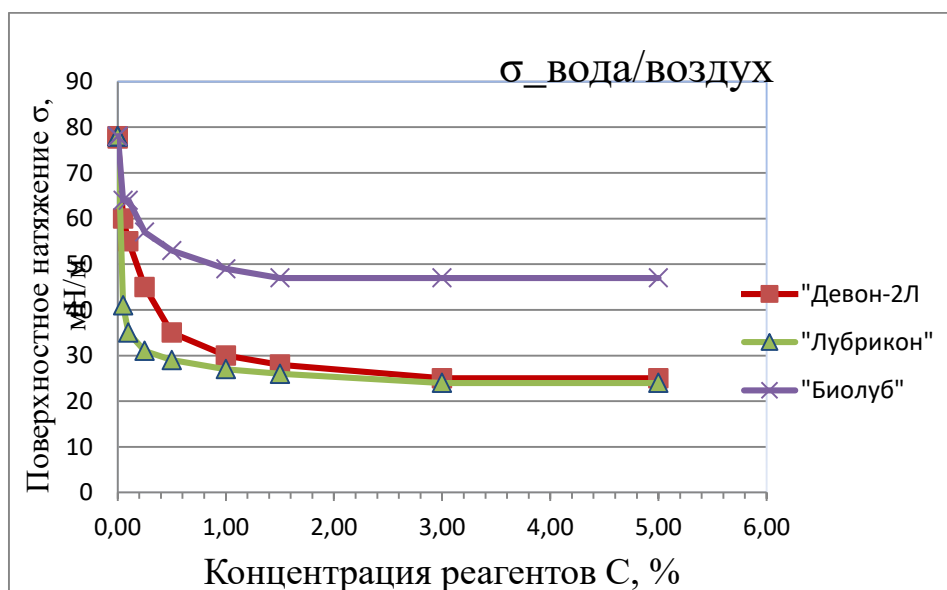


Рисунок 4.5 – Изотермы поверхностного натяжения на границе с воздухом водных растворов ПАВ (Девон-2л; Лубрикон; Биолуб)

Как видно из Рисунка 4.5, поверхностное натяжение водного раствора реагентов Биолуб при изменении концентрации от 0,05 до 5,0 % меняется незначительно, уменьшаясь от 64 до 47 мН/м. Поверхностное натяжение водного раствора Девон-2л и Лубрикон меняется существенно, примерно одинаково, Девон-2л уменьшает от 60 до 25 мН/м, Лубрикон от 41 до 24 мН/м. Необходимо отметить, что на границе дистиллированная вода / воздух $\sigma = 72,8$ мН/м[40; 69; 106-110].

Межфазное натяжение на границе дистиллированная вода / керосин $\sigma = 47,5$ мН/м [6;9].

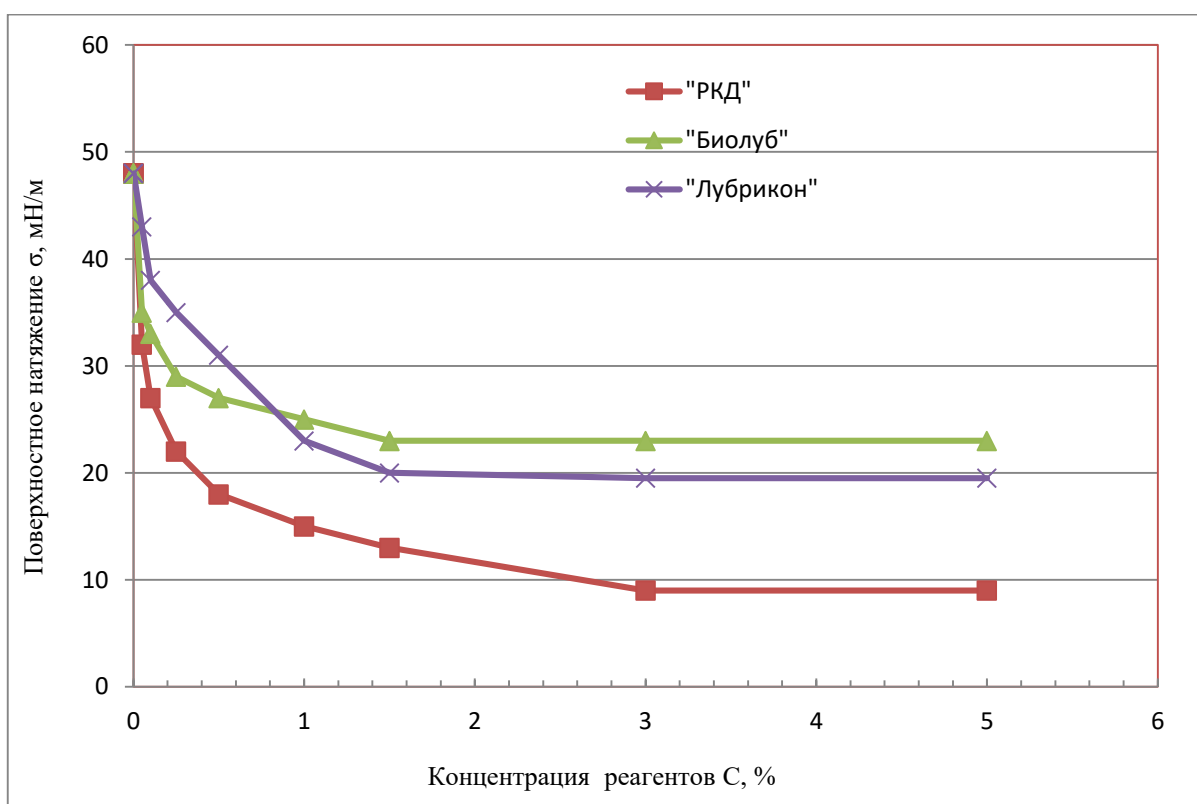


Рисунок 4.6 – Изотермы поверхностного натяжения водных растворов на границе с очищенным керосином водных растворов реагентов (Девон-2л; Лубрикон; Биолуб)

Как видно из Рисунка 4.6, межфазное натяжение водного раствора реагентов Лубрикон и Биолуб при изменении концентрации от 0,05 до 5,0 % меняется незначительно, Биолуб от 35 до 23 мН/м и Лубрикон от 43 до 19 мН/м. Межфазное натяжение водного раствора с Девон-2л с изменением концентрации понижается значи-

тельно, уменьшаясь от 32 до низкого значение $\sigma = 9$ мН/м. Межфазное натяжение на границе дистиллированная вода / керосин $\sigma = 47,5$ мН/м [69; 110].

По результатам измерения поверхностного (вода/воздух) и межфазного натяжения (очищенный керосин/вода) при различных концентраций реагентов можно сделать вывод, что наиболее эффективными ПАВ, влияющими на снижение поверхностного и межфазного натяжения является РКД [69].

На Рисунках 4.7 и 4.8 представлены значения поверхностного натяжения в фильтрате исходного биополимерного бурового раствора и ингибирующего БР. В состав бурового раствора входит низкомолекулярный электролит. Ионные силы оказывают определенное влияние на величину поверхностного натяжения. Далее в работе исследовано понижение поверхностного и межфазного натяжения фильтратов буровых растворов РКД, Лубрикон, Биолуб в присутствии КСl и CaCl₂. Диапазон концентраций солей определялся величиной необходимой, плотности жидкости бурового раствора ($\rho = 1,17$ г/см³).

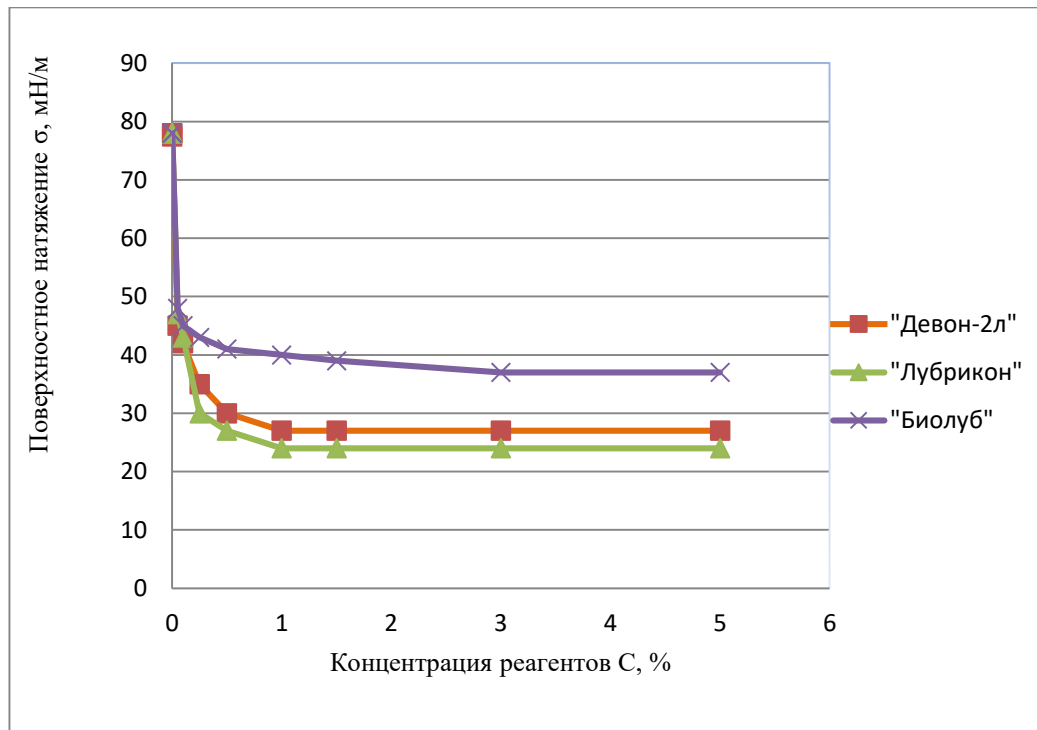


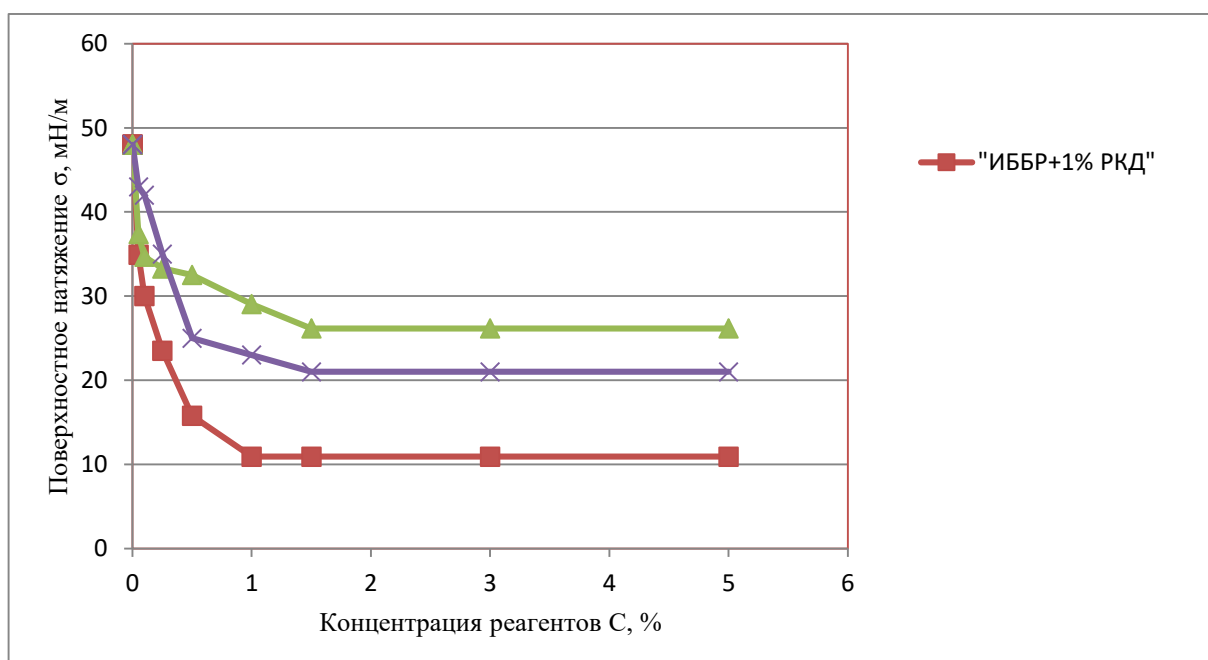
Рисунок 4.7 – Изотермы поверхностного натяжения на границе с воздухом фильтрата буровых растворов ПАВ (РКД; Лубрикон; Биолуб)

Как видно из Рисунка 4.7 поверхностное натяжение фильтрата бурового раствора реагентов Биолуб при изменении концентрации от 0,05 до 5,0 % меняется незначительно, уменьшаясь от 37 до 26 мН/м. Поверхностное натяжение фильтрата бурового раствора с добавлением реагентов Девон-2л и Лубрикон меняется примерно одинаково: РКД уменьшает от 45 до 27 мН/м, Лубрикон от 47 до 24 мН/м.

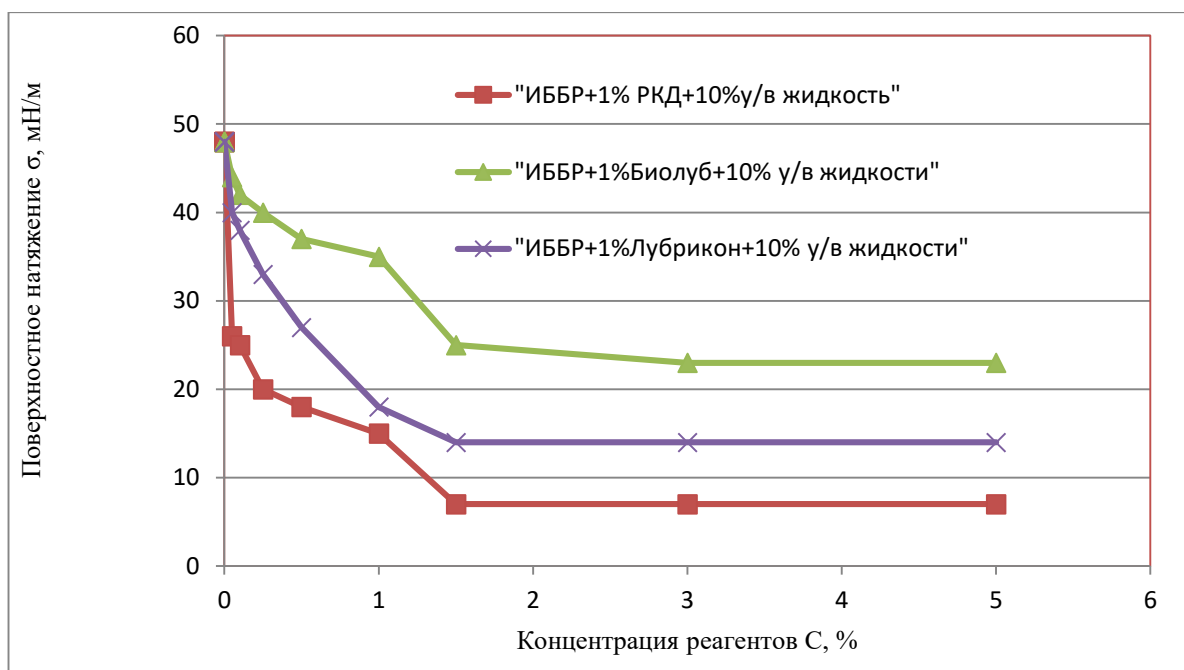
В присутствии минеральных солей фильтраты буровых растворов с различными ПАВ также эффективно действуют на межфазной границе вода/керосин, понижая межфазное натяжение.

Результаты измерения межфазного натяжения (Рисунок 4.8 а) получили следующие результаты с Лубрикон от 43 до 21 м/Нм; Биолуб от 37 до 26 м/Нм; РКД от 300 до 11 м/Нм[69].

Межфазное натяжение в среде ИББР+1% РКД +10% у/в жидкости понижается значительно, в сравнении с прототипами, уменьшаясь от 26 до 8 мН/м (Рисунок 4.8 б), что способствует сохранению коллекторских свойств пласта[69; 96;108- 110 и др].



а) Изотермы поверхностного натяжения фильтрата исходного биополимерного бурового раствора на границе с очищенным керосином



б) Изотермы поверхностного натяжения фильтрата ингибирующего бурового раствора на границе с керосином

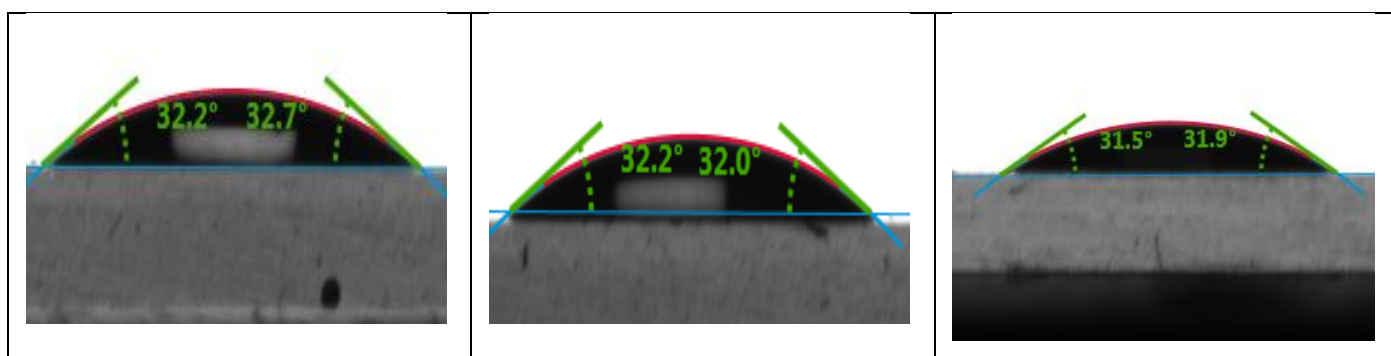
Рисунок 4.8 – Изотермы поверхностного натяжения

Низкие значения поверхностного натяжения реагента обусловлены компонентами, входящими в его состав: окисленных жирных кислот, аминоспиртов, эфиров жирных кислот и борной кислоты с триэтаноламином, а также оксаля и керосина (компоненты растворителя).

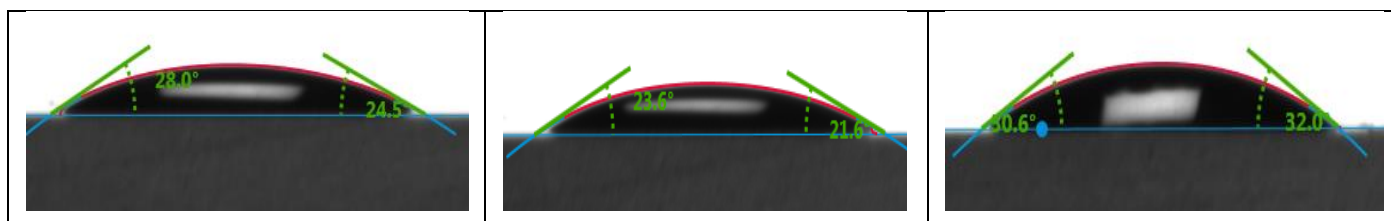
Для количественной оценки состояния поверхности (гидрофильность-гидрофобность) следует из величины «краевого угла» и играет роль основного индикатора свойств границы раздела фаз. В случае, когда в поровом канале гидрофильного типа ($<90^{\circ}$) «положительное» капиллярное давление удерживает воду, в поре гидрофобного типа ($>90^{\circ}$) отрицательное «давление способствует удалению воды из просвета капилляра[37; 70; 108-109].

Снизить величину капиллярного давления возможно за счет снижения межфазного натяжения и изменения краевого угла смачивания на границе с поверхностью породы. По данным М. Amani с целью снижения гидравлического сопротивле-

ния при фильтрации через поровое пространство нефти необходимо создание условий для обеспечения значения угла смачивания поверхности пор водной фазой в диапазоне (45-90) градусов [37; 8]. Для получения более точных значений производили 3 параллельных дозирования капли на одну и ту же поверхность. Конечное значение контактного угла рассчитывалось как среднее арифметическое, Рисунок 4.9.



а) Краевые углы смачивания фильтрата ИББР



а) Краевые углы смачивания фильтрата ИБР

Рисунок 4.9 – Краевые углы смачивания фильтрата буровых растворов на гидрофобной поверхности (тефлон)

Экспериментальные исследования с использованием анализатора формы капли модели DSA 100 производства компании KRUSS показали, что применение в рецептуре состава (РКД) способствует изменению характера смачиваемости породы в сторону частичной гидрофобизации и обеспечивает формирование краевого угла смачивания в рекомендуемом диапазоне [69].

Изучение влияния адсорбции поверхностно-активных веществ на частицах твердой фазы проводилась по методике, которая заключается в измерении величины поверхностного натяжения растворов различной концентрации на границе «жидкость-жидкость» до и после 24-часового контакта раствора с твердой фазой 50 мкм (0,05 мм) [96; 111; 71].

Определение адсорбции поверхностно-активных веществ из раствора на поверхности измельченных образцов породы вычисляли по формуле 2[96; 71]:

$$A = \frac{(C_0 - C) \cdot V}{m}, \quad (2)$$

где m – масса навески адсорбента (керна);

C_0, C – концентрации растворов реагентов до и после адсорбции;

V - объем раствора реагентов, взятый для адсорбции[71].

Поверхностно-активные вещества смазочных реагентов адсорбируются из раствора на твердых поверхностях в скважине, что приводит к уменьшению равновесной концентрации реагента в растворе и приводит к повышению поверхностного натяжения на межфазной границе с керосином. Влияние адсорбции изучаемых реагентов ПАВ на керновом материале (измельченных образцов породы Шарканского месторождения) на понижение поверхностного натяжения на границе жидкость-жидкость (ж/ж) показано на Рисунках (4.10-4.12), а фильтрата бурового раствора на Рисунках (4.13-4.15). Изменение значений $\sigma_{\text{нат}}$ до и после адсорбции на твердой фазе приведено в Таблице 4.8[71].

Как видно из Рисунков 4.10-4.12 межфазное натяжение с реагентом РКД в сравнении с прототипами имеет более низкие значения, наименьшее значение межфазного натяжения достигается при концентрации 1% до и после адсорбции. До адсорбции составляет 9 мН/м, после адсорбции 11 мН/м[71].

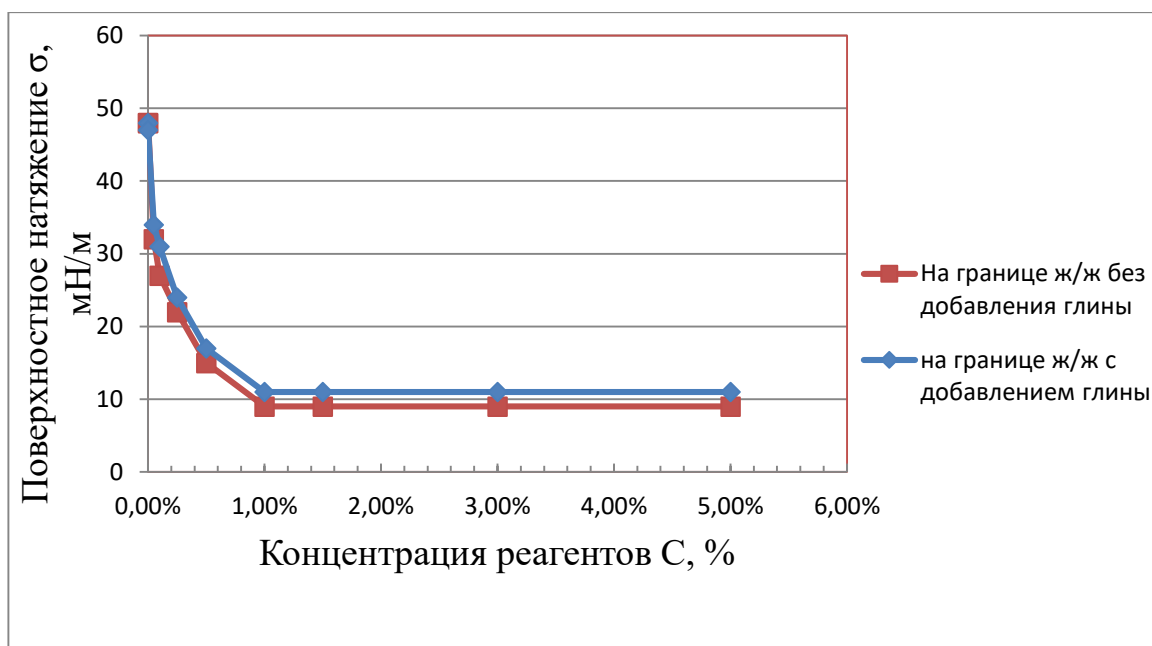


Рисунок 4.10 – Влияние концентрации реагента РКД на поверхностное натяжение водных растворов до и после добавления твердой фазы (на границе с очищенным керосином)

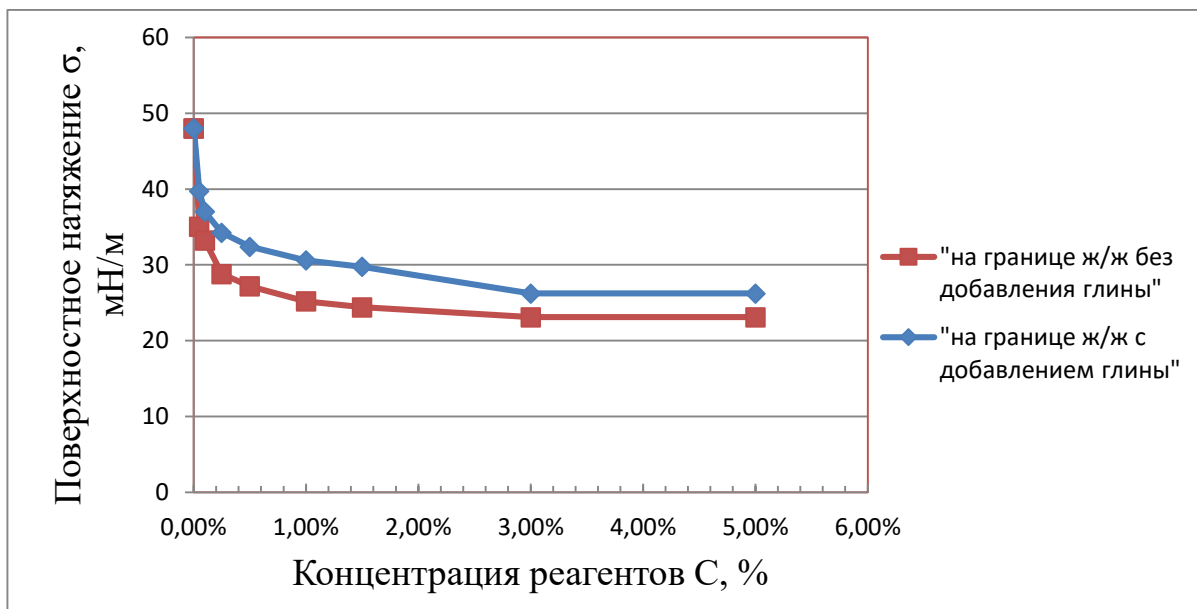


Рисунок 4.11 – Влияние концентрации реагента Биолуб на поверхностное натяжение водных растворов до и после добавления твердой фазы (на границе с очищенным керосином)

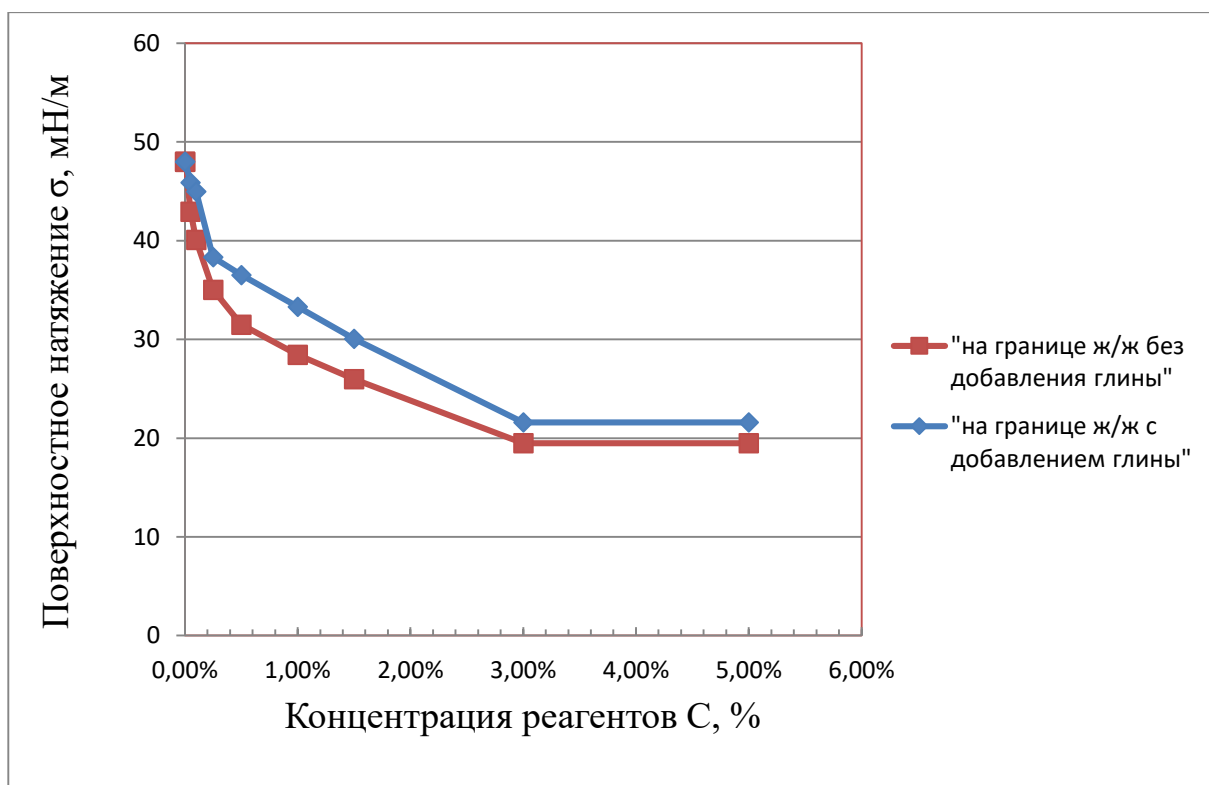


Рисунок 4.12 – Влияние концентрации реагента Лубрикон на поверхностное натяжение водных растворов до и после добавления твердой фазы (на границе с керосином)

Биолуб снижает поверхностное натяжение на границе «жидкость-жидкость» при концентрации от (1,5-3) % и составляет до адсорбции 23 мН/м, после адсорбции 26 мН/м[71]. Лубрикон соответственно при тех же концентрациях составляет до адсорбции 19,5 мН/м, после адсорбции 21,6 мН/м.

Повышение межфазного натяжения связано с дополнительной адсорбцией смазочной добавки на твердой фазе. Значения межфазного натяжения фильтратов буровых растворов с использованием реагентов РКД, Лубрикон и Биолуб до и после адсорбции представлены на Рисунке 4.13-4.15 [71]. Аналогичные исследования были проведены с фильтратом ингибирующего бурового раствора, данные которых представлены в Таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Эффективность поверхностно - активного действия водных и фильтратов буровых растворов с использованием реагентов комплексного действия

Испытуемые реагенты	Содержание, % масс.	До адсорбции σ , мН/м	После адсорбции σ , мН/м
вода	-	47,5	-
РКД	0,05	32	34
	1	9	11
	5	9	11
Биолуб	0,05	35	39,7
	1	25	30,6
	5	23	26
Лубрикон	0,05	43	46
	1	28	32,4
	5	19	21
Фильтрат исходного биополи- мерного бурового раствора (ИББР) с РКД	0,05	30	35
	1	11	13
	5	11	13
Фильтрат ИББР с Биолуб	0,05	37	39
	1	29	34
	5	26	31
Фильтрат ИББР с Лубрикон	0,05	43	46
	1	23	25
	5	21	23
Фильтрат ингибирующего бу- рового раствора (ИБР) с РКД	0,05	26	30
	1	15	17
	5	8	10
Фильтрат ингибирующего бу- рового раствора (ИБР) с Био- луб	0,05	35	39
	1	27	31
	5	23	27
Фильтрат ингибирующего бу- рового раствора (ИБР) с Луб- рикон	0,05	40	43
	1	18	22
	5	14	16

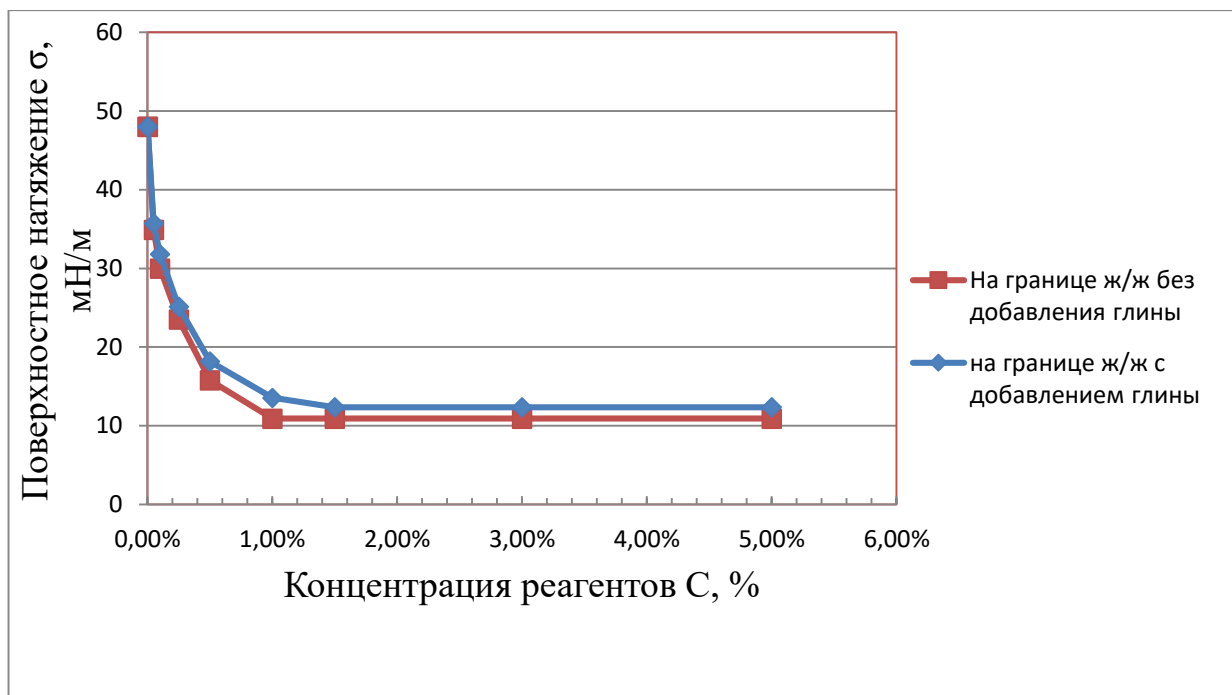


Рисунок 4.13 – Влияние концентрации реагента РКД на межфазное натяжение фильтрата ИББР до и после добавления твердой фазы (на границе с очищенным керосином)

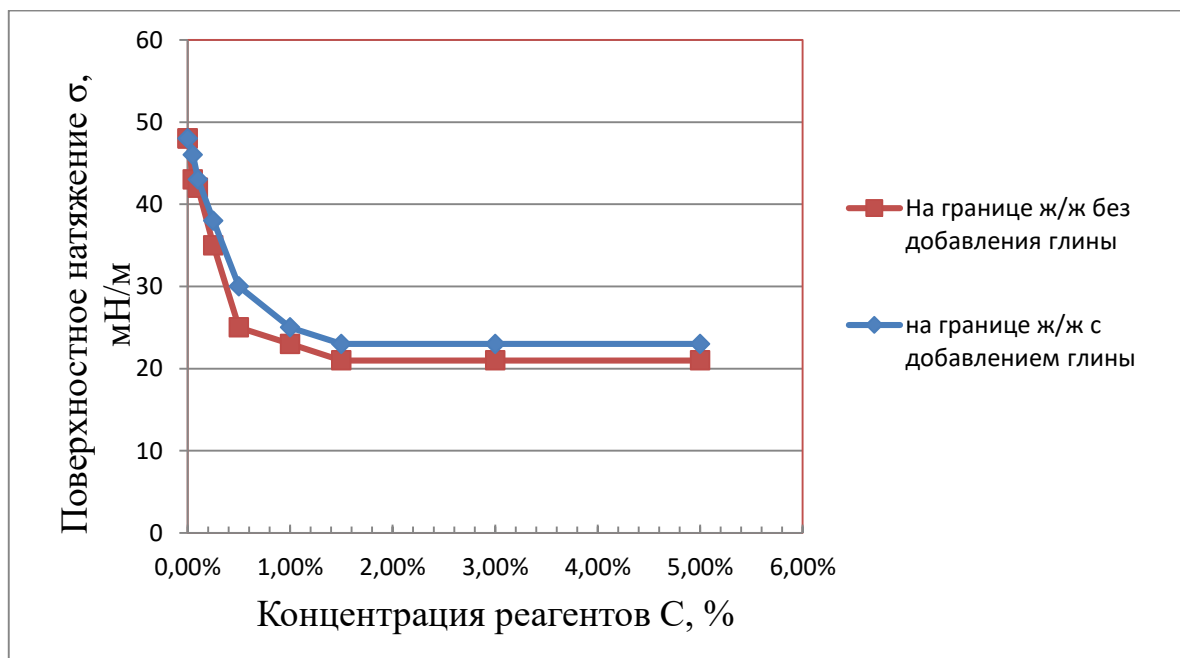


Рисунок 4.14 – Влияние концентрации реагента Лубрикон на межфазное натяжение фильтрата ИББР до и после добавления твердой фазы (на границе с очищенным керосином)

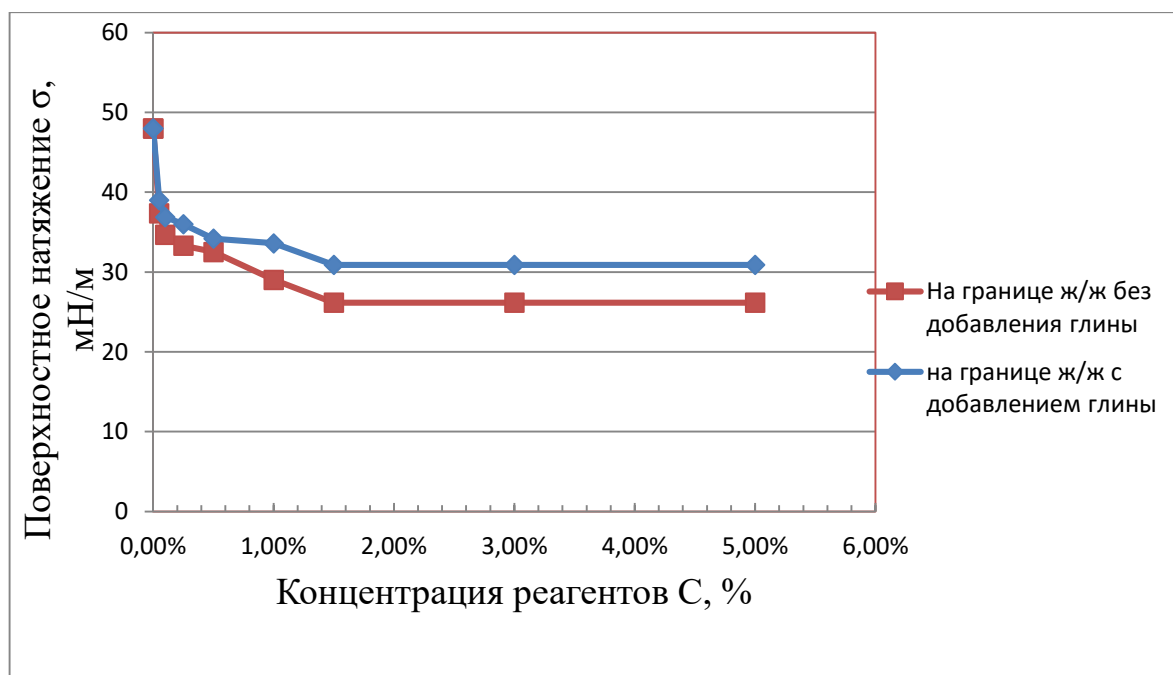


Рисунок 4.15 – Влияние концентрации реагента Биолуб на межфазное натяжение фильтрата ИББР до и после добавления твердой фазы (на границе с очищенным керосином)

Анализ полученных данных показал, что исследуемые реагенты снижают значения поверхностного натяжения на границе ж/ж как в водных, так и в фильтратах буровых растворов. Исходя из графиков (Рисунки 4.13-4.15), реагент РКД в сравнении с прототипами наиболее низкие значения межфазного натяжения до и после адсорбции достигается при использовании реагента комплексного действия[71]. При концентрации реагента 1% происходит максимальное снижение поверхностного натяжения на границе ж/ж, что составляет до 11 мН/м, после адсорбции 13 мН/м. Значения снижения межфазного натяжения реагента Биолуб происходит при концентрации 1,5%, что составляет до адсорбции 26 мН/м, и после 31 мН/м. Аналогично реагент Лубрикон, при концентрации 1,5% дает показатели: до 21 мН/м, после 24 мН/м[[71;96].

Значения поверхностного натяжения в фильтратах ингибирующего бурового раствора в различной среде представлена в Таблице 4.9.

В связи с необходимостью учета адсорбции ПАВ на частицах твердой фазы кернового материала, концентрация реагентов в растворах в процессе бурения должна поддерживаться на оптимальном уровне. Поэтому для более эффективного снижения поверхностного натяжения необходимо увеличение концентрации смазочных добавок, а это требует дополнительных исследований.

Далее представлены графики кривых адсорбции реагентов в воде и фильтра-тах бурового раствора на измельченных образцах породы Шарканского месторож-дения. В результате для каждого реагента получены кривые адсорбции, представ-ленные на Рисунках 4.16 и 4.17 [71].

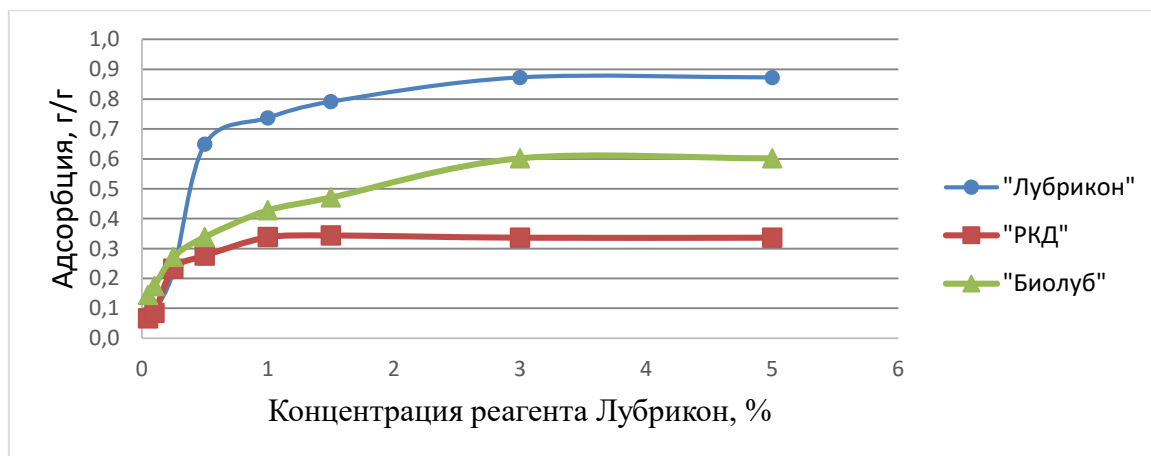


Рисунок 4.16 – Кривые адсорбции водных растворов при различных концентрациях реагентов на твердых фазах

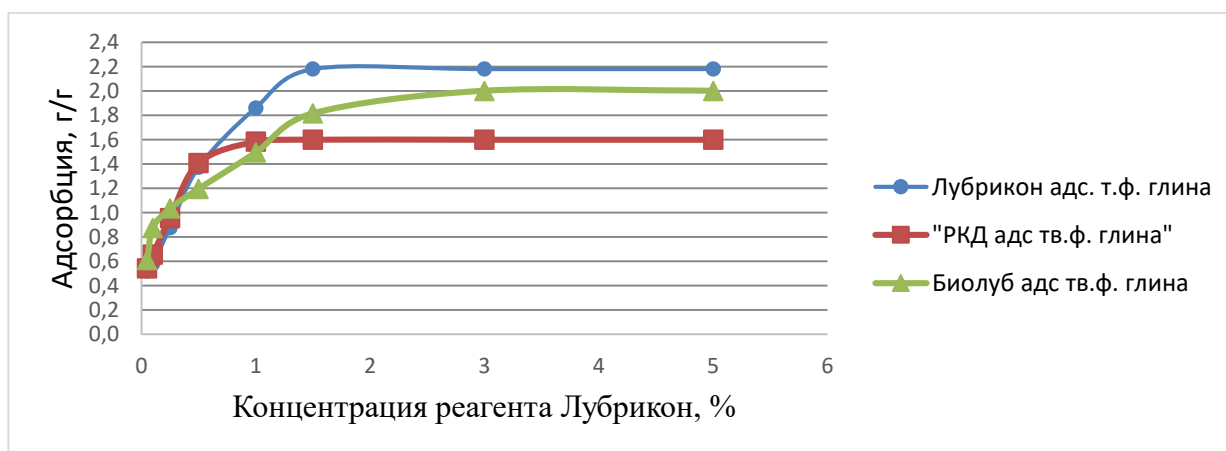


Рисунок 4.17 – Кривые адсорбции фильтрата буровых растворов при различных концентрациях реагентов на твердых фазах

Как видно из графиков адсорбция реагентов на керне при длительном, в течение 24 часов, контакте с водными растворами ПАВ смазочных реагентов и фильтра-тами бурового раствора, приводит к понижению их концентрации и, соответственно, к повышению межфазного натяжения. Адсорбционные кривые построены на осно-вании трех замеров. Адсорбционные кривые реагентов показывают, что с увеличе-нием равновесной концентрации реагента адсорбция увеличивается до определенно-го насыщения поверхности глинистых частиц. Дальнейшее увеличение concentra-ции реагентов не влияет на адсорбцию, как для водных растворов ПАВ, так и для фильтратов буровых растворов. Согласно графикам (Рисунки 4.16 и 4.17) РКД не-значительно адсорбируется на твердой фазе по сравнению с прототипами. Таким образом, при добавлении реагента РКД количество адсорбируемого вещества для водных растворов после 1% прекращается и его величина по сравнению с Биолуб на 35%, с Лубрикон на 34%. Для фильтратов буровых растворов РКД по сравнению с Лубрикон ниже на 38 % и с Биолуб на 37,5 %.

Экспериментально установлено, что Лубрикон и Биолуб способствует количе-ственному возрастанию адсорбционной способности на твердой фазе и поэтому тре-буется дополнительное введение поверхностно-активных веществ в буровые про-мывочные жидкости для поддержания необходимых низких значений межфазного натяжения по мере увеличения объема БР при углублении скважины.

С целью изучения механизма взаимодействия ингибирующего бурового рас-твора, обработанного комплексной добавкой РКД, с образцами керна, проведены лабораторные эксперименты по гидродинамическому моделированию процесса вза-имодействия бурового раствора с горной породой - известняком одного из место-рождений Удмуртии[113].

Опираясь на данные значений абсолютной газопроницаемости образцов со-гласно ОСТ 39-195-86, были составлены модели, Таблица 4.9[114]. Затем на уста-новке СМП-ФЕС2А определялась проницаемость каждого образца по керосину[75-76].

Таблица 4.9 - Влияние бурового раствора с реагентом РКД на проницаемость керна

Тип раствора	Проницаемость пористых сред, мД		Коэффициент восстановления проницаемости, % Q=0,5 см ³ /мин
	по газу	по нефти	
ИББР	23,4	11,8	7,2
ИББР+1% РКД	25,4	11,6	76,3
ИББР+1%РКД+10% у/в жидкость	28,2	15,8	83

Для обеспечения начальной водонасыщенности образцов использована модель пластовой воды с минерализацией 113,5 г/л, химический состав которой приведен в Таблице 4.10.

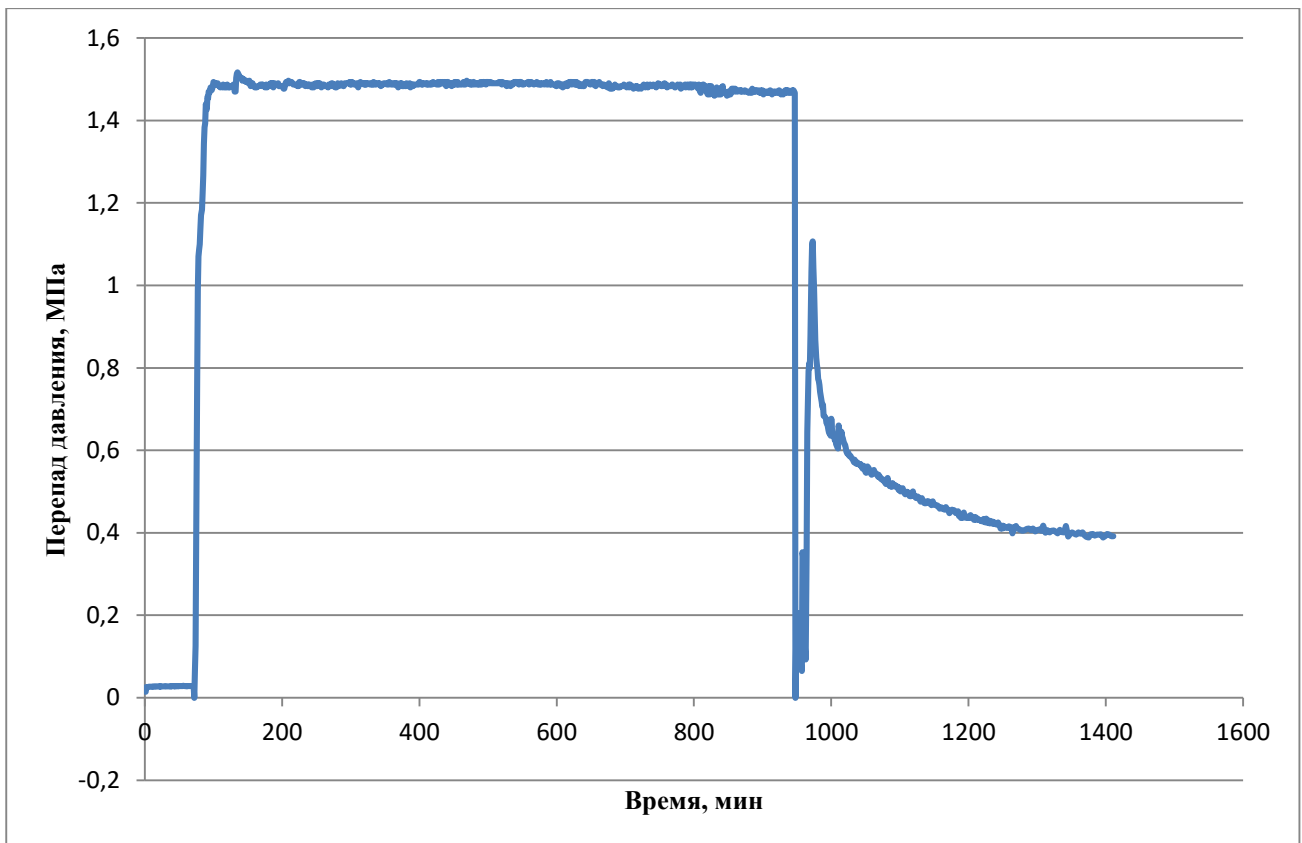
Таблица 4.10 - Химический состав модели пластовой воды

Количество NaCl, %	Количество KCl, %	Количество CaCl ₂ , %	Общая минерализация, г/л
3,64	4,06	3,64	113,5

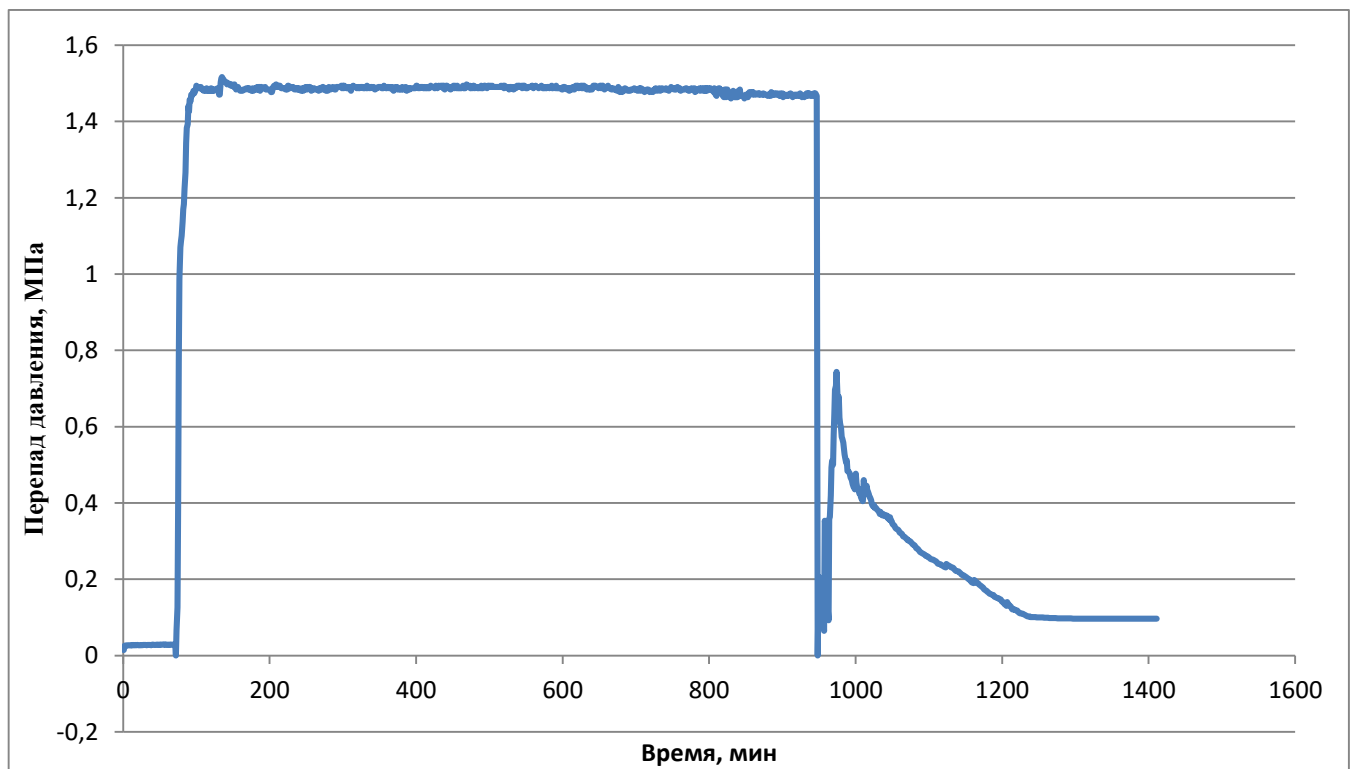
Экстрагированные и отмытые от солей образцы насытили под вакуумом минерализованной водой.

Далее на центрифуге отделили расчетное количество воды так, чтобы связанная вода осталась в количестве 30% по массе. После этого образцы насытили под вакуумом керосином[76].

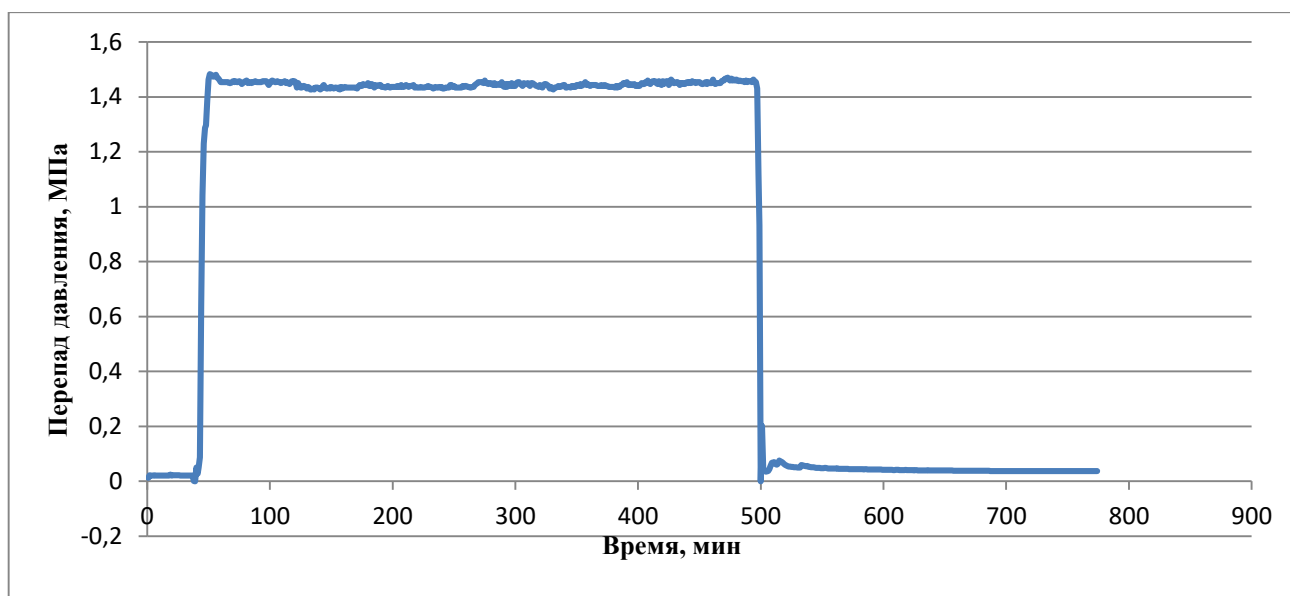
На Рисунке 4.18 представлен график зависимости перепада давления от времени: а) с исходным биополимерным раствором; б) исходный биополимерный раствор с добавлением РКД; в) ингибирующий биополимерный раствор[76].



а) Исходный биополимерный буровой раствор



б) Исходный биополимерный буровой раствор с добавлением РКД



в) Ингибирующий буровой раствор

Рисунок 4.18 - Графики зависимости перепада давления от времени при расходе 0,5 см³/мин

В Таблице 4.11 представлены значения основных экспериментальных и расчетных параметров до и после фильтрации бурового раствора [76].

Таблица 4.11 - Влияние бурового раствора с РКД на проницаемость керна

Тип раствора	Проницаемость пористых сред, мД		Коэффициент восстановления проницаемости, %
	по газу	по нефти	Q=0,5 см ³ /мин
ИББР	23,4	11,8	7,2
ИББР+1% РКД	25,4	11,6	76,3
ИББР+1%РКД+10% у/в жидкость	28,2	15,8	83

Таким образом, реагент РКД являясь продуктом взаимодействия смеси жирных растительных кислот и продуктов их окисления, а также различных полиамино-

спиртов и амидов при высоких температурах образует смеси сложных эфиров и амидоэфиров, которые обеспечивают устойчивость к солевой агрессии.

Добавление углеводородной жидкости придает ингибирующему буровому раствору новые свойства, что позволяет минимизировать загрязнение продуктивного пласта. Восстановление коэффициента проницаемости карбонатного ядра составил 83%.

Выводы к главе 4

1 Экспериментально подтверждено, что смеси жирных растительных кислот и продуктов их окисления, а также различных полиаминоспиртов и аминов при высоких температурах образуются смеси сложных эфиров и амидоэфиров, которые обеспечивают устойчивость к солям поливалентных металлов.

2 Описан механизм ингибирования бурового раствора, содержащего реагент Девон-2л, неорганические соли (KCl , $NaCaCl_2$) и биополимер (крахмал, ксантан), заключающейся в образовании защитной пленки на частицах глины, препятствующий значительному увеличению объема (набухания) глинистой частицы.

3 Установлено, что за счет снижения поверхностного натяжения на границе «фильтрат раствора-пластовый флюид» в среднем на 15-20 % и уменьшения смачивания поверхности водой (увеличения смачиваемости поверхности углеводородом) позволяет сохранить ФЕС коллекторов.

4 Согласно лабораторным исследованиям кернов карбонатных пород (одного из месторождений Республики Удмуртии) на проницаемость до и после воздействия буровых растворов в составе реагента комплексной добавки Девон-2л и KCl установлено улучшение проницаемости по керосину. Первичный коэффициент восстановления проницаемости ($k_{вп}$) после закачки фильтрата ингибирующего бурового раствора составляет 83%.

5 Получена оптимальная рецептура ингибирующего бурового раствора. Доказана адекватность рассчитанных математических моделей бурового раствора экспериментальным исследованиям.

Глава 5 Промысловые испытания и внедрение добавки

5.1 Разработка технической документации на изготовление опытной партии РКД под торговым названием «Девон-2л»

Разработка технологической схемы приготовления реагента «Девон-2л» и разработка регламента по применению реагента представлена в Приложении Г.

5.2 Опытно-промысловые испытания

5.2.1 Данные об опытном-промысловых испытаниях бурового раствора ИБР с реагентом «Девон-2Л» при бурении бокового ствола скважины №4434 Шарканского месторождения.

Промысловые испытания проводились согласно утвержденной Главным технологом ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» программой в 2017 г. на месторождении Шарканское, куст 2 при строительстве скважины № 4434.

Наработка ИБР и контроль технологических параметров осуществлялось согласно традиционной технологии.

Постановка необходимых химических реагентов для проведения опытном-промысловых работ осуществлялась ООО НПП «Икар».

Проведение промысловых работ: в интервале бурения 1766 – 2133 м на скважине № 4434 Шарканского месторождения куст № 2 использовался буровой раствор – ИБР. Режим бурения и компоновка КНБК согласно программы бурения.

Результаты проведения промысловых работ: строительство скважины сопровождалась без осложнений. Породоразрушающий инструмент: PDC 123,8 мм. Общая проходка 367 м. Проектный зенитный угол 90,5 град.

В испытываемом интервале постоянно выносился шлам, но сильного загущения раствора не произошло, что указывает на высокие ингибирующие свойства бурового раствора. Очевидно эффект ингибирования способствовал сохранению устойчивости стенок скважины, что обеспечило безаварийную проходку всего интервала.

5.2.1.1 Выводы и рекомендации.

1) Анализ выполненных опытно-промысловых работ показывает, что механическая скорость бурения возрасла по сравнению с базовым буровым раствором в среднем на 30%.

2) Применение опытной композиции бурового раствора позволило сократить время только на ликвидацию осложнений на 64 %, без времени сокращения цикла бурения, за счет увеличения механической скорости [18].

3) Только за счет сокращения времени на ликвидацию осложнений в виде осыпей и обвалов получен экономический эффект в 2 250 000 рублей на скважину.

4) Опытный состав добавки к буровому раствору рекомендуется к применению как в эмульсионных, так и в водных буровых системах при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях[8].

5) Оценка стоимости бурового раствора (1м³) в ценах 2019 года[32]:
базовый буровой раствор (без реагента Девон-2Л): 7 319 руб;
опытный буровой раствор (с добавлением Девон-2Л): 7 842 руб.

5.2.2 Об опытно-промысловых испытаниях бурового раствора ИБР с реагентом комплексного действия Девон-2Л на скважине №4454 Шарканского месторождения[69].

Промысловые испытания проводились согласно утвержденной Главным технологом ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» программой в 2018 г. на месторождении Шарканское, куст 2 при строительстве скважины № 4454.

Наработка ИБР и контроль технологических параметров осуществлялось согласно традиционной технологии.

Постановка необходимых химических реагентов для проведения опытно-промысловых работ осуществлялась ООО НПП «Икар».

Проведение промысловых работ: в интервале бурения 1700 – 1993 м на скважине № 4455 Шарканского месторождения куст № 2 использовался буровой раствор – ИБР. Режим бурения и компоновка КНБК согласно программы бурения.

Если средняя $V_{\text{мех}}$ скорость на стандартном растворе составляла 6 м/ч, то в аналогичных условиях и при тех же режимах бурения составила 8 м/ч. Это объясняется снижением сил трения, лучшей передаче нагрузки на долото, улучшению очистки ствола скважины, снижением времени на проработку, отсутствием сальникообразования за счет снижения набухаемости глин.

Результаты проведения промысловых работ: строительство скважины сопровождалась без осложнений. Породоразрушающий инструмент: PDC 123,8 мм. Общая проходка 293 м. Проектный зенитный угол 89,2 град.

В процессе бурения в интервале 1700 – 1993 м отмечался 100 % вынос выбуренной породы и отсутствие шламовых «подушек». За счет смазывающих свойств реагента Девон-2Л уменьшаются силы трения, лучше передается нагрузка на долото, что приводит к повышению механической скорости ($V_{\text{мех}}$) до 33 %. Эффект ингибирования способствовал сохранению устойчивости стенок скважин, что обеспечило безаварийную проходку всего интервала[80].

5.2.2.1 Выводы и рекомендации.

1) Анализ выполненных опытно-промысловых работ показывает, что механическая скорость бурения возросла по сравнению с базовым буровым раствором в среднем на 33 %.

2) Высокие триботехнические свойства Девон-2Л в составе опытного бурового раствора способствуют повышению смазочных свойств раствора, снижает диспергирующую способность бурового раствора и увеличивают ингибирующие свойства.

3) Опытный состав добавки к буровому раствору рекомендуется к применению не только в эмульсионных буровых системах, но и для растворов на водной основе при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях[4].

4) Применение опытной композиции способствует повышению эффективности работы породоразрушающего инструмента, за счет лучшей передачи нагрузки на долото, снижения сил трения, лучшей очистки забоя от шлама, особенно в горизонтальном стволе. Интенсивность набухания глинистых отложений снизилась на

64%, что способствует повышению устойчивости стенок скважины и отсутствию за-тяжек и посадок инструмента.

5) Стоимость 1 м³ базового раствора составляет 6 753 руб, стоимость 1м³ раствора с комплексной добавкой составляет 7 319 руб по данным 2018 года.

6) До применения раствора с нашей добавкой время на ликвидацию осложнений составило 72 ч, с использованием Девон-2Л составило 22 ч. Общая эконо-номия стоимости бурения одного бокового ствола с применением предлагаемого бурового раствора составляет 1 100 000 рублей.

5.3 Расчет экономической эффективности применения реагента комплексного действия при бурении скважин на Шарканском месторождении ЗАО «Удмуртнефть-Бурение»

На данном растворе пробурен боковой ствол скважины № 4434 технология бурения и режимные параметры аналогичны проекту бурения на данном месторож-дении, сравнительные характеристики базовой и разработанной промывочной жидкости представлена в Таблице 5.1. Экономический эффект планируется за счет снижения расхода материалов и сокращения времени на предупреждение и ликви-дацию осложнений[66].

В Таблице 5.2 приведены исходные данные по стоимости компонентов буровых растворов за (2018-2019) год[66].

Таблица 5.1 – Данные для расчета экономической эффективности

Базовый раствор МКБР			Ингибирующий буровой раствор		
номер скважины	механическая скорость, V _{мех} , м/ч	время на осложнения	номер скважины	механическая скорость, V _{мех}	время на осложнения
4434	4-6	70	4434	5-8	25
Ориентировочная стоимость 1 ч простоя 55 000 руб					
Тип раствора		Механическая скорость, V _{мех} , %		Время на ликвидацию осложнений, %	
Ингибирующий буровой раствор		30-40		45 ч	

Таблица 5.2 – Исходные данные по стоимости компонентов буровых растворов

Компонент бурового раствора	Стоимость, руб./т (без НДС)
Ингибирующий буровой раствор	
Крахмал	70000,00
Биополимер	386000,00
Девон-2л	50000,00
CaCl ₂	20000,00
KCl	37000,00
NaCl	22000,00
Кольматант	3500,00
Базовый МКБР (Минерализованный крахмально-биополимерный буровой раствор)	
Крахмал	70000,00
Биополимер	386000,00
Смазочная добавка	35000,00
Ингибитор	34688,00
Гидрофобизатор	67840,00
CaCl ₂	20000,00
KCl	37000,00
NaCl	22000,00
Кольматант	3500,00
Пенегаситель	115000,00
Бактерицид	71501,00

Стоимость 1 м³ базового раствора МКБР и рекомендуемого ингибирующего бурового раствора представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Стоимость 1 м³ бурового раствора

Буровой раствор	Стоимость 1 м ³ , руб. (без НДС)
МКБР	8925,00
Ингибирующий буровой раствор	6645,00

Из приведенных данных следует, что рекомендованный нами раствор позволил увеличить в среднем механическую скорость проходки до 30 %

Время на ликвидацию аварий составило 64 % за счет сокращения времени на осложнения, связанные с обвалами стенок скважины, недохождения до забоя, посадками и затяжками инструмента, лучшей очистки забоя.

До применения раствора с нашей добавкой время на ликвидацию осложнений составило 70 ч, с использованием Девон-2Л составило 25 ч. Экономический эффект за счет только за снижения сокращения времени на предупреждение и ликвидацию осложнений бурения бокового ствола с применением предлагаемого бурового раствора составляет 2 250 000 рублей.

Выводы к главе 5

1 Разработанные рецептуры ингибирующих буровых растворов использовались при бурении боковых стволов скважин № 4434; 3003Р Шарканского месторождения с положительным технико-экономическим эффектом 2 250 000 рублей [18].

2 Технология бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с использованием рецептуры ИБР принята к внедрению на месторождениях Республики Удмуртия (Патент РФ № 2020132252) [25].

3 Разработана техническая документация на получение смазочного реагента комплексного действия к буровым промывочным жидкостям Девон-2л (Патент РФ 2732147).

4 По результатам подтвержденной эффективности в промышленных условиях реагент комплексного действия включен в План-программу по строительству бокового горизонтального ствола на Турнейский объект разработки в ЗАО «Удмуртнефть - Бурение». По нашей технологии пробурены 3 скважины и продолжается бурить, стоимость разработанного состава на 25% ниже стоимости составов, по сравнению с базовым раствором.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Существующие БР, предназначенные для вскрытия продуктивных пластов на Шарканском месторождении, не обеспечивают в полной мере сохранение их ФЕС, из-за недостаточного проявления ингибирующих свойств по отношению к глинистым минералам, что значительно снижает потенциальные возможности эксплуатации нефтяных скважин после освоения.

2 Показано, что для сохранения ФЕС продуктивных коллекторов, в составе БР, предпочтительно наличие компонентов с моно – и многоатомными спиртами. Разработана рецептура БР на уровне изобретения (пат. 2756264 РФ) с применением РКД Девон-2л, позволяющая снизить гидратацию глинистых частиц на 85%, обеспечить коэффициент восстановления проницаемости карбонатного керна на уровне 83%.

3 Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено, что реагент Девон-2л (пат. 2732147 РФ) позволяет уменьшить динамический коэффициент трения пары «сталь-фильтрационная корка» на 52% и статический на 60%, повышает антикоррозионную стойкость стали на 50 %. Активной основой реагента является продукт взаимодействия борной кислоты, смеси жирных кислот растительных масел и фосфатидного концентрата.

4 Разработана и утверждена техническая документация на выпуск опытной партии реагента Девон-2л на предприятии ООО НПП «Икар». Проведены промышленные испытания с использованием реагента Девон-2л в качестве комплексной добавки к буровому раствору на скважинах № 4434 и 4455 Шарканского месторождения Республики Удмуртия. В дальнейшем по разработанной технологии было пробурено безаварийно еще 3 скважины. Экономический эффект только за счет сокращения времени на предупреждение и ликвидацию осложнений при бурении бокового ствола с применением предлагаемого БР, увеличения механической скорости проходки на 30%, составляет 2250000 рублей по одной скважине.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Левинсон, Л.М. Технология бурения горизонтальных скважин/ Л.М. Левинсон, Ф.А. Агзамов, В.Г. Конесев, Ф.Х. Мухаметов. – Уфа: УГНТУ, 2019. – 318 с.
- 2 Головкина, Н.Н. Методическое и экспериментальное обеспечение прочностных расчетов стенок скважин в пористых горных породах: дис. канд. техн. наук: 25.00.15/ Головкина Нина Николаевна. – Уфа, 2001. – 163 с.
- 3 Амиян, В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов/В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. – Москва: Недра, 1980. – 383 с.
- 4 Фролов, А.М. Улучшение противоизносных и антифрикционных свойств промывочных жидкостей для бурения скважин сложного профиля: канд.техн наук: 25.00.15/ Фролов Андрей Михайлович. – Уфа, 2015. -156 с.
- 5 Ахметов, И.М., Шерстнев И.М. Применение композитных систем в технологических операциях эксплуатации скважин/И.М. Ахметов, И.М. Шерстнев. – Москва: Недра, 1989. – 213 с.
- 6 Грей, Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов промывочных жидкостей/ Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – Москва: Недра, 1985. – 509 с.
- 7 Конесев, В.Г. Совершенствование качества технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин: канд. техн. наук: 25.00.15/ Конесев Василий Геннадьевич. – Уфа, 2012. – 177 с.
- 8 Некрасова, И.Л. Совершенствование технологии применения и утилизации технологических жидкостей на неводной основе в процессах строительства и освоения скважин: автореферат дис. д-ра.наук: 25.00.15/ Некрасова Ирина Леонидовна. – Уфа, 2020. – 378 с.
- 9 Овчинников, В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5т/под редакцией В.П. Овчинникова. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2017.- 2т. – 577 с.
- 10 Андерсон, Б.А. Физико-химические основы применения полисахаридных буровых растворов для заканчивания скважин/Б.А. Андерсон, Н.З. Губадуллин,

- Р.М. Гилязов. - Уфа: Изд-во «Монография», 2004.-248с.
- 11 Кистер, Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. - Москва: Недра, 1972.-397с.
 - 12 Ахметов, А.А. Повышение эффективности и экологической безопасности капитального ремонта газовых скважин: автореф. дис. докт. техн. наук: 25.00.15/ Ахметов Азат Ахметович. – Уфа, 1999. – 20 с.
 - 13 Булатов, А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности/ А.И. Булатов, П.П. Макаров, Ю.Ю. Шеметов. – Москва: Недра, 1997.-483 с.
 - 14 Мехтиев, Э.Х. Бурение скважин с очисткой забоя аэрированными жидкостями: учебник/ Э.Х. Мехтиев. – Москва: Недра, 1980. – 77 с.
 - 15 Бабушкин, Э.В. Разработка технологии применения облегченных промывочных жидкостей для повышения качества первичного вскрытия продуктивных пластов: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15/ Бабушкин Эдуард Валерьевич. – Уфа, 2011. – 24 с.
 - 16 Матюшин, В.П. Комплексное улучшение свойств технологических жидкостей для первичного вскрытия продуктивных пластов/ В.П. Матюшин, Г.В. Конесев, Т.Д. Дихтярь, В.Г. Конесев// Современные технологии в нефтегазовом деле-2011: сборник научных трудов/ УГНТУ. – Уфа, 2011. – Т. 1. – С. 217-222.
 - 17 Курбанов, Х.Н. Исследование и разработка биополимерных растворов для повышения эффективности первичного вскрытия продуктивных пластов: дис.канд.техн. наук: 25.00.15/ Курбанов Хайдарали Нуралиевич. – Санкт Петербург, 2017. – 129 с.
 - 18 Рахматуллина, Г. В. Исследование и разработка средств улучшения антикоррозионных и триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей: автореф. дис. канд.техн.наук: 25.00.15 / Рахматуллина, Г.В. – Уфа, 2014. – 24 с.
 - 19 Зорина, Л.М. Влияние поверхностно-активных веществ на механические свойства горных пород / Л.М. Зорина, Н.М. Филимонов//Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - Уфа, 1980. - Вып.7. - С.56-59.
 - 20 Бармотин, К.С. Разработка смазочных добавок с повышенными антиприхват-

- ными свойствами для бурения и ликвидации прихватов при строительстве скважин: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15/Бармотин Константин Сергеевич - Краснодар: ОАО НПО «Бурение», 2007. -27 с.
- 21 Леренер, Р.С. Противоизносные свойства буровых растворов и их улучшение / Р.С. Леренер, Э.Г. Кистер// Химическая обработка буровых и цементных растворов. - 1971.-Вып. 27.-С.94-112
- 22 Посташ, С.А. О влиянии смазывающих добавок в промывочные жидкости на износ бурильных и обсадных колонн / С.А. Посташ, Б.М. Гантамиров, В.А. Вопияков//Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - Уфа: Изд. УНИ, 1977. -Вып.4. - С.78-82
- 23 Байназорова, Э.Л. Реагент комплексного действия из кубовых остатков производства синтетических жирных кислот /Э.Л. Байназорова, Р.А. Мулюков, Л.Г. Шакиров// Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии: Материалы II Всероссийской конференции по химическим реактивам. «Реактив-98». - Уфа, 1998.-73с.
- 24 Кошелев В.Н. Научные и методические основы разработки и реализации технологии качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях: автореф. дисс. д-ра техн. наук: 25.00.15/ Кошелев Владимир Николаевич. - Краснодар: ОАО «НПО Бурение», 2004. - 48с.
- 25 Балуев, А.А. Вскрытие продуктивных пластов: учебное пособие/ А.А. Сычев, А.Ф. Семененко. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 79 с.
- 26 Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий: учебное пособие/ Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. - Москва: Наука, 1976.-280 с.
- 27 Акбулатов, Т.О. Моделирование буровых процессов: учебное пособие/ Т.О. Акбулатов, Х.И. Акчурин, Л.М. Левинсон. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004.-77с.
- 28 Ганджумян, Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении: справочное пособие. - Москва: Недра, 1990. -218с.
- 29 Зайдель, А.Н. Ошибки измерения физических величин: учебное пособие/ А.Н.

- Зайдель. - Ленинград: Наука, 1974. - 180с.
- 30 Налимов, В.В. Статистические методы планирования экспериментов: учебное пособие/ В.В. Налимов, Н.А. Чернова. - Москва: Наука, 1965. - 340с.
- 31 Пустыльник, Е.И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений: учебное пособие. - Москва: Наука, 1968. - 288с.
- 32 Клеттер, В.Ю. Совершенствование буровых растворов для строительства скважин на акватории арктического шельфа:25.00.15./ Клеттер Владимир Юрьевич. – Уфа, 2010. – 184 с.
- 33 Степанов, М.Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний: справочник/ М.Н. Степанов. - Москва: Машиностроение, 1985. - 232с.
- 34 Резниченко, И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов. - Москва: Недра, 1982.-230с.
- 35 Рябченко, В.И. Управление свойствами буровых растворов. - Москва: Недра, 1990. -230с.
- 36 Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. - Оренбург: Изд. «Летопись», 2005. - 664с.
- 37 Amani, M. The Rheological Properties of Oil-Based Mud Under High Pressure and High Temperature Conditions/M. Amani//Advances in Petroleum Exploration and Development. – 2012. – Vol.3.- No.2.-p. 21-30.
- 38 Фридрихсберг, Д.А. Курс коллоидной химии: учебное пособие/ Д.А. Фридрихсберг. - Ленинград: Химия, 1974. - 352с.
- 39 Фролов, Ю.Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы: учебник для ВУЗов. - Москва: Химия, 1982. - 400с.
- 40 Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества: учебное пособие/ А.А. Абрамзон, Л.П. Зайченко, С.И. Файнгольд. - . – Ленинград: Химия, 1988. - 200 с.
- 41 Мойса, Ю.Н. Эффективность смазочных и поверхностно-активных свойств отечественных и зарубежных смазочных добавок для буровых растворов/

- Ю.Н. Мойса, Н.В. Фролов, О.А. Лупшеева и др.// Нефтяное хозяйство. – Москва, 1999. - №7. - С. 28-29
- 42 Абдикамалова, А.Б. Разработка полифункциональных буровых растворов на основе глинистых минералов и отхода содового производства Каракалпакстана: дисс.д-ра филос. техн.наук : 02.00.11/ Абдикамалова Азиза Бахтияровна. – Ташкент, 2018. -132 с.
- 43 Мулюков, Р.А. Разработка смазочных добавок комплексного действия к буровым растворам / Прогрессивные технологии в добыче нефти: Сб.науч.тр. - Уфа: Изд.УГНТУ, 2000. - с. 124 - 131.
- 44 Патент 2138538 РФ. Смазочная добавка для глинистых буровых растворов и способ её получения / Р.А. Мулюков, Г.В. Конесев, Л.Г. Шакиров, Т.Д. Дихтярь, Т.Д. Байназарова, М.Р. Мавлютов, А.Я. Мандель // Открытия. Изобретения. - 1999. - №27
- 45 Конесев, Г.В. Противоизносные и смазочные свойства буровых растворов.: учебник/ Г.В. конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак. – Москва: Недра, 1980. – 114 с.
- 46 Конесев, Г.В. Смазочное действие сред в буровой технологии: учебное пособие/ Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак. - Москва: Недра, 1993. - 272с.
- 47 Каменских, С.В. Опыт борьбы с дифференциальными прихватами бурильного инструмента в высокопроницаемых горных породах/ С.В. Каменских// Донецкий национальный технический университет. – 2016. - №4(27). – С. 21-36.
- 48 Мойса, Ю.Н. Экологически безопасные смазочные добавки ФК-2000 для бурения горизонтальных скважин/ Ю.Н. Мойса, Н.В. Фролов, О.А. Лупшеева и др.//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 1999. - № 3. - С. 28-29.
- 49 Петров, Н.А. Применение комплексного реагента СНПХ-ПКД515 в нефтегазовых процессах./ Н.А. Петров// Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2007. -№2. – С. 11-15.
- 50 Патент 2732147 Российская Федерация, МПК с09к 8/035. Реагент для обработ-

- ки промывочных жидкостей, используемых при бурении скважин./ Арасланов И.М., Гаймалетдинова Г.Л. и др; заявитель и патентообладатель ООО НПП «Икар»; Гаймалетдинова Г.Л. - № 2019131125; заяв. 01.10.2019; опубл. 11.09.2020, Бюл. №26. – 11 с.
- 51 Хвоцин, П.А. Исследование и разработка инвертного эмульсионного раствора на основе термопластичной композиции для промывки скважин в сложных условиях бурения:25.00.15/ Хвоцин Павел Александрович. – Уфа, 2016. – 222 с.
- 52 Гаймалетдинова, Г.Л. Математическое моделирование состава и свойств промывочных жидкостей на безводной основе с применением реагента комплексного действия Девон-2л/ Г.Л. Гаймалетдинова, Р.А. Мулюков, Р.А. Исмаков// Нефтяная провинция. – 2021. №4-2 (28). С. 454-467.
- 53 ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС). – Москва: Стандартинформ, 2015. – 75 с.
- 54 Патент 128717 Российская Федерация, МПК G01N 3/56.. Прибор для контроля статического и динамического коэффициента трения пары «металл-фильтрационная корка» / В.Г. Конесев, О.Б. Трушкин, Салихов И.И., Яхин А.Р.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «УГНТУ».- № 2012145593/28; заяв. 25.10.2012; опубл. 27.05.2013, Бюл. № 15. – 9 с.
- 55 Салихов, И.Ф. Контроль антифрикционных свойств фильтрационных корок при бурении скважин сложного профиля //Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук: матер. международ. науч. техн. конф. Уфа: ИП Верко «Печатный домъ». 2012. Выпуск 6. С. 128-131.
- 56 Козлов, В.А. Основы коррозии и защиты металлов: учебное пособие /В.А. Козлов, М.О. Месник. – Иваново, 2011. – 177 с.
- 57 Латыпов, О.Р. Методы управления коррозионной активностью промысловых сред / О.Р. Латыпов // Матер. Всеросс. науч.-практ. конф. с междунар. участи-

ем: Малоотходные, ресурсосберегающие химические технологии и экологическая безопасность. – Уфа, 2013. – С. 182-183.

- 58 Латыпов, О.Р. Способ управления водородным показателем рН и окислительно-восстановительным потенциалом E_h технологических жидкостей нефтепромыслов и устройство для его осуществления / О.Р. Латыпов, А.С. Тюсенков, А.Б. Лаптев, Д.Е. Бугай // Патент на изобретение RU 2546736 С1, 10.04.2015. Заявка № 2013157730/05 от 24.12.2013.
- 59 Гаймалетдинова Г.Л. Исследование и разработка реагента комплексного действия для улучшения триботехнических и интиторрозионных свойств/ Г.Л. Гаймалетдинова, А.А. Азнабаев, Ф. Гойи Димина, Э.Р. Миннимухаметова, О.Р. Латыпов//в сборнике: Актуальные проблемы науки и техники. Материалы II Международной научно-технической конференции, посвященной 70-летию ИМИ –ИжГТУ и 60-летию СПИ(филиал) ФГБОУ ВО «ИжГТУ имени М.Т. Калашникова». 2022. С. 298-304.
- 60 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование антикоррозионных свойств реагента комплексного действия, применяемого в качестве присадки к буровому раствору/ Г.Л. Гаймалетдинова, О.Р. Латыпова, Д.Р. Латыпов, Р.А. Исмаков, Р.А. Мулюков, Э.Р. Миннимухаметова// Нефтяная провинция. – 2022. № 3(31). С. 163-178.
- 61 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование антикоррозионных свойств смазочных реагентов, используемых в качестве добавки к буровой промывочной жидкости/Г.Л. Гаймалетдинова, О.Р. Латыпов, А.А. Азнабаев//в книге: материалы 73-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2022. С. 41.
- 62 Огаркова, Э. И. Разработка методов нейтрализации сероводорода при бурении скважин: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / Эльвира Ивановна Огаркова; науч. рук. Б. А. Андресон; «Башкирский научно-исследовательский и проектный институт нефти». – Уфа: БашНИПИнефть, 2002. – 24 с.
- 63 Ал-Сухили, М. Х. Разработка композиционной добавки, повышающей анти-

- коррозионные и триботехнические свойства бурового промывочного раствора / М. Х. Ал-Сухили // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – № 1. – С. 47–63.
- 64 Чудинова, И.В. Обоснование и разработка составов полимерных промывочных жидкостей для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах: дис. канд. техн. наук: 25.00.14 / Чудинова Инна Владимировна. – Санкт-Петербург., 2019. – 91.
- 65 СТО 7.07-2010 ООО «Башнефть-Геопроект» Методика определения технологических параметров буровых растворов. – Уфа: ООО «Башнефть-Геопроект», 2010. – 118 с.
- 66 Банникова, О.Ю. Совершенствование технологии приготовления и применения буровых растворов на основе сухих полимерных смесей: дис.канд.техн. наук:25.00.15/ Банникова Олеся Юрьевна. – Уфа, 2015. – 196 с.
- 67 СТО Газпром 2-3/2-020-2005 «Буровые растворы. Методика выполнения измерений коэффициента набухания глин и глинопорошков». – Москва: Издательский Дом Полиграфия, 2005. – 16 с.
- 68 Дадашев, Р.Х. Установка по исследованию поверхностных свойств границы раздела фаз (DSA-100)/ Р.Х. Дадашев, Р.С. Джамбулатов, Д.З. Элимханов, А.М. Джумаев, Л.М. Новрабиев// Вестник Академии наук Чеченской Республики. – 2011. - №1(14). – С. 13-17.
- 69 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование поверхностно-активных веществ полифункциональных реагентов применяемых при бурении скважин с целью сохранения продуктивности пласта/ Г.Л. Гаймалетдинова// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2023. №3 (363). С. 30-36.
- 70 Алиев Ф.А. Смачивающие свойства породы и методы его определения: учебно-методическое пособие/ Ф.А. Алиев, Т.А. Холмуродов, С.А. Ситнов, М.А. Варфоломеев, А.В. Вахин. – Казань: изд-во Казанского университета, 2022. – 25 с.
- 71 Гаймалетдинова, Г.Л. Изучение влияния адсорбции поверхностно-активных

- веществ на частицах твердой фазы с целью создания комплексной добавки для сохранения продуктивности пласта/ Г.Л. Гаймалетдинова, Р.А. Мулюков, Р.А. Исмаков// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море– 2023. №2 (362). С. 26-31.
- 72 Задымова, Н.М. Методические разработки к практикуму по коллоидной химии [Электронный ресурс]/ Н.М. Задымова, Н.И. Иванова//URL: <http://www.chem.msu.su/rus/teaching/colloid/welcome.pdf>, 2011.
- 73 ГОСТ Р 55878-2013 Спирт этиловый технический гидролизный ректифицированный. Технические условия. Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Введ. 22.11.2013. Переиздание 04.2019. – Москва: Стандартинформ, 2019. – 20 с.
- 74 ГОСТ 9572-93 Бензол нефтяной. Технические условия. Введ. 01.01.1995. – Минск: Межгосударственный стандарт. – 26 с.
- 75 Шаяхметов, А.И. Оценка эффективности извлечения нефти из низкопроницаемого коллектора экстракцией сверхкритическим диоксидом углерода/А.И. Шаяхметов, В.Л. Малышев, Е.Ф. Моисеева, А.И. Пономарева// Socar Proceeding. -2021. - №2. – С. 211-220.
- 76 Гаймалетдинова, Г.Л. Влияние бурового раствора, обработанного реагентом комплексного действия Девон-2л, на известняк при первичном вскрытии/Г.Л. Гаймалетдинова, Р.А. Исмаков, Р.А. Мулюков. – Москва: Бурение и нефть, 2023. – 44-49.
- 77 Халафян, А.А. Промышленная статистика: контроль качества, анализ процессов, планирование экспериментов в пакете Statistica. - Москва: Книжный дом «Либроком», 2013. -384 с.
- 78 Абызбаев, И.И. Математические методы обработки информации в нефтегазодобывающей промышленности: учебное пособие/ И.И. Абызбаев, В.Е. Андреев, Р.А. Исмаков и др. – Уфа: УГНТУ, 2015. - 68 с.
- 79 Линд, Ю.Б. Применение современных информационных технологий для оптимизации состава и оперативного управления технологическими параметрами

- буровых растворов/ Ю.Б. Линд, В.Ю. Клеттер, Р.А. Мулюков, И.М. Губайдуллин// Территория Нефтегаз. – 2010. - №10. –С. 18-22.
- 80 Комкова, Л.П. Улучшение качества буровых промывочных жидкостей применением модифицированных лигносульфонатов: дис.канд.техн.наук: 25.00.15/Комкова Людмила Павловна. – Уфа, 2011.-139 с.
- 81 Методические указания по определению погрешностей при измерениях в лабораторном практикуме по физике. URL: <https://gigabaza.ru/doc/57484.html>
- 82 Гаймалетдинова, Г.Л. Разработка и внедрение полифункциональной добавки для буровых растворов с целью повышения ТЭП при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях// материалы II междунар. научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова/ ТИУ.- Тюмень, 2022. – с.330-336.
- 83 Гаймалетдинова, Г.Л. Влияние различных смазочных добавок на противоположные свойства буровых растворов/ Г.Л. Гаймалетдинова, В.И. Маршев, Р.Р. Валишина// Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ.- Уфа, 2021. – С. 106.
- 84 Акмухаметов, И.Д. Исследование смазочных добавок к буровым растворам/И.Д. Акмухаметов, Г.Л. Гаймалетдинова// Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ.- Уфа, 2021. – С. 95.
- 85 Hu, Z.S., Tribochemical reaction of stearic acid on copper surface studied by surface enhanced Raman spectroscopy/ Z.S. Hu, S.M. Hsu, P.S. Wang// Tribol. Trans. China, 1992.-№35 (1). P. 417-422.
- 86 Fox, N. J. Boundary Lubrication Performance of Free Fatty Acids in Sunflower Oil/ N.J. Fox, B. Tyrer, G.W Stachowiak//Tribology Letters/ - 2004. - №16(4). P. 275–281.
- 87 Wang, S.F. Synthesis of new betaine-type amphoteric surfactants from tall oil fatty acid/ S.F. Wang, T. Furuno, Z.Cheng// Journal of Wood Science. – 2002. - 48(5). P. 419–424.

- 88 Lesik, E.I. Phospholipids from plant materials as a corrosion inhibitor in oil production / E.I. Lesik, F.A. Buryukin and R.A. Vaganov // J. Phys.: Conf. Ser. (2021). – 2094 052044.
- 89 Белоусов, Г. А. Технология крепления скважин в условиях сероводородной агрессии и АВПД (на примере Тенгизского месторождения) / Г. А. Белоусов [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 2007. – 60 с.
- 90 Hayes, D G, Solaiman D K and Ashby R D 2019 Biobased Surfactants: Synthesis, Properties, and Applications 2nd Ed. (Cambridge: Academic Press and AOCS Press. P/ 529
- 91 Петров, Н.А. Исследование оксалей в качестве комплексных реагентов для бурения и освоения скважин / Н.А. Петров, Г.В. Конесев, А.В. Кореняко, И.Н. Давыдова// Электронный научный журнал нефтегазовое дело 2006 №2 С. 11
- 92 Виноградова, И.Э. Противоизносные присадки к маслам: учебное пособие/ И.Э. Виноградова. - Москва: Химия, 1972.-272с.
- 93 Odi-Owei, S. Tribological behaviour of unfilled and composite polyoxymethylene. Lubrication Engineering.USA, 1988.№ 45(11). P. 685-690.
- 94 Голубев, В.Г. Анализ особенностей износа бурильных труб в современных условиях и исследование причин их износа/ В.Г. Голубев, М.К. Жантасов, А.К. Орынбасаров, М. Абдиров//Научные труды ЮКГУ им. Ауэзова. – 2017. - №1(40). – С. 11-15.
- 95 Аксенова, Н.А. Буровые промывочные жидкости и промывка скважин. В 3 томах. Т.1 : учебное пособие для вузов / Аксенова Н.А., Рожкова О.В.. — Тюмень : ТИУ, 2016. — 167 с.
- 96 Деркач, С.Р. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов/С.Р. Деркач, Г.и. Берестова, Т.А. Мотылева //Вестник МГТУ. – 2010. - №4/1. – Т. 13. – С. 32-35
- 97 Блажевич, В.А. О применении поверхностно-активных веществ при гидрофобизации призабойной зоны пласта для ограничения притока пластовых вод/ В.А. Блажевич, Е.Н. Умрихина, Н.Р. Махмутов// Технология и техника

добычи нефти: сб. науч. тр. УфНИ. - Уфа, 1966. - Вып. 19. 89 с.

- 98 Буянова, М.Г. Разработка технологии и совершенствование состава применения модифицированного бурового раствора для эффективности строительства скважин: канд. техн. наук: 2.8.2/Буянова Марина Германовна. – Уфа, 2021. – 189 с.
- 99 Овчинников, В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5т/под редакцией В.П. Овчинникова. – Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2017.- 3т .
- 100 Физико-химические основы получения и управления свойствами промысловых жидкостей [Электронный ресурс] <https://lektsiopedia.org/lek-43129.html#1>
- 101 Тилеубаев, С.О. Исследование ингибирующих характеристик полимерных буровых растворов/ С.О. Тилеубаев, М.У. улы Соискатор Калилаев, А.Б. Абдикамалова, И.Д. Эшметов//Технические науки. – 2022. -№ 5-8(98).- С. 49-52
- 101 Sawney, L. Selective sorption and fixation of cations by minerals: a review. – Clays and clay Minerals, 1972, 20, 93-100.
- 102 Гаймалетдинова, Г.Л. Разработка состава ингибирующего раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах/ Г.Л. Гаймалетдинова, Р.А. Мулюков, Р.А. Исмаков, С.А. Ситнов// Нефтяная провинция. -2022. - №4(32). – С. 128-139.
- 103 Соколов, В.Н. и др. (2000). Глинистые породы и их свойства/В.Н. Соколов. – Наука о Земле. -2000. – С. 59-65.
- 104 Трефилова, Т.В. (2017). Особенности применения ингибирующего раствора с целью предотвращения неустойчивых пород кыновского горизонта/Т.В. Трефилов//. Neftegaz.ru. – 2017. №3. –С. 59 – 61.
- 105 Бикчурин, Т.Н. Исследование технико-технологических факторов, определяющих устойчивость кыновских аргиллитов при бурении скважин/ Т.Н. Бикчурин, И.Г. Юсупов, Р.С. Габидуллин и др// Нефтяное хозяйство. – 2000. № 12. С. 25-27
- 106 Горюнов Ю.В., Перцов Н.В., Сумм Б.Д. Эффект Ребиндера. - М: Наука, 1966.-

126 с.

- 107 Абрамзон, А.А. Поверхностно-активные вещества: Справочник/А.А. Абрамзон, В.В. Бочаров, Г.М. Гаевой. – Ленинград: Химия, 1978. -376 с.
- 108 Джамбулатов, Р.С. Поверхностные свойства суспензий бентонитов и многокомпонентных растворов органических веществ: дис. канд. физ.-мат. наук: 01.04.07/ Джамбулатов Роман Суламбекович. – Грозный, 2019. – 155 с.
- 109 Леонов, В.В. Воздействие реагентами-гидрофобизаторами в системах добычи нефти. – Москва: Русайнс, 2018. – 120 с.
- 110 Янгиров, Ф.Н. Исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при бурении скважин/ Ф.Н. Янгиров, А.Р. Яхин, Т.Д. Дихтярь и др.// Проблемы сбора, подготовки и транспорт нефти и нефтепродуктов. -2018. - № 1 (111). – С. 61-68.
- 111 Некрасова И.Л. Совершенствование технологии применения и утилизации технологических жидкостей на неводной основе в процессах строительства и освоения скважин: дис. ...д-ра техн. наук: 25.00.15. – Уфа: 2020. – 378 с.
- 112 Бабалян, Г.А. О методах исследования адсорбции водо–и нефтерастворимых ПАВ // Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности: сб. тр. ВНИИОЭНГ. – М, 1966. – С 8-13.
- 113 Пат. 2756264 Рос. Федерация, СПК С09К 8/12. Ингибирующий биополимерный раствор /Г.Л. Гаймалетдинова, И.М. Арасланов [и др]; патентообладатель Гаймалетдинова Г.Л. - № 2020132252; заявл. 29.09.2020; опубл. 28.09.2021, Бюл.№ 28.
- 114 ОСТ 39-195-86. «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях». Отраслевой стандарт. Введ. 1987.01.01. Москва, 1986.

Приложение А

Справка о выпуске и внедрении реагента «Девон-2Л»



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

«ИКАР»

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор ООО НПП «Икар»

М.Ф. Саитгалеев

202_



СПРАВКА

о выпуске полифункционального реагента «Девон-2Л»

Получение опытно-промышленных партий реагента «Девон-2Л» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019 (патент РФ 2732147С1) проводятся в ООО НПП «Икар» с 2017 года. Реагент поставляется в Западную Сибирь, Республика Башкортостан, Республика Удмуртия.

Справка выдана представителю кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО УГНТУ Гаймалетдиновой Гульназ Леоновне.

Начальник технологического отдела

ООО НПП «Икар»

 Исламгулова Г.С.

Инженер-технолог

ООО НПП «Икар»

 Г.Г. Валитова

453433, Республика Башкортостан, г.Благовешенск, ул.Социалистическая, 23,
www.ikar-ufa.ru, e-mail: ikar_ufa@mail.ru, тел/факс (34766) 2-38-75, 2-38-76,
ИНН 0258009079, КПП 025801001, , р/с 40702810500300000969 ФИЛИАЛ БАНКА «ПАО УРАЛСИБ»
г.Уфа, к/с 30101810600000000770, БИК 048073770

Приложение Б

Акт об опытно-промышленной наработке реагента «Девон-2л»

Акт

Опытно-промышленной наработке
реагента «Девон-2Л»

На производственной базе ООО НПП «Икар» с 2017 года специалистами завода совместно с Гаймалетдиновой Гульназ Леоновной была проведена опытная наработка полифункционального бурового реагента «Девон-2Л» согласно утвержденной программе.

Цель проведения работы: изучение возможности получения реагента комплексного действия «Девон-2Л» (патент РФ 2732147С1) в производственных условиях.

В процессе производства опытной партии полифункционального реагента «Девон-2Л» было использовано следующее сырье:

Сырьевыми компонентами заявляемого состава являются.

1. Триглицериды жирных кислот, окисленные в виде растительных масел или масляных композиций по ТУ 9141-156-79036538-2008 подверженные термообработке при температуре $T = 160-230$ °С с кинематической вязкости при $T = 50$ °С от 20-25 сСт до 30-40 сСт.

2. Глицерофосфатиды растительных масел, представляющие жидкую подвижную часть бакового отстоя (гидрофуза) в производстве растительных масел или фосфатидный концентрат по ТУ 9146-203-00334534-97

3. Аминоспирты.

4. Растворители.

Выпуск реагента «Девон-2Л» изготавливают в соответствии с требованиями настоящих технических условий по рецептуре и технологической документации, утвержденной в установленном порядке на выпуск опытно-промышленной партии реагента «Девон-2Л».

Реагент «Девон-2Л» по своим показателям качества должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 1 .

Таблица 1

Наименование показателей	Показатели
Внешний вид, (20 °С)	Жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,80-0,95
Температура застывания, °С, не выше	минус 20
Показатель рН 1% эмульсии	7-10

Заключение

Опытные испытания показали положительные результаты и в настоящее время используются в ООО НПП «Икар».

Генеральный директор ООО НПП «Икар»  Саитгалеев М.Ф. 	Начальник технологического отдела ООО НПП «Икар»  Исламгулова Г.С. 
Представитель кафедры «БНГС» ФГБОУ ВО «УГНТУ»  Г.Л. Гаймалетдинова 	Инженер-технолог ООО НПП «Икар»  Г.Г. Валитова 

Паспорт безопасности (ПБ) соответствует Рекомендациям ООН ST/SG/AC.10/30 «СГС (GHS)»

IUPAC	– International Union of Pure and Applied Chemistry (Международный союз теоретической и прикладной химии)
GHS (СГС)	– Рекомендации ООН ST/SG/AC.10/30 «Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (Согласованная на глобальном уровне система классификации опасности и маркировки химической продукции (СГС))»
ОКПД 2	– Общероссийский классификатор продукции по видам экономической деятельности
ОКПО	– Общероссийский классификатор предприятий и организаций
ТН ВЭД	– Товарная номенклатура внешнеэкономической деятельности
№ CAS	– номер вещества в реестре Chemical Abstracts Service
№ ЕС	– номер вещества в реестре Европейского химического агентства
ПДК р.з.	– предельно допустимая концентрация химического вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³
Сигнальное слово	– слово, используемое для акцентирования внимания на степени опасности химической продукции и выбираемое в соответствии с ГОСТ 31340-2013

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 3 из 16
---	--	-----------------

1 Идентификация химической продукции и сведения о производителе и/или поставщике

1.1 Идентификация химической продукции

1.1.1 Техническое наименование	Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» [1].
1.1.2 Краткие рекомендации по применению (в т.ч. ограничения по применению)	«Девон-2» - эмульгатор прямых эмульсий комплексного действия для буровых растворов. «Девон-2» представляет собой раствор этаноламидов жирных кислот растительных масел в воде или углеводородных растворителях; обладает эмульгирующим, гидрофобизирующим, ингибирующим глины, смазывающим, противозадирным, бактерицидным, противокоррозионным и пеногасящим свойствами. «Девон-2» применяют для оптимизации структуры, смазывающих и ингибирующих свойств бурового раствора в целях увеличения скорости бурения, предупреждения обвалов и прихватов, увеличения срока работоспособности бурового инструмента. «Девон-2» добавляется: - в качестве эмульгатора комплексного действия в эмульсионные и эмульсионно-гелевые буровые растворы в количестве 2,0-3,5 % масс; - в качестве смазочной добавки в глинистые и полимерглинистые буровые растворы в количестве 0,4-1,0 % масс. Универсальные комплексно ингибированные эмульсионные и эмульсионно-гелевые буровые растворы с «Девон-2» с минерализацией до 250 000 мг/л по ионам Са, К, Na, Mg, обеспечивают качественное бурение надпродуктивных и продуктивных пластов скважин всех направлений. Растворы могут применяться повторно на нескольких скважинах [1].

1.2 Сведения о производителе и/или поставщике

1.2.1 Полное официальное название организации	Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «Икар» ООО НПП «Икар»
1.2.2 Адрес (почтовый и юридический)	453433, Республика Башкортостан, г. Благовещенск, ул. Социалистическая, 23
1.2.3 Телефон, в т.ч. для экстренных консультаций и ограничения по времени	8(34766) 2-38-77
1.2.4 Факс	8(34766) 2-38-75
1.2.5 E-mail	ikar_ufa@mail.ru

2 Идентификация опасности (опасностей)

2.1 Степень опасности химической продукции в целом (сведения о классификации опасности в	Классификация по ГОСТ 12.1.007-76 По степени воздействия на организм относят к веществам 4-го класса опасности – вещества
---	---

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 4 из 16
---	--	-----------------

соответствии с законодательством РФ (ГОСТ 12.1.007-76) и СГС (ГОСТ 32419-2013, ГОСТ 32423-2013, ГОСТ 32424-2013, ГОСТ 32425-2013)

малоопасные [1,3].

Классификация с СГС:

- химическая продукция, вызывающая поражение (некроз)/раздражение кожи, 3 класс;
- химическая продукция, вызывающая серьезные повреждения/раздражение глаз, 2 класс, подкласс 2В;
- химическая продукция, обладающая хронической токсичностью для водной среды, 4 класс [50-53].

2.2 Сведения о предупредительной маркировке по ГОСТ 31340-2013

- 2.2.1 Сигнальное слово «Осторожно» [4].
- 2.2.2 Символы (знаки) опасности Отсутствует [4].
- 2.2.3 Краткая характеристика опасности (Н-фразы)
- H316: При попадании на кожу вызывает слабое раздражение;
- H320: При попадании в глаза вызывает раздражение;
- H413: Может вызвать долгосрочные отрицательные последствия для водных организмов [4].

3 Состав (информация о компонентах)

3.1 Сведения о продукции в целом

- 3.1.1 Химическое наименование (по ИУПАС) Не имеет [1,54].
- 3.1.2 Химическая формула Отсутствует [1,54].
- 3.1.3 Общая характеристика состава (с учетом марочного ассортимента; способ получения) Представляет собой раствор этаноламидов жирных кислот растительных масел. «Девон-2» выпускается в двух модификациях:
- «Девон-2л», на углеводородном растворителе;
 - «Девон-2в», на водосодержащем растворителе [1].

3.2 Компоненты

(наименование, номера CAS и EC, массовая доля(в сумме должно быть 100%), ПДКр.з. или ОБУВ р.з., классы опасности, ссылки на источники данных)

Таблица 1 [1,5,6,54]

Компоненты (наименование)	Массовая доля, %	Гигиенические нормативы в воздухе рабочей зоны		№ CAS	№ EC
		ПДК р.з., мг/м ³	Класс опасности		
Смесь углеводов С ₁₆ -С ₂₀ (топливо судовое маловязкое)	5	300/100 (п) (в пересчете на С)	4	68476-31-3	270-673-5
N-(2-гидроксиэтил)амид карбоновых кислот растительных масел	25	не установлена	нет	68603-42-9	271-657-0
Смазочное масло базовое (парафиновое минеральное масло)	До 100	5 (а) (по маслам минеральным нефтяным)	3	74869-22-0	278-012-2
Вода	10	не установлена	нет	7732-18-5	231-791-2

Примечание : (п) – пары, (а) - аэрозоль

4 Меры первой помощи

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 5 из 16
---	--	-----------------

4.1 Наблюдаемые симптомы

4.1.1 При отравлении ингаляционным путем (при вдыхании)

Першение в горле, раздражение, кашель [1,10,54].

4.1.2 При воздействии на кожу

Покраснение, сухость кожных покровов, зуд [1,10,54].

4.1.3 При попадании в глаза

Раздражение слизистых оболочек глаза, чрезмерное слезоотделение, покраснение, резь в глазах [1,10,54].

4.1.4 При отравлении пероральным путем (при проглатывании)

Тошнота, рвота, желудочно-кишечные расстройства [1,10,54].

4.2 Меры по оказанию первой помощи пострадавшим

4.2.1 При отравлении ингаляционным путем

Вывести пострадавшего на свежий воздух, уложить, освободить от стесняющей одежды. Дать выпить крепкий чай. При ухудшении состояния – вызвать неотложную помощь [1,10,54].

4.2.2 При воздействии на кожу

Снять загрязненную одежду. Протереть ветошью загрязненный участок кожи и обильно промыть водой с мылом. При необходимости обратится к врачу-дерматологу [1,10,54].

4.2.3 При попадании в глаза

Незамедлительно и осторожно промыть глаза и слизистые большим количеством теплой проточной воды не менее 15 минут, приподнимая верхнее и нижнее веко. Обратится к врачу-окулисту [1,10,54].

4.2.4 При отравлении пероральным путем

Прополоскать водой ротовую полость, обильное питье воды, активированный уголь, солевое слабительное. Обратится за медицинской помощью [1,10,54].

4.2.5 Противопоказания

Не вызывать рвоту у пострадавших и никогда не давать ничего в рот человеку, находящимся в бессознательном состоянии! [10,54].

5 Меры и средства обеспечения пожаровзрывобезопасности

5.1 Общая характеристика пожаровзрывоопасности (по ГОСТ 12.1.044-89)

«Девон-2л» - горючая жидкость, «Девон-2в» - негорюч. Во избежание образования взрывоопасных смесей паров запрещается слив и перекачка продукта с помощью сжатого воздуха [1,11,14].

5.2 Показатели пожаровзрывоопасности (номенклатура показателей по ГОСТ 12.1.044-89 и ГОСТ 30852.0-2002)

Температура вспышки в закрытом тигле не ниже 180°C; температура самовоспламенения не ниже 290°C; температура воспламенения 120°C; температурные пределы распространения пламени: нижний 160°C, верхний 202°C [1,9,11].

5.3 Продукты горения и/или термодеструкции и вызываемая ими опасность

Продукты термодеструкции – оксиды углерода и азота - оксиды углерода (угарный и углекислый газ) – вещества раздражающего, общетоксического действия [1,10].

5.4 Рекомендуемые средства тушения пожаров

Первичные средства пожаротушения: углекислотные марок ОУ-2, ОУ-06, воздушно-пенные марок ОВП-10 и порошковые марок ОПУ-5, ОП-7Ф огнетушители, асбестовое полотно, песок, кошма.

При пожаре (класс пожара В): тонкораспыленная вода (размер капель менее 100 мкм), воздушно-механическая пена (общего назначения либо с применением фторорганических пенообразователей), порошки

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 6 из 16
---	--	-----------------

- 5.5 Запрещенные средства тушения пожаров
общего назначения (ПФ, ПСБ, ПСБ-3), углекислый газ; в помещениях: объемное тушение инертными газами, аэрозольные составы [1,14,16].
- 5.6 Средства индивидуальной защиты при тушении пожаров (СИЗ пожарных)
Нельзя применять направленные (компактные) струи воды, это может способствовать выбросу или разбрызгиванию горящего продукта [14].
- 5.7 Специфика при тушении
Огнезащитный костюм в комплекте с самоспасателем СПИ-20, рукавицы, пожарная каска, специальная защитная обувь [18].
В зону пожара входить в защитной одежде и дыхательном аппарате. Для изоляции паров использовать распыленную воду. Тушить с максимально возможного расстояния, не приближаясь близко к горящему продукту [14,18].

6 Меры по предотвращению и ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий

6.1 Меры по предотвращению вредного воздействия на людей, окружающую среду, здания, сооружения и др. при аварийных и чрезвычайных ситуациях

- 6.1.1 Необходимые действия общего характера при аварийных и чрезвычайных ситуациях
Удалить из опасной зоны персонал, не задействованный в ликвидации – ЧС. Изолировать опасную зону в радиусе не менее 50 м. В зону аварии входить в полной защитной одежде. Соблюдать меры пожарной безопасности. При возгорании не вдыхать продукты горения. Устранить источники огня и искр. Не курить! Пострадавшим оказать первую помощь [18].
- 6.1.2 Средства индивидуальной защиты в аварийных ситуациях (СИЗ аварийных бригад)
Для аварийных бригад - изолирующий защитный костюм КИХ-5 в комплекте с изолирующим противогазом ИП-4М или дыхательным аппаратом АСВ-2. При возгорании - огнезащитный костюм с самоспасателем СПИ-20 [18].

6.2 Порядок действий при ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций

- 6.2.1 Действия при утечке, разливе, россыпи
(в т.ч. меры по их ликвидации и меры предосторожности, обеспечивающие защиту окружающей среды)
При разливе в помещении «Девон-2» необходимо собрать их в отдельную тару, место разлива промыть мыльным раствором или моющим средством, затем промыть горячей водой и протереть сухой ветошью. При разливе вне помещения предприятия устранить течь с соблюдением мер предосторожности. Перекачать содержимое в исправную емкость или в емкость для слива. Пролитые оградить земляным валом, засыпать песком. Пропитанный продукцией песок и грунт с загрязнениями собрать в сухие емкости, герметично закрыть и вывезти для утилизации с соблюдением мер предосторожности. Места срезов засыпать свежим слоем грунта. Не допускать попадания вещества в водоемы, подвалы, канализацию [1,18].
- 6.2.2 Действия при пожаре
Не приближаться к горящим емкостям. Охлаждать емкости водой с максимального расстояния. Тушить

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 7 из 16
---	--	-----------------

тонкораспыленной водой, воздушно-механической пеной, порошками. Образующиеся газы и пары осаждают тонкораспыленной водой. Организовать эвакуацию людей из опасной зоны. Сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану и поставить в известность руководство. Приступить к тушению пожара первичными средствами (использовать средства тушения, изложенные в разделе 5 ПБ п.5.4). Встретить пожарные подразделения [16,17,18].

7 Правила хранения химической продукции и обращения с ней при погрузочно-разгрузочных работах

7.1 Меры безопасности при обращении с химической продукцией

7.1.1 Системы инженерных мер безопасности

Все производственные помещения, в которых проводят работы эмульгатором прямых эмульсий «Девон-2», должны быть оборудованы общеобменной, приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, места локального выделения вредных веществ - местной вытяжной вентиляцией.

В помещениях производства, хранения и приготовления эмульгатора прямых эмульсий «Девон-2» запрещено использование открытого огня и искрообразующего инструмента; электрооборудование, электрические сети и арматура искусственного освещения должны быть взрывопожаробезопасным исполнением. Для предупреждения возникновения опасных искровых разрядов с поверхности оборудования необходимо предусмотреть отвод зарядов путем заземления оборудования. Герметизация оборудования и транспортной тары. Строгое соблюдение правил пожарной безопасности. Регулярный осмотр оборудования, систематический контроль состояния воздуха в рабочих помещениях [1,13,16,25,26,29-31].

7.1.2 Меры по защите окружающей среды

Основными мероприятиями охраны окружающей среды от вредных воздействий при производстве и применении «Девон-2» являются:

- соблюдение технологического режима;
- герметизация оборудования и трубопроводов;
- совершенствование оборудования, условий хранения и транспортирования, исключение разливов;
- уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Обезвреживание и утилизация отходов должна осуществляться в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.7.1322-03.

С целью охраны атмосферного воздуха от загрязнения выбросами вредных веществ, должен быть организован постоянный контроль за содержанием предельно допустимых выбросов в соответствии с ГОСТ 17.2.3.02, СанПиН 2.1.6.1032-01 [1,27,28,42].

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 8 из 16
---	--	-----------------

7.1.3 Рекомендации по безопасному перемещению и перевозке

Транспортировка производится в автоцистернах, железнодорожных крытых вагонах и вагон-цистернах, грузовых контейнерах. Упакованный в металлические бочки продукт может быть пакетирован в соответствии с ГОСТ 26663-85, ГОСТ 21650-76, ГОСТ 21140-88 на поддонах по ГОСТ 33757-2016 [1,19,21-24].

7.2 Правила хранения химической продукции

7.2.1 Условия и сроки безопасного хранения

(в т.ч. гарантийный срок хранения, срок годности; несовместимые при хранении вещества и материалы)

Гарантийный срок хранения – 12 месяцев. «Девон-2» хранят в крытых складских помещениях и под навесом в закрытой емкости или в транспортной таре, защищенной от проникновения влаги согласно ГОСТ 1510-84. Ограничений по количеству хранения вещества нет. Не допускается попадание на продукт атмосферных осадков. Несовместим при хранении с веществами, способными к образованию взрывчатых веществ, сжатыми и сжиженными газами, легкогорючими веществами [1,19].

7.2.2 Тара и упаковка

(в т.ч. материалы, из которых они изготовлены)

Упаковывают «Девон-2» в стальные сварные бочки. Упакованный в бочки «Девон-2» пакетирован в соответствии с ГОСТ 26663-85 на поддонах по ГОСТ 33757-2016. По согласованию с потребителем допускается упаковывать продукт в герметичную тару потребителя, железнодорожные цистерны или автоцистерны [1,19,20-24].

7.3 Меры безопасности и правила хранения в быту

В быту не используется [1].

8 Средства контроля за опасным воздействием и средства индивидуальной защиты

8.1 Параметры рабочей зоны, подлежащие обязательному контролю (ПДК р.з или ОБУВ р.з.)

За ПДК «Девон-2» в воздухе рабочей зоны следует считать по смеси углеводородов C₁₆-C₂₀ – 300/100 мг/м³, 4 класс опасности [1,6].

8.2 Меры обеспечения содержания вредных веществ в допустимых концентрациях

Чистота воздуха в рабочем помещении обеспечивается приточно-вытяжной вентиляцией, а в аварийных случаях - аварийной. Использование герметичного оборудования и плотно закрывающейся тары. Периодический контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны [1,29,30,31].

8.3 Средства индивидуальной защиты персонала

8.3.1 Общие рекомендации

Предусмотреть достаточную вентиляцию на рабочих местах, избегать прямого контакта с продуктом, использовать СИЗ. В помещениях, где проводятся работы с «Девон-2», не допускается хранение пищевых продуктов, принятие пищи, не курить. Проводить медицинские осмотры. Соблюдать правила личной гигиены [1,26,30,31,36].

8.3.2 Защита органов дыхания (типы СИЗОД)

Использование средств индивидуальной защиты. Респиратор РПГ - 67 марка «А», ФГП-130 противогаз промышленный фильтрующий марки «А» с аэрозольным фильтром ДОТ 600 или аналогичные типы

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 9 из 16
---	--	-----------------

8.3.3 Средства защиты (материал, тип)
(спецодежда, спецобувь, защита рук, защита глаз)

[1,33].
- костюм по ГОСТ 27575-84,
- спецобувь по ГОСТ 12.4.137-2001,
- защитные очки по ГОСТ 12.4.253-2013,
- рабочие рукавицы по ГОСТ 12.4.010-75,
- средства индивидуальной защиты дерматологические по ГОСТ 12.4.301-2018 [1,32,34-37].

8.3.4 Средства индивидуальной защиты при использовании в быту

В быту не используется [1].

9 Физико-химические свойства

9.1 Физическое состояние
(агрегатное состояние, цвет, запах)

«Девон-2л» жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета, имеет специфический не раздражающий запах, «Девон-2» - вязкая эмульсия от молочного до коричневого цвета без запаха [1,12].

9.2 Параметры, характеризующие основные свойства продукции
(температурные показатели, pH, растворимость, коэффициент н-октанол/вода и др. параметры, характерные для данного вида продукции)

Таблица 2 [1,12].

Наименование показателя		«Девон-2л»	«Девон-2в»
1	Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³ , в пределах	0,80 -0,95	0,9-1,1
2	Температура застывания ⁰ С, не выше	минус 25	минус 5
3	Показатель концентрации водородных ионов pH, пределах	7-10	7-10
4	*Пенообразующая способность, не более, см ³		
5	Растворимость	эмульгируется в воде	эмульгируется в воде

*По требованию потребителя

10 Стабильность и реакционная способность

10.1 Химическая стабильность
(для нестабильной продукции указать продукты разложения)

Продукт стабилен при соблюдении рекомендуемых условий хранения и использования [1].

10.2 Реакционная способность

«Девон-2» растворим в нефти, спиртах, керосине, дизтопливе, стабильном бензине, эмульгируется в воде [1].

10.3 Условия, которых следует избегать
(в т.ч. опасные проявления при контакте с несовместимыми веществами и материалами)

Открытое пламя, искра. В помещениях для хранения судового топлива не допускается хранить кислоты, баллоны с кислородом и другие окислители [1, 9].

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 10 из 16
---	--	------------------

11 Информация о токсичности

11.1 Общая характеристика воздействия (оценка степени опасности (токсичности) воздействия на организм и наиболее характерные проявления опасности)

«Девон-2» по степени воздействия на организм человека относится к 4 классу опасности (вещества малоопасные). Характеризуется слабо раздражающим действием на кожу и раздражающим действием на слизистые оболочки глаз [1,54].

11.2 Пути воздействия (ингаляционный, пероральный, при попадании на кожу и в глаза)

Ингаляционный, пероральный (при случайном проглатывании), при попадании на кожу и в глаза [1,10,54].

11.3 Поражаемые органы, ткани и системы человека

Центральная нервная, дыхательная и сердечно-сосудистые системы, печень, почки, морфологический состав периферической крови [10,54].

11.4 Сведения об опасных для здоровья воздействиях при непосредственном контакте с продукцией, а также последствия этих воздействий (раздражающее действие на верхние дыхательные пути, глаза, кожу; кожно-резорбтивное и сенсибилизирующее действия)

Характеризуется слабораздражающим действием на кожу и глаза. Обладает слабовыраженным кожно-резорбтивным действием. Сенсибилизирующего действия не оказывает [1,10,54].

11.5 Сведения об опасных отдаленных последствиях воздействия продукции на организм

Длительное воздействие смазочной добавки к буровым растворам «Девон-2» не обладает способностью к кумуляции.

(влияние на функцию воспроизводства, канцерогенность, мутагенность, кумулятивность и другие хронические воздействия)

Таблица 3 [10,54].

Смесь углеводородов C ₁₆ -C ₂₀	Влияние на функцию воспроизводства не изучалось. Мутагенное действие не установлено. Канцерогенность не установлена. Кумулятивность слабая.
N-(2-гидроксиэтил)амид карбоновых кислот растительных масел	Кумулятивные свойства выражены слабо. Отсутствуют данные о негативном влиянии на репродуктивную функцию, тератогенном, мутагенном и канцерогенном действии продукта.
Смазочное масло базовое (парафиновое минеральное масло)	Мутагенное действие не установлено. Кумулятивные свойства выражены слабо. Эмбриотропное, гонадотропное и тератогенное действия не изучались.

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 11 из 16
---	--	------------------

11.6 Показатели острой токсичности (DL₅₀(ЛД₅₀), путь поступления (в/ж, н/к), вид животного; CL₅₀ (ЛК₅₀), время экспозиции (ч), вид животного)

Таблица 4 [10,54].

Смесь углеводородов C ₁₆ -C ₂₀	ЛД ₅₀ > 7400 мг/кг, в/ж, крысы, ЛД ₅₀ > 4100 мг/кг, н/к, кролик, ЛК ₅₀ > 4600-7640 мг/м ³ , инг., крысы, 4 ч.
N-(2-гидроксиэтил)амид карбоновых кислот растительных масел	ЛД ₅₀ > 12276 мг/кг, в/ж, крысы, ЛД ₅₀ > 2275 мг/кг, н/к, крысы, ЛК ₅₀ – не достигается
Смазочное масло базовое (парафиновое минеральное масло)	ЛД ₅₀ > 5000 мг/кг, в/ж, крысы, ЛД ₅₀ > 5000 мг/кг, н/к, кролик, ЛК ₅₀ > 50000 мг/м ³ , инг., крысы, 4 ч.

12 Информация о воздействии на окружающую среду

12.1 Общая характеристика воздействия на объекты окружающей среды (атмосферный воздух, водоемы, почвы, включая наблюдаемые признаки воздействия)

При попадании «Девон-2» в окружающую среду оказывает механическое загрязнение. Наблюдаемые признаки воздействия при попадании в окружающую среду – специфический запах нефтепродуктов, наличие маслянистой пленки на поверхности воды [1,10].

12.2 Пути воздействия на окружающую среду

При нарушении правил технологического режима, применения, хранения, транспортирования и в результате аварий и ЧС [1].

12.3 Наиболее важные характеристики воздействия на окружающую среду

12.3.1 Гигиенические нормативы

(допустимые концентрации в атмосферном воздухе, воде, в т.ч. рыбохозяйственных водоемах, почвах)

Таблица 5 [7,8,38-41]

Компоненты	ПДК _{атм.в.} или ОБУВ _{атм.в.} , мг/м ³ (ЛПВ ¹ , класс опасности)	ПДК _{вода} ² или ОДУ _{вода} , мг/л,(ЛПВ, класс опасности)	ПДК _{рыб.хоз.} ³ или ОБУВ _{рыб.хоз.} , мг/л(ЛПВ, класс опасности)	ПДК _{почвы} или ОДК _{почвы} , мг/кг(ЛПВ)
Смесь углеводородов C ₁₆ -C ₂₀ (топливо судовое маловязкое)	ОБУВ – 0,2	0,3; орг.пленка, класс опасности 4 (нефть)	Для пресной воды - 0,05 рыбхоз, кл. опасности 3 Для морей - 0,05 токс., кл. опасности 3 (нефть и нефтепродукты)	Не установлены

¹ЛПВ – лимитирующий показатель вредности (токс. – токсикологический; с.-т. (сан.-токс.) – санитарно-токсикологический; орг. – органолептический с расшифровкой характера изменения органолептических свойств воды (зап. – изменяет запах воды, мутн. – увеличивает мутность воды, окр. – придает воде окраску, пена – вызывает образование пены, пл. – образует пленку на поверхности воды, привк. – придает воде привкус, оп. – вызывает опалесценцию); рефл. – рефлекторный; рез. – резорбтивный; рефл.-рез. – рефлекторно-резорбтивный;рыбхоз. – рыбохозяйственный (изменение товарных качеств промысловых водных организмов); общ. – общесанитарный).

² Вода водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования

³ Вода водных объектов, имеющих рыбохозяйственное значение (в том числе и морских)

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 12 из 16
---	--	------------------

Смазочное масло базовое (парафиновое минеральное масло)	1, рефл., кл. опасности 4 (Алканы C12-19 (в пересчете на C))	0,3; орг.пленка, кл. опасности 4 (нефть)	Для пресной воды - 0,05 рыбхоз, кл. опасности 3 Для морей - 0,05 токс., кл. опасности 3 (нефть и нефтепродукты)	Не установлены
---	--	--	--	----------------

12.3.2 Показатели экотоксичности (CL, EC, NOEC и др. для рыб (96 ч.), дафний (48 ч.), водорослей (72 или 96 ч.) и др.)

Отсутствие данных по продукту в целом. Показатели по компонентному составу:

Таблица 6 [10,54]

Смесь углеводородов C ₁₆ -C ₂₀	CL ₅₀ >10-100 мг/л, радужная форель (96 ч); EC ₅₀ >1-10 мг/л, дафний (48 ч); EC ₅₀ -1000 мг/л, водоросли Scenedesmus subspicatus.
N-(2-гидроксиэтил)амид карбоновых кислот растительных масел	CL ₅₀ >1460-1664 мг/л, пимефолис бычеголовая (96 ч); EC ₅₀ >55-122 мг/л, дафний (48 ч); EC ₅₀ -1000 мг/л, водоросли Pseudomonas putida
Смазочное масло базовое (парафиновое минеральное масло)	CL ₅₀ >5000 мг/л, радужная форель (Oncorhynchus mykiss, 96 ч); EC ₅₀ >1000 мг/л, дафний (48 ч); EC ₅₀ >1000 мг/л, водоросли Scenedesmus subspicatus.

12.3.3 Миграция и трансформация в окружающей среде за счет биоразложения и других процессов (окисление, гидролиз и т.п.)

Поверхностно-активные вещества, входящие в состав «Девон-2» обладают высокой биоразлагаемостью в существующих биоочистных сооружениях (свыше 90 %).

Смесь углеводородов C₁₆-C₂₀ - в окружающей среде быстро разлагается на воздухе, биоразложение протекает со средней скоростью, в водной среде оказывает выраженное отрицательное воздействие на обитателей, так как в воде он не растворяется.

N-(2-гидроксиэтил)амид карбоновых кислот растительных масел - полная биоразлагаемость неадаптированным активным илом в водной среде за 28 суток в аэротенке - 83 + 5 % масс - т.е. продукт относится к быстроразлагаемым веществам, трансформируется в окружающей среде [10,54].

13 Рекомендации по удалению отходов (остатков)

13.1 Меры безопасности при обращении с отходами, образующимися при применении, хранении,

Вентиляция помещений, использование средств индивидуальной защиты. Избегать контакта с кожей, глазами. Предотвращать разливы, использовать

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 13 из 16
---	--	------------------

транспортировании

герметичную тару. Во время работы с отходами запрещается принимать пищу, курить. Работающий с отходами персонал должен быть обеспечен спецодеждой из хлопчатобумажной ткани, ботинками кожаными или резиновыми сапогами, перчатками комбинированными, резиновыми перчатками, защитными очками [1,42].

13.2 Сведения о местах и способах обезвреживания, утилизации или ликвидации отходов продукции, включая тару (упаковку)

Отходы продукта собирают в герметичную ёмкость и направляют для дальнейшей ликвидации на полигоны промышленных отходов или в места, согласованные с местными природоохранными и санитарными органами. Вышедшую из употребления тару направляют на пункт сбора металлолома [42].

13.3 Рекомендации по удалению отходов, образующихся при применении продукции в быту

Продукт не используется в быту [1].

14 Информация при перевозках (транспортировании)

14.1 Номер ООН (UN)
(в соответствии с Рекомендациями ООН по перевозке опасных грузов)

Отсутствует [45].

14.2 Надлежащее отгрузочное и транспортное наименование

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» по ТУ20.41.20-008-01699574-2019 [1].

14.3 Применяемые виды транспорта

Автомобильный, железнодорожный. Транспортирование производится в автоцистернах, железнодорожных крытых вагонах, вагон -цистернах и грузовых автомобильных платформах [1,44].

14.4 Классификация опасности груза по ГОСТ 19433-88:

Не относится к опасным грузам [1,46].

- класс

- подкласс

- классификационный шифр

(по ГОСТ 19433-88 и при железнодорожных перевозках)

- номер(а) чертежа(ей) знака(ов)

опасности

14.5 Классификация опасности груза по Рекомендациям ООН по перевозке опасных грузов:

Не применяется [45].

- класс или подкласс

-

- дополнительная опасность

-

- группа упаковки ООН

-

14.6 Транспортная маркировка
(манипуляционные знаки по ГОСТ 14192-96)

Маркировку бочек производят по ГОСТ 14192-96 с нанесением манипуляционного знака «Пределы температуры», «Верх», «Герметичная упаковка» и «Предел штабелирования по массе» [1,43,47].

14.7 Аварийные карточки
(при железнодорожных, морских и др. перевозках)

Не применяют [18].

15 Информация о национальном и международном законодательствах

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 14 из 16
---	--	------------------

15.1 Национальное законодательство

15.1.1 Законы РФ

ФЗ от 10.01.2002 №7 «Об охране окружающей среды»,
ФЗ от 30.03. 1999 №52 «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»; ФЗ от 27.12. 2002 № 184 «О техническом регулировании».

15.1.2 Сведения о документации, регламентирующей требования по защите человека и окружающей среды

Сертификат соответствия № ТЭКСЕРТРУ.03-19.Н08664 от 03.09.2019 выданное АНО ГЦСС «Нефтепромхим». Сертификат на применение химпродукта в технологических процессах добычи и транспорта нефти №153.39.RU.245860.09265.09.19 от 03.09.2019 г. выданное АНО ГЦСС «Нефтепромхим».

15.2 Международные конвенции и соглашения (регулируется ли продукция Монреальским протоколом, Стокгольмской конвенцией и др.)

Не регулируется Монреальским протоколом и Стокгольмской конвенцией [48,49].

16 Дополнительная информация

16.1 Сведения о пересмотре (переиздании) ПБ (указывается: «ПБ разработан впервые» или «ПБ перерегистрирован по истечении срока действия. Предыдущий РПБ № ...» или «Внесены изменения в пункты ..., дата внесения ...»)

Паспорт безопасности разработан впервые и соответствует требованиям ГОСТ 30333-2007 [2].

16.2 Перечень источников данных, использованных при составлении Паспорта безопасности⁴

1. ТУ 20.41.20-008-01699574-2019 Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2».
2. ГОСТ 30333-2007 Паспорт безопасности химической продукции. Общие требования.
3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
4. ГОСТ 31340-2013 Предупредительная маркировка химической продукции. Общие требования.
5. ГН 2.2.5.2308-07 Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
6. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
7. ГН 2.1.5.2307-07 Ориентировочные допустимые уровни (ОДУ) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Гигиенические нормативы
8. ГН 2.1.5.1315-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Гигиенические нормативы.
9. ГОСТ 32510-2013 Топлива судовые. Технические условия (с Поправкой)
10. Вредные вещества в промышленности: Справочник для химиков, инженеров и врачей. В 3-х томах / Под ред. Н.В. Лазарева, Э.Н. Левиной - Т. 1-2. - Изд. 7-е, пер. и доп. - Л.: Химия, 1976.
11. ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

⁴ Порядковые номера источников данных приведены в каждом пункте ПБ в виде ссылок

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 15 из 16
---	--	------------------

12. Протокол испытаний №536/СТО Испытательной лаборатории «Нефтепромхим» от 20.08.2019 г.
13. ГОСТ 30852.0-2002 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Общие требования.
14. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения: Справочное издание: в 2-х книгах / А. Н. Баратов, А. Я. Корольченко, Г. Н. Кравчук и др. - М.: Химия, 1990.
15. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
16. ГОСТ Р 12.3.047-2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
17. ГОСТ 12.1.033-81. ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения.
18. Аварийные карточки на опасные грузы, перевозимые по железным дорогам СНГ, Латвийской Республики, Литовской Республики, Эстонской Республики (с изменениями на 19 октября 2018 года)
19. ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
20. ГОСТ 13950-91 Бочки стальные сварные и закатанные с гофрами на корпусе. Технические условия.
21. ГОСТ 26663-85 Пакеты транспортные. Формирование с применением средств пакетирования. Общие технические требования.
22. ГОСТ 21650-76 Средства скрепления тарно-штучных грузов в транспортных пакетах. Общие требования.
23. ГОСТ 21140-88 Тара. Система размеров.
24. ГОСТ 33757-2016 Межгосударственный стандарт. Поддоны плоские деревянные. Технические условия.
25. ГОСТ 12.1.018-93 ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
26. ГОСТ 12.4.021-75 ССБТ. Системы вентиляционные. Общие требования.
27. ГОСТ 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
28. СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
29. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
30. Руководство Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом России 29.07.05).
31. Охрана труда в химической промышленности. Под ред. Г.В. Макарова.- М., Химия, 1989.
32. ГОСТ 12.4.253-2013 (EN166:2002) ССБТ. Средства индивидуальной защиты глаз. Общие технические требования.
33. ГОСТ 12.4.121-2015 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Противогазы фильтрующие. Общие технические условия.
34. ГОСТ 12.4.111-82 ССБТ. Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия.
35. ГОСТ 12.4.137-2001 Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия.
36. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 11 августа 2011 г. N 906н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам химических производств, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением".

Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» ТУ 20.41.20-008-01699574-2019	РПБ № 01699574.20.45808.В Действителен до 09.01.2025 г.	стр. 16 из 16
---	--	------------------

37. ГОСТ 12.4.301-2018 ССБТ. Средства индивидуальной защиты дерматологические. Общие технические условия.

38. ГН 2.1.6.2309-07 Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест. Гигиенические нормативы.

39. ГН 2.1.6.3492-2017 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе городских и сельских поселений. Гигиенические нормативы.

40. Приказ от 13 декабря 2016 года N 552 «Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения»

41. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы.

42. СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления.

43. ГОСТ Р 57479-2018 Грузы опасные. Маркировка.

44. «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом». Постановление Правительства РФ от 15.04.2011 №272, актуальная редакция.

45. Рекомендации по перевозке опасных грузов - типовые правила. Двадцатое пересмотренное издание Организации Объединенных наций. Нью-Йорк и Женева, 2017 г.

46. ГОСТ 19433-88 Грузы опасные. Классификация и маркировка.

47. ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов.

48. Монреальский протокол по веществам, разрушающим озоновый слой, ООН, 1989.

49. Стокгольмская конвенция о стойких органических загрязнителях, ООН, 2001.

50. ГОСТ 32419-2013 Классификация опасности химической продукции. Общие требования.

51. ГОСТ 32423 2013 Классификация опасности смесевой химической продукции по воздействию на организм (с Поправкой).

52. ГОСТ 32424-2013 Классификация опасности химической продукции по воздействию на окружающую среду. Основные положения.

53. ГОСТ 32425-2013 Классификация опасности смесевой химической продукции по воздействию на окружающую среду.

54. Информационные карты Федеральный регистр потенциально опасных химических и биологических веществ:

- № ВТ-001787 от 22.06.2000 г.

- № ВТ-002780 от 20.12.2005 г.

- № ВТ-002932 от 22.06.2007 г.


Приложение Г
Технические условия применения реагента Девон-2л
(ТУ 20.41.20-008-01699574-2019)

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ИКАР»
(ООО НПП «Икар»)

ОКПД 2 20.41.20.190

ОКС 71.100

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО НПП «Икар»
М.Ф.Сайтгалеев
16 апреля 2019 г.



ЭМУЛЬГАТОР ПРЯМЫХ ЭМУЛЬСИЙ
«Девон-2»

Технические условия

ТУ 20.41.20-008-01699574-2019

Идентичны ТУ 20.59.41-008-01699574-2017

Дата введения: *08.07.2019г*

Федеральное агентство
по техническому регулированию и метрологии
ФБУ «ЦСМ Республики Башкортостан»
Внесен в реестр *08.07.2019г*
За № *016/012419*

РАЗРАБОТАНО

Директор производства
ООО НПП «Икар»
Арасланов И.М.

Начальник технологического отдела
ООО НПП «Икар»
Исламгулова Г.С.

Инженер-технолог
ООО НПП «Икар»
Г.Г.Валитова

Республика Башкортостан г. Благовещенск
2019

Настоящие технические условия распространяются на эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2» (далее «Девон-2»).

«Девон-2» - эмульгатор прямых эмульсий комплексного действия для буровых растворов, который представляет собой раствор этаноламидов жирных кислот растительных масел в воде или углеводородных растворителях. «Девон-2» обладает эмульгирующим, гидрофобизирующим, ингибирующим глины, смазывающим, противозадирным, бактерицидным, противокоррозионным и пеногасящим свойствами. «Девон-2» применяют для оптимизации структуры смазывающих и ингибирующих свойств бурового раствора в целях увеличения скорости бурения, предупреждения обвалов и прихватов, увеличения срока работоспособности бурового инструмента.

«Девон-2» добавляется:

- в качестве эмульгатора комплексного действия в эмульсионные и эмульсионно-гелевые буровые растворы в количестве 2,0-3,5 % масс;
- в качестве смазочной добавки в глинистые и полимерглинистые буровые растворы в количестве 0,4-1,0 % масс.

Универсальные комплексно ингибированные эмульсионные и эмульсионно-гелевые буровые растворы с «Девон-2» с минерализацией до 250 000 мг/л по ионам Са,К,Na,Мg, обеспечивают качественное бурение надпродуктивных и продуктивных пластов скважин всех направлений. Растворы могут применяться повторно на нескольких скважинах. «Девон-2» выпускается в двух модификациях:

- «Девон-2л», на углеводородном растворителе;
- «Девон-2в», на водосодержащем растворителе.

Пример записи продукта при заказе: Эмульгатор прямых эмульсий «Девон-2л» («Девон-2в») по ТУ 20.41.20-008-01699574-2019.

Требования настоящих технических условий являются обязательными.

1 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ.

1.1 «Девон-2» изготавливают в соответствии с требованиями настоящих технических условий по рецептуре и технологической документации, утвержденной в установленном порядке.

1.2 «Девон-2» по своим показателям качества должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в таблице 1.

Таблица 1

№	Наименование показателей	Норма для «Девон-2л»	Норма для «Девон-2в»	Методы испытаний
1	Внешний вид и цвет	Жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета.	Вязкая эмульсия от молочного до коричневого цвета	по п. 5.3. ТУ
2	Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³	0,80-0,95	0,9-1,1	по ГОСТ 3900
3	Температура застыв. ⁰ С, не выше	минус 25	Минус 5	по ГОСТ 20287
4	Показатель рН 1% эмульсии	7-10	7-10	по п. 5.4. ТУ
5	* Пенообразующая способность, не более, см ³			по п. 5.5. ТУ

* Показания определяются по требованию потребителя

1.3 Упаковка.

1.3.1 Упаковку «Девон-2» производят согласно ГОСТ 1510 в стальные сварные бочки по ГОСТ 13950.

1.3.2 По согласованию с потребителем допускается упаковывать продукт в герметичную тару потребителя, железнодорожные цистерны или автоцистерны.

1.4 Маркировка.

1.4.1 Маркировку бочек производят по ГОСТ 14192 с нанесением манипуляционного знака «Пределы температуры» и обозначений на этикетку, защищенную полиэтиленовой пленкой:

- наименование продукта;
- обозначение настоящих технических условий;
- наименование предприятия изготовителя, его юридический адрес;
- масса (брутто и нетто);
- дата (месяц, год) изготовления;
- номер партии;
- срок годности.

Этикетку приклеивают на днище бочки. На самой бочке делают трафаретом надпись, содержащую наименование продукта и дату изготовления.

1.4.2 Транспортирование «Девон-2» производится в автоцистернах, железнодорожных крытых вагонах и вагон - цистернах, грузовых контейнерах и грузовых автомобильных платформах.

Согласно ГОСТ 19433 «Девон-2» не является опасным грузом, знаки опасности на транспортную тару не наносятся.

2 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.

2.1 «Девон-2» имеет следующие показатели пожароопасности: «Девон-2л» температура вспышки не ниже 180°C , самовоспламенения не ниже 290°C , «Девон-2в» негорюч. В помещениях, предназначенных для работы с «Девон-2л» запрещается применение открытого огня.

2.2 В случае загорания «Девон-2» необходимо применять для тушения следующие составы: углекислоту, порошковые составы, мелко распыленную воду, химическую и воздушно-механическую пену.

В помещениях для хранения «Девон-2» запрещается обращение с открытым огнем. Электрооборудование, электрические сети и арматура искусственного освещения должны быть во взрывопожаробезопасном исполнении.

Во избежание образования взрывоопасных смесей паров запрещается слив и перекачка «Девон-2» с помощью сжатого воздуха.

Емкости для хранения и транспортирования «Девон-2» должны быть защищены от статического электричества в соответствии с ГОСТ 12.1.018.

2.3 Для предупреждения возможности возникновения опасных искровых разрядов с поверхности оборудования необходимо предусмотреть отвод зарядов статического электричества путем заземления оборудования, транспортной тары и коммуникаций в соответствии с установленными правилами.

2.4 При производстве и применении «Девон-2» следует осуществлять лабораторный контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны согласно ГН 2.2.5.1313-03.

За ПДК «Девон-2» в воздухе рабочей зоны следует считать по углеводородному растворителю (С16-С20) – 300 мг/м^3 в связи с чем он относится к малоопасным веществам 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007.

Токсикологические характеристики компонентов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование компонента	ПДК р. з. мг/м ³ (класс опасности)	ПДК в. мг/дм ³ (класс опасности)	ЛД ₅₀ , г/кг (класс опасности)
Углеводородный растворитель (судовое топливо маловязкое)	300 (4-ый)	100 (4-ый)	>10 (4-ый)
Этаноламиды жирных кислот растительных масел	Не устанавливается	Не устанавливается	>10 (4-ый)
Смазочное масло базовое (парафиновое минеральное масло)	300 (4-ый)	Не устанавливается	>10 (4-ый)
Вода	Не устанавливается	Не устанавливается	

В составе продукции отсутствуют хлорорганические соединения и не содержатся четвертичные аммониевые соединения.

2.5 «Девон-2» характеризуется слабо раздражающим действием на кожу и слизистые оболочки и обладает слабо выраженным кожно-резорбтивным действием.

2.6 Контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны осуществляется по методикам, утвержденном в установленном порядке. Периодичность контроля в воздухе рабочей зоны осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005, СП 1.1.1058-01.

2.7 Помещения, в которых проводят работы с «Девон-2», должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, отвечающей требованиям ГОСТ 12.4.021.

2.8 Организация технологических процессов при производстве и применении «Девон-2», должна соответствовать требованиям СП 2.2.2.1327-03 и СП № 3935-85.

Все производственные помещения, в которых при работе применяют «Девон-2», должны быть оборудованы общеобменной, приточно-вытяжной вентиляцией, места локального выделения вредных веществ – местной вытяжной вентиляцией.

2.9 Работающие с «Девон-2», должны быть обеспечены спецодеждой согласно типовым отраслевым нормам и средствами индивидуальной защиты, а именно: костюм по ГОСТ 12.4.280, спец обувь по ГОСТ 12.4.137, защитные очки по ГОСТ 12.4.253, средства дерматологические защитные по ГОСТ 12.4.068.

В случае превышения ПДК вредных веществ необходимо использовать фильтрующие противогазы по ГОСТ 12.4.121 марки А либо соответствующими ему противогазами или комбинированными фильтрами.

2.10 При попадании «Девон-2», на открытые участки тела их необходимо удалить ветошью и обильно промыть кожу горячей водой с мылом.

При попадании на слизистые оболочки глаз - обильно промыть теплой водой.

2.11 Все работающие с «Девон-2» должны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры (в процессе трудовой деятельности) в соответствии с действующими приказами Минздрава РФ.

3 ТРЕБОВАНИЯ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

3.1 Основными мероприятиями охраны окружающей среды от вредных воздействий при производстве и применении «Девон-2» являются:

- соблюдение технологического режима;
- герметизация оборудования и трубопроводов;
- совершенствование оборудования, условий хранения и транспортирования,

исключение розливов.

- уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

3.2 При производстве, хранении, применении и утилизации «Девон-2» не допускается попадание эмульгатора в системы бытовой и ливневой канализации, а также в открытые водоёмы.

3.3 При разливе «Девон-2» необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива промыть мыльным раствором или моющим средством, затем промыть горячей водой и протереть сухой ветошью.

3.4 С целью охраны атмосферного воздуха от загрязнения выбросами вредных веществ, должен быть организован постоянный контроль за содержанием предельно допустимых выбросов в соответствии с ГОСТ 17.2.3.02, СанПиН 2.1.6.1032-01.

3.5 Предельно допустимая концентрация (ПДК_{сс}) для углеводородов в атмосферном воздухе 0,5 мг/м³ (ГН 2.1.6.3492).

4 ПРАВИЛА ПРИЕМКИ.

4.1 «Девон-2» принимают партиями. Партией считают любое количество продукта, однородного по составу и показателям качества, сопровождаемого одним документом о качестве (паспорт).

Документ о качестве должен содержать следующие данные:

- наименование предприятия-изготовителя и его юридический адрес;
- наименование продукта и его марку;
- номер партии и количество упаковочных мест в партии;
- массу нетто партии;
- дату изготовления (месяц, год);
- результаты проведенных испытаний и подтверждение соответствия качества продукта требованиям настоящих технических условий;
- обозначение настоящих технических условий.

4.2 Объем выборки «Девон-2» – по ГОСТ 2517.

4.3 При получении неудовлетворительных результатов испытаний хотя бы по одному из показателей качества проводят повторные испытания вновь отобранной пробы от той же выборки.

Результаты повторных испытаний распространяются на всю партию.

5 МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ.

5.1 Методики выполнения измерений показателей качества должны быть аттестованы в установленном порядке.

5.2 Отбор точечных проб «Девон-2» выполняют по ГОСТ 2517. Объем средней пробы - не менее 1л.

5.3 Для определения внешнего вида и цвета «Девон-2» наливают в пробирку П2-Ю по ГОСТ 25336 и рассматривают в отраженном свете на фоне листа белой бумаги.

5.4 Определение концентрации водородных ионов (рН).

5.4.1 Аппаратура и материалы.

Ионометр ГОСТ 22261;

Весы неавтоматического действия по ГОСТ 53228 или 4-го класса точности с наибольшим пределом взвешивания до 1 кг;

Вода дистиллированная ГОСТ 6709;

Колба мерная ГОСТ 1770 на 250 мл;

Стакан стеклянный ГОСТ 25336 вместимость 50 см³

5.4.2 Проведение испытания.

2.5 г. продукта взвешивают с точностью до 0.05г., помещают в мерную колбу на 250

см³, растворяют в 100 см³ горячей дистиллированной воды. После охлаждения до 25⁰С объем раствора доводят до метки и перемешивают. Концентрацию водородных ионов (рН) определяют при помощи ионометра в соответствии с инструкцией к прибору.

5.4.3 Оценка результатов испытания.

За результат испытания принимают среднее арифметическое двух параллельных определений, допускаемые расхождения между которыми не должно превышать 0,2%.

5.5 Определение пенообразующей активности.

5.5.1 Аппаратура и реагенты.

Весы неавтоматического действия ГОСТ Р 53228;

Секундомер ГОСТ 5072;

Миксер «Воронеж» ТУ 16-539-192-69;

Цилиндр мерный на 250 мл ГОСТ 1770;

Стакан типа В-2 ГОСТ 25336 вместимость 300 см³;

Вода дистиллированная ГОСТ 6709.

5.5.2 Проведение испытаний.

Навеску продукта в количестве 2,0 г., взвешенного с точностью 0,05 г помещают в стакан вместимостью 300 см³ и приливают дистиллированной воды до объема 200 см³ и перемешивают на лабораторной мешалке в течение 15-20 минут до полного растворения и диспергирования. После этого помещают раствор в стакан миксера и перемешивают в течение 3 минут при 9000-11000 об/мин. По окончании перемешивания вспененный раствор переливают в мерный цилиндр и через 5 минут отстаивания измеряют его объем вспененного раствора (V_p).

5.5.3 Обработка результатов.

Пенообразующую активность, см³, рассчитывают по формуле:

$$П = (V_p) - 200$$

где V_p – объем вспененного раствора после 5 мин отстаивания, см³;

200 – объем исходного раствора, см³.

Испытание повторяют 2 раза. За результат испытания принимают среднее арифметическое значение двух определений.

6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ.

6.1 Транспортирование «Девон-2» производится в автоцистернах, железнодорожных крытых вагонах и вагон - цистернах и грузовых автомобильных платформах. Упакованная в бочки «Девон-2» может быть пакетирована в соответствии с ГОСТ 26663, ГОСТ 21650, ГОСТ 21140 на поддонах по ГОСТ 9557.

6.2 По своим физико-химическим свойствам и составу продукт имеет следующие коды:

- 757720 ЕТСНГ «Химикаты прочие, не поименованные в алфавите»;

- 38249098 ГНГ «Продукты и препараты химические, прочие, кроме поименованных выше»;

- аварийная карточка №315.

6.3 Хранят в стальных емкостях или в упаковке изготовителя в крытых складских помещениях или под навесом при температуре не более + 30С⁰.

7 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ

7.1 Показатели качества «Девон-2», нормированные в настоящих технических условиях установлены в условиях лаборатории и с применением конкретных материалов разработчика. Для более точного определения эффективной дозировки продукта потребителю рекомендуется провести собственные лабораторные испытания со следующими дозировками продукта:

- 2,0 - 3,5 % к общему объему растворов эмульсионного типа, при применении в качестве эмульгатора комплексного действия;

- 0,4 - 1,0 % к общему количеству применяемого глинистого или полимерглинистого раствора, при применении в качестве смазывающей добавки.

7.2 Модификацию «Девон-2л» в углеводородном растворителе рекомендуется преимущественно применять в буровых растворах эмульсионного типа, где уже содержатся углеводородный растворитель со специфическим запахом.

7.3 Модификацию «Девон-2в» рекомендуется применять в буровых растворах, когда при строительстве скважины применяется газовый каротаж.

7.4 Модификация «Девон-2в» не содержит углеводородных растворителей и является экологически чистым реагентом.

7.5 По согласованию с Потребителем продукт может поставляться в концентрированном виде без каких-либо растворителей. В такой форме поставки продукт предназначен для введения в состав разработанных Потребителем рецептур.

7.6 Замораживание «Девон-2» не влияет на технологические свойства и качественные показатели, продукт при этом необходимо разморозить и перемешать.

8 УТИЛИЗАЦИЯ

Обезвреживание и утилизация отходов должна осуществляться в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.7.1322-03.

При разливе вне помещения предприятия устранить течь с соблюдением мер предосторожности. Перекачать содержимое в исправную емкость или в емкость для слива. Пролитые оградить земляным валом, засыпать песком. Пропитанный продукцией песок и грунт с загрязнениями собрать в сухие емкости, герметично закрыть и вывезти для утилизации с соблюдением мер предосторожности. Места срезов засыпать свежим слоем грунта.

9 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ.

8.1 Изготовитель гарантирует соответствие качества «Девон-2» требованиям настоящих технических условий при соблюдении правил упаковки, транспортирования и хранения.

8.2 Гарантийный срок хранения «Девон-2» – 12 месяцев со дня изготовления.

8.3 При длительном хранении продукта возможно незначительное расслоение (1-2% по объему), устраняемое простым перемешиванием. Потребительские свойства продукта при этом не меняются.

8.4 По мере дальнейшего качественного развития производства и потребления реагента Производитель оставляет за собой право внесения в настоящие технические условия необходимые изменения.

ПЕРЕЧЕНЬ
нормативной документации, использованной
в технических условиях

Приложение 1

ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
ГОСТ 12.1.044-89	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
ГОСТ 4333-2014	Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле (с Поправкой)
ГОСТ 3900-85	Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с Изменением N 1)
ГОСТ Р 53228-2008	Весы неавтоматического действия. Метеорологические и технические требования. Испытания (с Изменением №1)
ГОСТ 12.4.137-2001	Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия (с Изменением №1)
ГОСТ 1510-84	Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
ГОСТ 1770-74	Посуда мерная лабораторная стеклянная. Цилиндры, мензурки, колбы, пробирки. Технические условия.
ГОСТ 2517-2012	Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб (с Поправками и Изменениями №1)
ГОСТ 20799-88	Масла индустриальные. Технические условия (с Изменениями №1-5)
ГОСТ 6709-72	Вода дистиллированная. Технические условия (с Изменениями №1,2)
ГОСТ 9147-80	Посуда и оборудование лабораторные фарфоровые. Технические условия.
ГОСТ 14192-96	Маркировка грузов.
ГОСТ 19433-88	Грузы опасные. Классификация и маркировка.
ГОСТ 20287-91	Нефтепродукты. Метод определения температур текучести и застывания.
ГОСТ 25336-82	Посуда и оборудование лабораторные стеклянные. Типы, основные параметры и размеры.
ГОСТ 12.4.280-2014	ССБТ. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Общие технические требования
ГОСТ 12.4.253-2013 (ЕН 166:2002)	ССБТ. Средства индивидуальной защиты глаз. Общие технические требования.
ГОСТ 12.4.121-2015	ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Противогазы фильтрующие. Общие технические условия.
ГОСТ 12.4.068-79	Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной

Приложение Д

Сертификат соответствия на применение хипродукта «Девон-2л»

СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА	
	ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФЕДЕРАЛЬНЫМ АГЕНТСТВОМ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № РОСС RU.E419.04ЮЛ01 ПРАВООБЛАДАТЕЛЬ РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И. М. ГУБКИНА
 TM	
<h1>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</h1>	
№ ТЭКСЕРТ RU.03-19.H10485	
Срок действия	с 27.12.2022. по 27.12.2025.
ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ ПРОДУКЦИИ «НЕФТЕПРОМХИМ» (ТЭКСЕРТ ОС 03-19) <i>АНО ГЦСС "НЕФТЕПРОМХИМ" Россия, Республика Татарстан, 420061, г. Казань, ул. Н. Ершова, д. 29 Тел. (843) 2387415, тел./факс (843) 2381561</i>	
ПРОДУКЦИЯ <i>Эмульгатор прямых эмульсий "Девон-2" (марки Девон-2л, Девон-2в)</i> <i>ТУ 20.41.20-008-01699574-2019</i> <i>Серийное производство</i> <i>ОКПД2 20.41.20</i>	
<i>ТН ВЭД ЕАЭС 3403 19 1000</i>	
СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ <i>ТУ 20.41.20-008-01699574-2019</i>	
ИЗГОТОВИТЕЛЬ <i>ООО НПП "ИКАР"</i> <i>Россия, 453433, Республика Башкортостан, г. Благовещенск, ул. Социалистическая, стр. 23</i>	
СЕРТИФИКАТ ВЫДАН <i>ООО НПП "ИКАР"</i> <i>Россия, 453433, Республика Башкортостан, г. Благовещенск, ул. Социалистическая, стр. 23</i> <i>Тел. (34766) 2 38 76</i>	
НА ОСНОВАНИИ <i>1 Протокол испытаний № 1153 от 07.12.2022. (Испытательная лаборатория "Нефте- промхим", ТЭКСЕРТ № ИЛ 017-19)</i>	
ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ <i>1) Схема сертификации - 1.</i> <i>2) Сертификат оформлен по результатам испытаний хипродукта: "Эмульгатор прямых эмульсий "Девон-2" (марка Девон-2л)".</i>	
 Зам. руководителя органа Эксперт	 подпись  подпись
	<i>И.В. Ермолаева</i> инициалы, фамилия <i>И.В. Харламиди</i> инициалы, фамилия



Автономная некоммерческая организация «Головной центр по сертификации и стандартизации химреагентов для нефтяной промышленности»

АНО ГЦСС «НЕФТЕПРОМХИМ»

Россия, Республика Татарстан, 420061, г. Казань, ул. Н. Ершова, д. 29, тел. (843) 2381561, e-mail: gcssnph@kazan.ru

СЕРТИФИКАТ НА ПРИМЕНЕНИЕ ХИМПРОДУКТА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ

№ 153.39.RU.245860.12277.12.22 от 27 декабря 2022 г.

Химический продукт Эмульгатор прямых эмульсий "Девон-2"

(марки Девон-2л, Девон-2в)

ТУ 20.41.20-008-01699574-2019

ОКПД2 20.41.20 ТН ВЭД ЕАЭС 3403 19 1000

рекомендован к применению на территории Российской Федерации

в качестве реагента для буровых растворов при строительстве скважин и внесен в Реестр "Перечень химических продуктов, прошедших испытания и рекомендованных для безопасного применения их в нефтяной отрасли"

на основании испытаний в объеме СТО 44932911-001-2012:

1 Протокол испытаний № 1153 от 07.12.2022. (Испытательная лаборатория "Нефтепромхим" № ИЛ 017-19)

2 Письмо № 40-22 от 06.10.2022. (ООО НПП "ИКАР")

По гарантийному письму ООО НПП "ИКАР" (письмо № 46-22 от 26.12.2022.) марки "Девон-2л, Девон-2в" химпродукта "Эмульгатор прямых эмульсий "Девон-2" идентичны по составу и различаются количественным соотношением компонентов.

Сертификат оформлен по результатам испытаний химпродукта: "Эмульгатор прямых эмульсий "Девон-2" (марка Девон-2л)"

Изготовитель ООО НПП "ИКАР"

Россия, 453433, Республика Башкортостан, г. Благовещенск, ул. Социалистическая, стр. 23

Заявитель ООО НПП "ИКАР"

Россия, 453433, Республика Башкортостан, г. Благовещенск, ул. Социалистическая, стр. 23

Тел. (34766) 2 38 76

Срок действия сертификата до 27 декабря 2025 г.



Зам. руководителя

подпись

М.П.

И.В. Ермолаева

инициалы, фамилия

010126

Приложение Е

Акт об опытно-промысловых испытаниях бурового раствора ИБР с реагентом комплексного действия «Девон-2л» на скважине №4434 Шарканского месторождения

СОГЛАСОВАНО:

Проректор по научной и
инновационной работе
ФГБОУ ВО «УГНТУ»
_____ Р.У. Рабаев
« ____ » _____ 20__

УТВЕРЖДАЮ:

Главный технолог
ЗАО «Удмуртнефть -Бурение»
_____ А.В. Занчаров
« ____ » _____ 20__



Акт

об опытно-промысловых испытаниях бурового раствора ИБР с реагентом «Девон-2Л» на скважине №4434 Шарканского месторождения

1. Предмет испытания. Ингибирующий буровой раствор (ИБР) представляет собой промысловую жидкость на биополимерной основе, включающий в свой состав реагент полифункционального действия Девон-2Л по обеспечению устойчивости ствола в терригенных осложнениях, значительного снижения коэффициента трения в фрикционном контакте «фильтрационная корка – металл», снижения коррозионной активности среды и обеспечивающее сохранение естественной проницаемости коллектора при первичном его вскрытии. Вместе с этим буровой раствор имеет невысокую стоимость, поскольку все основные компоненты, обеспечивающие перечисленные выше свойства, являются продуктами или полупродуктами широко используемые в стандартных химических технологиях. Технологические параметры ИБР представлены в таблице 1.

Технологические параметры ИБР

Таблица №1

Образец смазочной добавки	ПФ, мл/мин	Пластическая вязкость, сП	ДНС, фунт/100фут ²	Параметры раствора при 20 °С	
				СНС, фунт/100фут ²	
				10сек	10мин
ИБР с добавкой (1-3)% Девон-2л	2	22	37	9	15
Базовый раствор МКБПР	4	20	28	6	12

Степень набухания образцов глинопорошка определялась в пресной воде, а также в ингибированном буровом растворе, с добавлением следующих реагентов: ИБР + испытуемый реагент Девон – 2л; ИБР + ДОН-Б; ИБР + ПКД-515. Выполнены эксперименты по набуханию образцов аргиллитов Турнейского горизонта в воде, а также в различной среде в течение 72 часов. Результаты приведены на рисунке 1, показывающем ингибирующие свойства бурового раствора.

В пресной воде наблюдается наиболее высокая скорость набухания глины, которая практически прекращается через 35 часов (2100 мин).

Из графика (рисунок 1) видно, что набухающее действие буровых растворов типа ИБР отличается, как по продолжительности времени набухания, так и по характеру действия. Наилучший результат достигается при добавлении гидрофобизатора Девон-2л, коэффициент объемного набухания уменьшился примерно на 90% по сравнению с прототипами.

По результатам лабораторных исследований, направленных на изучение характера разрушающего воздействия различных водных дисперсионных сред на керновый материал, выявлено, что наибольший коэффициент объемного набухания достигается в пресной воде, а наименьший — в дисперсионной среде со смесью органических ингибиторов.



Рисунок 1 – Кинетика набухания образцов аргиллита скв № 3003Р в воде, а также в различных средах в течение 72 часов

2. Цели и задачи промысловых испытаний.

Цель испытаний:

– оценка возможности использования бурового раствора ИБР при строительстве скважин применительно к горно-геологическим условиям в интервале 1766 – 2133 м на месторождениях (лицензионных участках) ЗАО «Удмуртнефть-Бурение».

Задачи исследований:

– оценка влияния бурового раствора на устойчивость ствола скважины;
– влияние бурового раствора ИБР на технико-экономические показатели бурения;

– оценка стоимости базового бурового раствора и ИБР;

3. Место и условия проведения промысловых работ.

Промысловые испытания проводились согласно утвержденной программы, утвержденной Главным технологом Занчаров А.В. 2017 г. Промысловые испытания проводились на месторождении Шарканское, куст 2 при строительстве скважины № 4434.

Наработка ИБР и контроль технологических параметров осуществлялось согласно традиционной технологии.

Постановка необходимых химических реагентов для проведения опытно-промысловых работ осуществлялась ООО НПП «Икар».

4. Проведение промысловых работ.

В интервале бурения 1766 – 2133 м на скважине № 4434 Шарканского месторождения куст № 2 использовался буровой раствор – ИБР. Режим бурения и компоновка КНБК согласно программы бурения.

5. Результаты проведения промысловых работ.

Строительство скважины сопровождалась без осложнений.

Породоразрушающий инструмент: PDC 123,8 мм.

Общая проходка 367 м. Проектный зенитный угол 90,5 град.

В испытываемом интервале постоянно выносился шлам, но сильного загущения раствора не произошло, что указывает на высокие ингибирующие свойства бурового раствора. Очевидно эффект ингибирования способствовал сохранению устойчивости стенок скважины, что обеспечило безаварийную проходку всего интервала.

Выводы и рекомендации:

1. Анализ выполненных опытно-промысловых работ показывает, что механическая скорость бурения возрасла по сравнению с базовым буровым раствором в среднем на 40%.

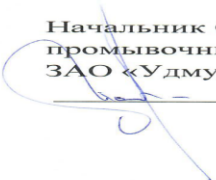
2. Применение опытной композиции бурового раствора позволило сократить время только на ликвидацию осложнений на 64 %, без времени сокращения цикла бурения, за счет увеличения механической скорости.

3. Только за счет сокращения времени на ликвидацию осложнений в виде осыпей и обвалов получен экономический эффект в 990 000 рублей на скважину.

4. Опытный состав добавки к буровому раствору рекомендуется к применению как в эмульсионных, так и в водных буровых системах при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях.

5. Оценка стоимости бурового раствора (1м³) в ценах 2019 года:
базовый буровой раствор (без реагента Девон-2Л): 7 319 руб;
опытный буровой раствор (с добавлением Девон-2Л): 7 842 руб.

Старший преподаватель
кафедры «БНГС»
ФГБОУ ВО «УГНТУ»
 Г.Л. Гаймалетдинова

Начальник Службы
промывочных жидкостей
ЗАО «Удмуртнефть -Бурение»
 Д.А. Меньшиков

Приложение Ж

Акт об опытно-промысловых испытаниях бурового раствора ИБР с реагентом комплексного действия «Девон-2л» на скважине №4454 Шарканского месторождения

СОГЛАСОВАНО:

Проректор по научной и инновационной работе
ФГБОУ ВО «УГНТУ»

_____ Р.У. Рабаев
« ____ » _____ 20__

УТВЕРЖДАЮ:

Главный технолог
ЗАО «Удмуртнефть -Бурение»
_____ А.В. Занчаров

« ____ » _____ 20__



Акт

об опытно-промысловых испытаниях бурового раствора ИБР с реагентом комплексного действия Девон-2Л на скважине №4454 Шарканского месторождения

1. Объектом испытаний является реагент Девон-2Л. Ингибирующий буровой раствор (ИБР) представляет собой промывочную жидкость на биополимерной основе, включающий в свой состав реагент комплексного действия Девон-2Л, для значительного снижения коэффициента трения в фрикционном контакте «фильтрационная корка –металл», снижения коррозионной активности среды, обеспечению устойчивости ствола в терригенных осложнениях и сохранение естественной проницаемости коллектора при первичном его вскрытии. Вместе с этим данный реагент не приводит к удорожанию бурового раствора, поскольку все основные компоненты, обеспечивающие перечисленные выше свойства, являются продуктами или полупродуктами широко используемые в стандартных химических технологиях. Технологические параметры ИБР представлены в таблице 1.

Целью испытаний была оценка возможности применения реагента Девон-2 Л в составе применяемого ингибирующего бурового раствора.

Технологические параметры ИБР

Таблица №1

Образец смазочной добавки	ПФ, мл/мин	Пластическая вязкость, сП	ДНС, фунт/100фут ²	СНС, фунт/100фут ²	
				10сек	10мин
				ИБР с добавкой (1-3)% Девон-2л	2
Базовый раствор МКБПР	4	20	28	6	12

Эффективность применяемого реагента комплексного действия в полученном буровом растворе оценивалась в лабораторных условиях на стандартных приборах АРІ. Ниже приведены результаты изучения влияния указанного реагента на противоположные свойства ИБР. Достоинством прибора

ФСК2М является возможность получения значений как статического, так и динамического коэффициентов трения пары «сталь–фильтрационная корка».

В таблице 2 приведено влияние предлагаемой смазочной добавки Девон-2Л на технологические свойства ингибирующего бурового раствора в сравнении с прототипом.

Таблица 2 – Влияние различных смазочных добавок на коэффициент трения пары «металл – фильтрационная корка»

Буровой раствор	Коэффициент трения		$(f_s - f_d) / f_d$
	статический (f_s)	динамический (f_d)	
1. Исходный буровой раствор	0,365	0,287	0,63
2. ИБР+0,5 % Девон-2л	0,259	0,158	0,27
3. ИБР+1% Девон-2л	0,120	0,112	0,07
4. ИБР+ 1% ДСБ КТМ	0,235	0,148	0,58
5. ИБР+ 1% БСБ МГК	0,134	0,118	0,13
6. ИБР+ФК-2000+	0,140	0,120	0,16
7. ИБР+Бейкер Хьюз	0,269	0,153	0,75
8. ИБР+ ПКД-515	0,182	0,155	0,17

Из таблицы 2 видно, что введение смазочного реагента Девон-2Л в состав испытуемого раствора обеспечивает снижение динамического коэффициента трения примерно на 88% в сравнении с исходным раствором.

Разница между динамическим и статическим коэффициентами трения обусловлена адгезионным взаимодействием пуансона и фильтрационной корки. Снижение этой величины до 3 раз по сравнению с существующими добавками.

Применение в составе промывочной жидкости реагента Девон-2Л уменьшает сальникообразование на элементах КНБК, снижает величину затяжек и посадок и риск прихвата бурильного инструмента в скважине.

2. Цели и задачи промысловых испытаний.

Цель испытаний:

– оценка возможности применения реагента Девон – 2Л в составе бурового раствора ИБР при строительстве скважин применительно горно-геологическим условиям в интервале 1700 – 1993 м на месторождениях (лицензионных участков) ЗАО «Удмуртнефть-Бурение».

Задачи исследований:

– оценка влияния комплексной добавки реагента «Девон-2Л» на триботехнические свойства бурового раствора;

– влияние бурового раствора ИБР с комплексной добавкой Девон-2Л на технико-экономические показатели бурения;

– оценка стоимости базового бурового раствора и ИБР;

3. Место и условия проведения промысловых работ.

Промысловые испытания проводились согласно программы, утвержденной Главным технологом Занчаров А.В. в 2018 г. Промысловые испытания проводились на Шарканском месторождении куст 2 при строительстве скважин № 4455.

Наработка ИБР и контроль технологических параметров осуществлялось согласно традиционной технологии.

Постановка необходимых химических реагентов для проведения опытно-промысловых работ осуществлялась ООО НПП «Икар».

4. Проведение промысловых работ.

В интервале бурения 1700 – 1993 м на скважине № 4455 Шарканского месторождения куст № 2 использовался буровой раствор – ИБР. Режим бурения и компоновка КНБК согласно программы бурения.

Если средняя $V_{\text{мех}}$ скорость на стандартном растворе составляла 6 м/ч, то в аналогичных условиях и при тех же режимах бурения составила 8 м/ч. Это объясняется снижением сил трения, лучшей передаче нагрузки на долото, улучшению очистки ствола скважины, снижением времени на проработку, отсутствием сальникообразования за счет снижения набухаемости глин.

5. Результаты проведения промысловых работ.

Строительство скважины сопровождалась без осложнений.

Породоразрушающий инструмент: PDC 123,8 мм.

Общая проходка 293 м. Проектный зенитный угол 89,2 град.

В процессе бурения в интервале 1700 – 1993 м отмечался 100 % вынос выбуренной породы и отсутствие шламовых «подушек». За счет смазывающих свойств реагента Девон-2Л уменьшаются силы трения, лучше передается нагрузка на долото, что приводит к повышению механической скорости ($V_{\text{мех}}$) до 33 %. Эффект ингибирования способствовал сохранению устойчивости стенок скважин, что обеспечило безаварийную проходку всего интервала.

Выводы и рекомендации:

1. Анализ выполненных опытно-промысловых работ показывает, что механическая скорость бурения возросла по сравнению с базовым буровым раствором в среднем на 33 %.
2. Высокие триботехнические свойства Девон-2Л в составе опытного бурового раствора способствуют повышению смазочных свойств раствора, снижает диспергирующую способность бурового раствора и увеличивают ингибирующие свойства.
3. Опытный состав добавки к буровому раствору рекомендуется к применению не только в эмульсионных буровых системах, но и для растворов на водной основе при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях.

4. Применение опытной композиции способствует повышению эффективности работы породоразрушающего инструмента, за счет лучшей передачи нагрузки на долото, снижения сил трения, лучшей очистки забоя от шлама, особенно в горизонтальном стволе. Интенсивность набухания терригенных отложений снизилась на 64%, что способствует повышению устойчивости стенок скважины и отсутствию затяжек и посадок инструмента.

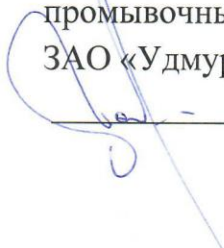
5. Стоимость 1 м³ базового раствора составляет 6 753 руб, стоимость 1 м³ раствора с комплексной добавкой составляет 7 319 руб по данным 2018 года

6. До применения раствора с нашей добавкой время на ликвидацию осложнений составило 72 ч, с использованием Девон-2Л составило 22 ч. Общая экономия стоимости бурения одного бокового ствола с применением предлагаемого бурового раствора составляет 1 100 000 рублей.

Старший преподаватель
кафедры «БНГС»
ФГБОУ ВО «УГНТУ»


Г.Л. Гаймалетдинова

Начальник Службы
промывочных жидкостей
ЗАО «Удмуртнефть -Бурение»


Д.А. Меньшиков

Приложение 3

Патент на изобретение реагента «Девон-2л»

