

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования «Тюменский индустриальный университет»
(ТИУ)

На правах рукописи

Парфирьев Василий Анатольевич



ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСТВОРОВ НА
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ С
ТЕРРИГЕННЫМ КОЛЛЕКТОРОМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Закиров Н.Н.

Тюмень – 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ).....	13
1.1 Геологические особенности Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения.....	14
1.1.1 Свойства и состав пластовых флюидов хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения.....	16
1.2 Анализ качества строительства скважин на Восточно-Алинском месторождении	17
1.3 Влияние технологии вскрытия пласта на потенциальную продуктивность скважин.....	22
1.3.1 Оценка потенциальной продуктивности скважин, пробуренных на терригенные отложения хамакинского горизонта (продуктивный пласт В ₁₀) Восточно-Алинского месторождения.....	23
1.4 Факторы, влияющие на изменение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов при строительстве и освоении нефтяных скважин..	27
1.5 Выводы по главе 1.....	34
ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ СОСТАВА ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА.....	35
2.1 Влияние применяемых минерализованных буровых растворов на фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта.....	41
2.2 Обоснование состава буровых растворов на углеводородной основе для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения.....	45
2.3 Обоснование технологии вскрытия хамакинского горизонта в условиях равновесия на пласт.....	48
2.4 Выводы по главе 2.....	52
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА НОВЫХ РЕЦЕПТУР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННОГО	

КОЛЛЕКТОРА И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ.....	53
3.1 Разработка и исследование рецептур технологических жидкостей на углеводородной основе.....	53
3.2 Программа лабораторных исследований.....	56
3.2.1 Выбор эмульгатора в систему инвертно-эмульсионного раствора.....	59
3.2.2 Изучение влияние эмульгаторов на электростабильность обратной эмульсии.....	63
3.2.3 Выбор понизителя активности водой фазы инвертно-эмульсионного раствора и определение плотности эмульсии в зависимости от концентрации водной фазы.....	65
3.2.4 Исследование набухающей способности, структурообразующих и фильтрационных свойств органофильных глин.....	67
3.2.5 Изучение добавки негашеной извести в рецептуре инвертно-эмульсионного раствора.....	70
3.2.6 Влияние гидрофобизирующих добавок на параметры инвертно-эмульсионного раствора.....	72
3.2.7 Влияние на параметры инвертно-эмульсионного раствора добавки легкого таллового масла.....	76
3.3 Определение коэффициента восстановления проницаемости коллектора после воздействия на него инвертно-эмульсионного раствора	80
3.4 Оптимизация концентраций реагентов в составе бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта В ₁₀ хамакинского горизонта.....	86
3.5 Обоснование выбора рецептуры бурового раствора для первичного вскрытия терригенного коллектора хамакинского горизонта.....	100
3.6 Технология вскрытия продуктивного пласта В ₁₀ Восточно-Алинского месторождения.....	108
3.7 Выводы по главе 3.....	113

ГЛАВА 4 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТАННЫХ РУО ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА	115
4.1 Технологическая эффективность предлагаемых технологий и технических решений с применением инвертно-эмульсионного раствора.....	115
4.2 Критерии оценки эффективности первичного вскрытия пласта на инвертно-эмульсионного раствора.....	118
4.3 Утилизация буровых шламов, образующихся при строительстве скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе.....	122
4.4 Оценка экономической эффективности предлагаемых технологий и технических решений.....	125
4.5 Выводы по главе 4.....	129
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	130
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	131
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	133
ПРИЛОЖЕНИЕ А Регламент по приготовлению бурового раствора на углеводородной основе (РУО) для первичного вскрытия продуктивных пластов в скважинах на месторождениях НГДУ «Талаканнефть».....	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Регламент по бурению удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на месторождениях НГДУ «Талаканнефть».....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ В Отчёт о результатах исследований по определению степени влияния буровых растворов на водной основе и углеводородной основе на фильтрационно-ёмкостные свойства пласта В ₁₀ Алинского и Восточно-Алинского месторождений.....	162
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Парные сравнения по критериям второго уровня качественной модели обоснования выбора состава бурового раствора и вычисление нормированных и идеальных приоритетов альтернатив	168
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Организационно-технические мероприятия.....	176
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Акт о проведении ОНР.....	180

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Акт о проведении опытно-промышленных работ по бурению с применением бурового раствора на углеводородной основе (ИЭР) на Восточно-Алинском месторождении ПАО «Сургутнефтегаз».....	182
ПРИЛОЖЕНИЕ И Акт внедрения.....	184
ПРИЛОЖЕНИЕ К Результаты испытаний эмульсии.....	186
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Справка.....	198
ПРИЛОЖЕНИЕ М Свидетельство о регистрации программы для ЭМВ.....	199

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Восточно-Сибирская нефтегазоносная провинция является одним из динамично развивающихся регионов России. В регионе разведанные и предварительно оцененные запасы нефти превышают 3,6 млрд. т, степень разведанности – 11,8 %, доля неоткрытых ресурсов составляет 76 %, что является потенциалом прироста будущих запасов нефти в целом по стране.

Большая часть этих запасов расположена в Якутии и приурочена к Непско-Ботуобинской антеклизе, в частности месторождения Талаканской группы, разрезы которых представлены преимущественно карбонатным коллектором осинского горизонта и терригенным коллектором порового типа хамакинского горизонта вендского возраста – пласт В₁₀. В работе рассмотрены проблемы первичного вскрытия именно пластов с терригенным типом коллектора Восточно-Алинского месторождения, относящегося к Талаканской группе.

Вскрытие терригенного коллектора пласта В₁₀ осложнено наличием тектонических деформаций в виде зон деструкций (разломов) и сдвигов, а также аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД, коэффициент аномальности – 0,8) и относительно низкими пластовыми температурами (в среднем 14 °С). Дополнительными факторами, усложняющими процесс вскрытия и дальнейшую эксплуатацию пласта В₁₀, являются подверженность породы-коллектора негативному воздействию фильтрата бурового раствора ввиду его гидрофильности, а также набухание ангидрита при контакте с водой, содержащейся в поровом пространстве в виде включений.

Опыт строительства скважин показывает, что применение моносолевых и соленасыщенных буровых растворов, содержащих водную дисперсионную среду, приводит к снижению продуктивности скважин. Порядка 30 % скважин имеют пониженную начальную производительность (по сравнению с потенциально возможной).

Степень разработанности темы исследования

Исследования причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов и совершенствование технологий при бурении скважин отражены в работах отечественных и за-рубежных ученых: И.К. Ахметшина, С.Н. Бастрикова, М.М-Р. Гайдарова, Р.А. Гасумова, В.Д. Городнова, Т.З. Ибрагимова, А.В. Казьмина, Н.М. Касьянова, Г.В. Конесева, Ю.С. Кузнецова, М.И. Липкеса, Р.Р. Лукманова, М.Р. Мавлютова, В.И. Мищевича, И.Т. Мищенкова, М.М. Муслимова, И.Л. Некрасовой, Н.И. Николаева, В.И. Ноздри, Г.А. Орлова, В.И. Токунова, А.Х. Фаткуллина, З.З. Шарафутдинова, Joshi S.D., G.E. Dawies и многих других.

Результаты этих исследований нашли свое отражение в эпизодическом применении рекомендаций на ряде месторождений Восточной Сибири. Актуально использование в качестве основы нефти или продуктов ее переработки, реагентов для регулирования технологических свойств промывочной жидкости в условиях низких температур, низких пластовых давлениях, переслаивания терригенных, солевых, карбонатных отложений, включения ангидритов в поровом пространстве, трещиноватости пород, т.е. в конкретных условиях Восточной Сибири.

Объект исследования - продуктивный пласт с терригенным коллектором Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Предмет исследования - Физико-химические свойства инвертно-эмульсионных растворов, влияющие на сохранение естественных фильтрационных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта В₁₀ хамакинского горизонта.

Цель работы - повышение качества первичного вскрытия терригенного коллектора продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения, разработанным РУО, обеспечивающим сохранение фильтрационно-емкостных свойств.

Идея работы заключается в разработке инвертного эмульсионного раствора на углеводородной основе из продукции вскрываемого пласта, для ингибирования терригенного коллектора и стабилизации структурно-реологических свойств пластового флюида с сохранением естественных ФЕС.

Основные задачи исследования:

1. Анализ научных исследований и разработок для обоснования типов промывочных жидкостей для вскрытия пласта В10 хамакинского горизонта.
2. Исследование факторов, влияющих на сохранение ФЕС терригенного коллектора при вскрытии продуктивного пласта В10 в условиях Восточно-Алинского НГКМ, и обоснование требований к параметрам бурового раствора.
3. Разработка компонентного химического состава ИЭР для условий вскрытия продуктивного пласта с терригенным типом коллектора хамакинского горизонта.
4. Проведение опытно-промышленных испытаний разработанного ИЭР и оценка эффективности его применения при первичном вскрытии продуктивного пласта Восточно-Алинского месторождения.

Научная новизна работы:

1. Разработан алгоритм определения эффективности предложенных составов инвертно-эмульсионных буровых растворов на основе углеводородной среды, полученной из пластового флюида нефтяного месторождения, для сохранения при контакте с терригенной породой-коллектором исследуемого объекта естественных фильтрационно-емкостных свойств.
2. Разработана математическая зависимость, позволяющая определить компоненты инвертно-эмульсионных буровых растворов, обеспечивающих сохранение естественных фильтрационных свойств пласта В10 Восточно-Алинского месторождения.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Теоретическая значимость диссертации заключается в научном обосновании и разработке компонентного состава ИЭР на основе углеводородов, имеющих физико-механические свойства идентичные пластовой продукции, добавлением подобранных эмульгаторов, гидрофобизаторов и стабилизаторов, обеспечивающих ингибирование терригенного коллектора с сохранением структурно-реологических свойств пластового флюида.
2. Применение разработанного состава ИЭР обеспечило вскрытие пласта с минимальным ухудшением его ФЕС с последующим полным их восстановлением и

увеличением притока нефти скважины на 29 т/сут в осложненных условиях Восточно-Алинского месторождения (низкие термобарические условия, изменчивость литологического разреза, трещиноватость пород, гидрофобность коллектора, наличие ангидрита, содержащегося в поровом пространстве в виде включений).

3. Применение разработанного состава ИЭР в условиях Восточно-Алинского НГКМ соответствует требованиям законодательных актов РФ в области охраны труда и промышленной безопасности, а также природоохранного законодательства РФ.

4. Результаты проведенных исследований применяются при составлении проектной и нормативно-технической документации для строительства скважин на месторождениях Восточной Сибири ПАО «Сургутнефтегаз».

5. Разработаны, утверждены и внедрены: руководящий документ Р 1800-076-2020 «Регламент по приготовлению бурового раствора на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов в скважинах на месторождениях НГДУ «Талаканнефть», руководящий документ Р 1800-077-2020 «Регламент по бурению удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на месторождениях НГДУ «Талаканнефть» (приложения А, Б).

Методология и методы исследования

Работа выполнялась с применением информационно-аналитических, экспериментальных, опытно-промышленных методов. Предметом исследования являлся инвертно-эмульсионный раствор на основе дизельного топлива и нефти. Лабораторные испытания проводились с применением методики рационального математического планирования эксперимента и методов статистического анализа на современном сертифицированном оборудовании.

Научные положения и выводы подкреплены фактическими данными, представленными в таблицах и рисунках, подтверждены результатами опытно-промышленных испытаний, а также использованием их при составлении проектной и нормативно-технической документации для строительства скважин на месторождениях Восточной Сибири ПАО «Сургутнефтегаз».

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанная методика рационального планирования эксперимента, основанная на методе анализа иерархий с использованием авторского программного обеспечения (свидетельство гос. рег. №2023664366), позволяет выявить зависимость свойств бурового раствора, необходимых для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, от его компонентного состава.

2. Разработанный инвертно-эмульсионный буровой раствор для первичного вскрытия пласта-коллектора В10 Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе пластового флюида (состав: пластовая нефть - 65%, водный раствор CaCl_2 – 27,5%, эмульгаторы – 3,5%, гидрофобизатор – 1,5%, органобентонит – 1,5%, CaO (негашеная известь) – 1%) позволяет сохранить его первоначальные фильтрационно-емкостные свойства.

Степень достоверности результатов подтверждается проведением экспериментальных исследований по соответствующим зарубежным и отечественным стандартам на современном и сертифицированном оборудовании, достаточной сходимостью результатов исследований. Обработка экспериментальных исследований осуществлена с помощью методики рационального математического планирования эксперимента. Полученные результаты исследований апробированы на всероссийских и международных конференциях.

Апробация диссертационной работы проведена на 12 научно-технических мероприятиях с докладами: Всероссийская научно-техническая конференция «75 лет Нефтяному образованию республики Башкортостан, посвященная 70-летию Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа, 2018 г.); VII Международная конференция с элементами научной школы для молодежи «Экологические проблемы нефтедобычи» (г. Уфа, 2018 г.); Актуальные проблемы науки и техники – 2019 (г. Уфа, 2019 г.); Всероссийская научно-техническая конференция «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ 2019: эффективные технологии разработки нефтегазовых месторождений» (г. Иркутск, 2019 г.); Международная академическая конференция «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири» (г. Тюмень, 2020 г.); Международная

научно-практическая конференция «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» (г. Тюмень, 2021 г.); Всероссийская научная конференция «Геология и нефтегазовый потенциал Республики Саха (Якутия): проблемы разведки и освоения» (г. Якутск, 2022 г.); Национальная научно-техническая конференция «Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина» (г. Тюмень 2022 г.); Всероссийская научно-техническая конференция «ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ 2022: эффективные технологии разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Новые вызовы. Развитие технологического потенциала и суверенитета региона» (г. Иркутск, 2022 г.); Международная научно-практическая конференция им. Д.И. Менделеева, посвящённая 90-летию профессора М.З. Магарила. Освоение нефтегазовых скважин Восточной Сибири (г. Тюмень, 2022 г.); Международная научно-практическая конференция «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», посвященная памяти Виктора Ефимовича Копылова (г. Тюмень 2022 г.); III Международная научно-практическая конференция «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» посвящённая памяти В.И. Муравленко (г. Тюмень, 2023 г.).

Личный вклад автора. Проведен обзор и анализ существующих проблем в области строительства скважин на терригенный коллектор в Восточной Сибири, параметров и составов применяемых промывочных жидкостей и оценено их влияние на ФЕС продуктивного пласта. Выявлены основные причины снижения проницаемости призабойной зоны пласта, основанные на изменении ФЕС вследствие гидрофобности коллектора, низких пластовых температур, АНПД и включения ангидрита в поровом пространстве породы. Разработаны растворы ИЭР, удовлетворяющие сложным горно-геологическим особенностям Восточно-Алинского месторождения. Проведено обоснование и внедрение разработанной рецептуры ИЭР в производственный процесс при строительстве скважин

месторождений Восточной Сибири. Проведена статистическая обработка и интерпретация результатов, представлены выводы и рекомендации.

Публикации по работе. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 24 печатных работах, в том числе в 5 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – перечень ВАК) [41, 47, 51, 55, 57], в 7 статьях в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus [1, 2, 49, 53, 56, 58, 110], в 12 статьях - в сборниках научных трудов и материалов конференций [26, 42, 43, 44, 45, 46, 50, 52, 54, 59, 60, 61]. Получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ (приложение М).

Структура работы. Диссертационная работа изложена на 199 страницах, содержит 39 таблиц, 16 рисунков. Состоит из введения, четырёх глав, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников из 113 наименований, 11 приложений.

Благодарности

Автор выражает искреннюю благодарность научному руководителю доктору технических наук, профессору Закирову Н.Н. за научное руководство над работой, и глубокую признательность коллегам Тюменского отделения СургутНИПИнефть, НГДУ «Талаканнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», и коллективу кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Ресурсы Восточной Сибири по разным источникам оцениваются в 65-99 млрд. т. нефти, при этом регион в геологической части изучен слабо, большинство запасов отнесены к категории Д2, степень разведанности – 11,8 %, доля неоткрытых ресурсов составляет 76 %, – что является потенциалом прироста будущих запасов нефти в целом по стране. Данная нефтегазовая провинция представлена 74 месторождениями углеводородов. Наиболее полно нефтегазовый потенциал определен в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области. Развитие нефтегазовой отрасли в данном регионе относится к приоритетному по воспроизводству сырьевой базы и наращиванию добычи углеводородов на территории России. Большинство месторождений углеводородов Восточной Сибири представлено нефтью, газом, конденсатом. В составе свободного газа, кроме метана, содержатся в значительных концентрациях его гомологи – этан, пропан, бутан, а также конденсат и гелий. Основная добыча углеводородов связана с вводом в эксплуатацию таких месторождений, как Ванкорское (50 % от общей добычи нефти по региону), Верхнечонское (19 %) и Талаканское (18 %), при этом возможно еще увеличение нефтедобычи за счет сателлитов и средних по размерам соседних месторождений [94, 73].

Перспектива нефтегазоносности месторождений Республики Саха (Якутия) связана с развитием карбонатных коллекторов в осинском горизонте и терригенных в хамакинском горизонте месторождений Талаканской группы, являющихся одними из основных нефтеносных горизонтов непско-ботуобинской зоны. В геологическом строении структур данной группы месторождений принимают участие образования четвертичные, юрские, кембрийские, вендские и отложения кристаллического фундамента. Разработка и разбуривание месторождений на рассматриваемых площадях осложнена тектоническими деформациями (обширная расчленённость коллектора), АНПД (коэффициент аномальности – 0,8), высоким коэффициентом кавернозности до 1,70, низкими пластовыми температурами (14 °С), наличием гипсовых включений в поровом пространстве пласта и др. [39].

1.1 Геологические особенности Восточно-Алинского нефтегазоконденсатного месторождения

Восточно-Алинское месторождение в административно-географическом отношении находится на территории Ленского района Республики Саха (Якутия). Объектом разработки является хамакинский продуктивный горизонт (пласт В₁₀) паршинской свиты вендского возраста. По данным литологических и петрофизических исследований керна, пласт характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Его эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 2,2 - 16,5 м, средняя проницаемость $149,3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В составе Восточно-Алинского месторождения выделяются две залежи: залежь 1 (южная) и залежь 2 (северная).

Залежь 1 расположена преимущественно в пределах Алинского мегаблока. Разломом северо-западного простирания она делится на юго-западную (большую) часть и северо-восточную. В её составе выделяются девять блоков: Южный-газонефтяной, Центральный – газонефтяной, Малый Центральный – газонефтяной, Западный – газонефтяной (принадлежащие юго-западной части залежи) и Северный 1 – газонефтяной, Северный 2 – нефтяной, Северный 3 – газовый, Северный 4 – газовый и Северный 5 – газовый (принадлежащие северо-восточной части залежи 1).

Кровля коллектора хамакинского горизонта пласта В₁₀ вскрыта на глубинах 1391,8-1504,6 м (а.о.-998,8-1052,9 м). Эффективные толщины изменяются от 3,6 м до 36,2 м, нефтенасыщенные – от 2,2 м до 16,5 м, газонасыщенные – от 0,6 м до 22,6 м.

Залежь 2 сформировалась в пределах Таранского мегаблока. В её составе выделяются два блока: газовый, расположенный на Восточно-Алинском и Верхне-Пеледуйском лицензионных участках (ЛУ), и нефтяной, составляющий около 10 % площади залежи и расположенный преимущественно на Верхне-Пеледуйском ЛУ. В обоих блоках уровни ВНК не выявлены. В границах залежи пробурено всего 8 поисково-разведочных скважин. Кровля коллектора хамакинского горизонта пласта В₁₀ вскрыта на глубинах 1402,0-1432,8 м (а.о. 1000,9-1032,2 м).

Эффективные толщины изменяются от 3,8 м до 18,1 м, нефтенасыщенные – от 4,4 м до 6,6 м, газонасыщенные – от 3,2 м до 15,8 м.

В физико-географическом отношении Восточно-Алинское месторождение располагается в пределах провинции Приленское и Лено-Алданское таежные пластовые плато Восточной Сибири. Месторождение находится в начальной стадии обустройства, основными факторами, определяющими инженерно-геологические условия месторождения, являются: геологическое строение, интенсивность и характер развития экзогенных процессов, сейсмоактивность (5 баллов).

Анализ разреза хамакинского горизонта по керну показал, что пласт представлен песчаником различной зернистости с подчинёнными прослоями аргиллитов и алевролитов с включениями ангидрита, реже встречающимися слойками гравелитов, приуроченных, как правило, к подошвам проницаемых прослоев. Часто присутствуют прослойки, представленные мелкомасштабным ритмичным переслаиванием аргиллитов и песчаников (приливно-отливная зона), а также прослойки, содержащие уплощенные глинистые обломки, диаметром, соизмеримым с диаметром керна. Отмечается тенденция уменьшения вверх по разрезу размерности зёрен как в отдельных циклах, так и в целом по пласту. Проведённые литолого-петрофизические исследования керна из хамакинского горизонта пласта B_{10} на примере Восточно-Алинского месторождения характеризуют, в первую очередь, его алевроито-песчаную часть, к которой приурочены продуктивные коллекторы [107].

Современное состояние терригенных коллекторов хамакинского горизонта пласта B_{10} сформировано в результате не только седиментационных процессов, но в преобладающем плане вторичного минералообразования. Проведенные исследования показали, что коллекторы хамакинского горизонта подвергались различным вторичным процессам, проявившимся с разной степенью интенсивности и по-разному воздействовавшим на его формирование. Такими процессами явились: регенерация кварца (и полевого шпата), уплотнение, карбонатизация, ангидритизация, галитизация и битуминизация. Довольно прочный скелет (каркас), образованный в коллекторах за счет регенерации

кварцевых зерен, препятствовал уплотнению породы с глубиной. В результате породы оказались недоуплотненными на ранних стадиях диагенеза, произошедшее на последующих этапах неоминералообразования не было столь интенсивным, чтобы значительно ухудшить коллекторские свойства пород. Именно это обеспечило им высокие фильтрационно-емкостные параметры (таблица 1.1) [46, 54, 81].

Таблица 1.1 – Средние значения и изменчивость коллекторских свойств по хамакинскому горизонту пласта В₁₀

Пласт, часть пласта	Эффективная толщина, м	Пористость, %			Эффективная толщина, м	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²			Эффективная толщина, м	Водоудерживающая способность, %		
		Минимальная	Максимальная	Средневзвешенная		Минимальная	Максимальная	Средневзвешенная		Минимальная	Максимальная	Средневзвешенная
В целом:	176,0	3,6	21,2	10,8	173,0	0,1	4150,7	287,3	154,6	3,6	68,8	23,0
Газонасыщенная часть	26,6	3,6	21,0	11,5	23,6	0,1	843,8	183,1	23,6	9,9	63,3	24,0
Нефтенасыщенная часть	111,2	3,6	21,2	10,6	111,2	0,1	4150,7	322,7	105,6	5,9	68,8	23,3
Нефтегазонасыщенная часть	137,8	3,6	21,2	10,8	134,8	0,1	4150,7	298,2	129,2	5,9	68,8	23,4
Водонасыщенная часть	38,2	4,0	17,0	10,6	38,2	0,1	3615,7	248,5	25,4	3,6	67,8	20,8

1.1.1 Свойства и состав пластовых флюидов хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения

Результатами комплекса проведенных исследований установлено, что пластовое давление в залежи составляет 11,5 МПа, пластовая температура в среднем 14 °С; в условиях пласта нефть хамакинского горизонта средней степени

газонасыщенности (газосодержание при дифференциальном разгазировании $72 \text{ м}^3/\text{т}$), легкая ($0,794 \text{ г/см}^3$), маловязкая (в среднем $4,21 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), с давлением насыщения значительно ниже пластового ($7,4 \text{ МПа}$) [81, 96].

Пластовые воды представлены хлоридно-кальциевыми рассолами с плотностью в стандартных условиях $1132\text{-}1285 \text{ кг/м}^3$. Общая минерализация колеблется от 188 до 402 г/л (таблица 1.2). Водорастворенный газ не исследовался. По литературным данным [87] и результатам анализа вод Восточно-Алинского месторождения газонасыщенность пластовых вод составляет $0,315 - 0,780 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Состав газа преимущественно метановый. Вязкость воды в условиях пласта и на поверхности очень высокая ($3,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) в связи с высокой минерализацией и низкой пластовой температурой. Вода является нестабильной по карбонату кальция. В пласте отложение солей не ожидается, т.к. перенасыщенные растворы воды находятся в равновесном состоянии. Но в прискважинной зоне, где происходит дегазация водонефтяной смеси, возможно отложение солей.

1.2 Анализ качества строительства скважин на Восточно-Алинском месторождении

Бурение эксплуатационных скважин на Восточно-Алинском лицензионном участке производилось по групповым рабочим проектам согласно следующей конструкции [84, 4, 89, 105]:

- направление диаметром 324 мм, глубина спуска 50 м по вертикали, цементируется до устья;
- кондуктор диаметром 245 мм, глубина спуска 630 м по вертикали, цементируется до устья;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается на проектный забой, в наклонно-направленных скважинах цементировалась до устья, в эксплуатационных скважинах с субгоризонтальным участком в состав колонны включаются фильтры и производится манжетное цементирование.

Таблица 1.2 – Свойства и химический состав пластовых вод Восточно-Алинского месторождения, хамакинского горизонта, пласт В₁₀ (1440-1490 м)

Параметр	диапазон изменения	среднее значение
Газосодержание, м ³ /м ³	(0,3 – 0,8)	(0,4)
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1132 - 1285	1228
- в условиях пласта	(1139 - 1292)	(1235)
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	(2,7 – 3,2)	(3,1)
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	(4,0 – 4,7)	(4,3)
Объёмный коэффициент, доли ед.	(0,994 – 0,997)	(0,995)
Химический состав вод, мг/л (мг-экв/л)		
Na ⁺⁺ K ⁺	20555 - 47887	33093
	727 - 2062	1306
Ca ⁺²	18004 - 103747	72629
	898 - 5177	3625
Mg ⁺²	2154 - 22000	8816
	177 - 1800	724
Cl ⁻	117921 - 249867	198184
	3326 - 7039	5586
HCO ³⁻	следы - 6700	1116
	0 - 110	18,3
CO ₃ ⁻²	<0,2	<0,2
	0	0
SO ₄ ⁻²	14,7 – 868,4	220,4
	0,3 – 18,1	4,6
NH ₄ ⁺	н/опр.	н/опр.
Br ⁻	606 - 7290	4233
J ⁻	0 – 9,0	2,7
B ⁺³	н/опр.	н/опр.
Li ⁺	н/опр.	н/опр.
Sr ⁺²	н/опр.	н/опр.
Rb ⁺	н/опр.	н/опр.
Cs ⁺	н/опр.	н/опр.
Fe _{общ.}	0,8 - 5401	1849
Общая минерализация, г/л	188 - 402	319
Водородный показатель, pH	1,96 - 6.08	4,23
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	хлоридно-кальциевый рассол	
Количество исследованных проб (скважин)	13 (скв. 304-3П, 304-7П, 304-8Р)	

Опыт строительства скважин на месторождениях Талаканской группы показал наличие большого числа осложнений как геологического (ММП, мощные толщи солевых отложений, магматические интрузивные тела), так и технологического характера, где наиболее распространенным является поглощение бурового и тампонажного растворов вплоть до потери циркуляции. При этом отмечается различная интенсивность поглощения технологических жидкостей в интервалах от 40 до 500 м и в интервале продуктивного горизонта хамакинского пласта начиная с глубины 1391 м (таблица 1.3) [50, 90].

Таблица 1.3 – Интервалы и интенсивность поглощения по месторождениям

Месторождение	Интервал ММП	Интервал начала поглощения, м	Интенсивность поглощения, м ³ /час
Талаканское	0-70	114-295	от 8 до полного
Северо-Талаканское	0-70	86-135	от 6 до полного
Центральный блок Талаканского НГКМ	0-70	201-331	от 22 до полного
Восточный блок Талаканского НГКМ	0-70	82-201	от 11 до полного
Южно-Талаканское	0-70	43-491	от 3 до полного
Алинское	0-180	60-280	от 5 до полного
Восточно-Алинское	0-180	70-159	от 12 до полного
Восточно-Алинское	0-180	1391-1504	от 3 до полного

Основная причина поглощения промывочной жидкости (отсутствие циркуляции) при бурении скважин под кондуктор в интервале 70-159 м обусловлена наличием в разрезе указанных месторождений многолетнемерзлых, рыхлых и слабосцементированных пород, крупных дизъюнктивных нарушений и связанных с ними карстовых образований, а также развитием водонасыщенных горизонтов вплоть до подземных «ручьев и рек». Все вышперечисленное в значительной степени затрудняет строительство скважин.

При дальнейшем углублении скважины из-под кондуктора при бурении интервала под эксплуатационную колонну соевым биополимерным раствором (СБР) были получены значительные осложнения в виде поглощений, образований каверн, наработки уступов, кольматация продуктивного горизонта и как следствие

снижение качества крепления эксплуатационной колонны. Это вызвано геологическими особенностями строения данной группы месторождений, такими как:

- широкое развитие каверн в интервалах солевых отложений (до 1,70);
- аномально низкие пластовые температуры и давления (14°C, 0,8);
- дифференциация пластовых давлений по разрезу при наличии большого количества проницаемых и водонасыщенных горизонтов.

С другой стороны, наличие в разрезе месторождений твердых и высокоабразивных пород, представленных высококонсолидированными кварцевыми песчаниками, переслаивающимися с пропластками аргиллитов с непредсказуемыми углами залегания в значительной степени, отражается на механической скорости проходки по причине трудного удержания требуемого зенитного угла ствола скважины. Наиболее труднобуримые породы в представленном разрезе – отложения доломитов в вышележащих пластах (особенно их окремненные разности), интрузивные тела, представленные, как правило, гранито-гнейсами, гранодиоритами и породами основного состава. При этом трещиноватость пород сложно спрогнозировать, и бурение таких отложений неизменно приводит к катастрофическим поглощениям [22, 45, 104].

Опыт строительства скважин показал, что применение моносолевых буровых растворов не позволяет одновременно решать задачи по бурению интервалов солевых отложений Юрегинской свиты и качественному первичному вскрытию продуктивного пласта В₁₀. В процессе вскрытия бурением хамакинского горизонта, в вещественном составе породы которого присутствует до 25 % безводной формы сульфата кальция CaSO₄ (ангидрита), способного при контакте с водой увеличиваться в объеме до 30 % образуя гипс (CaSO₄×2 H₂O), фиксируется частичная или полная потеря проницаемости коллектора. Участки ангидритизации на керне продуктивного пласта В₁₀ хамакинского горизонта разведочной скважины №304-27Р представлены на рисунке 1.1.

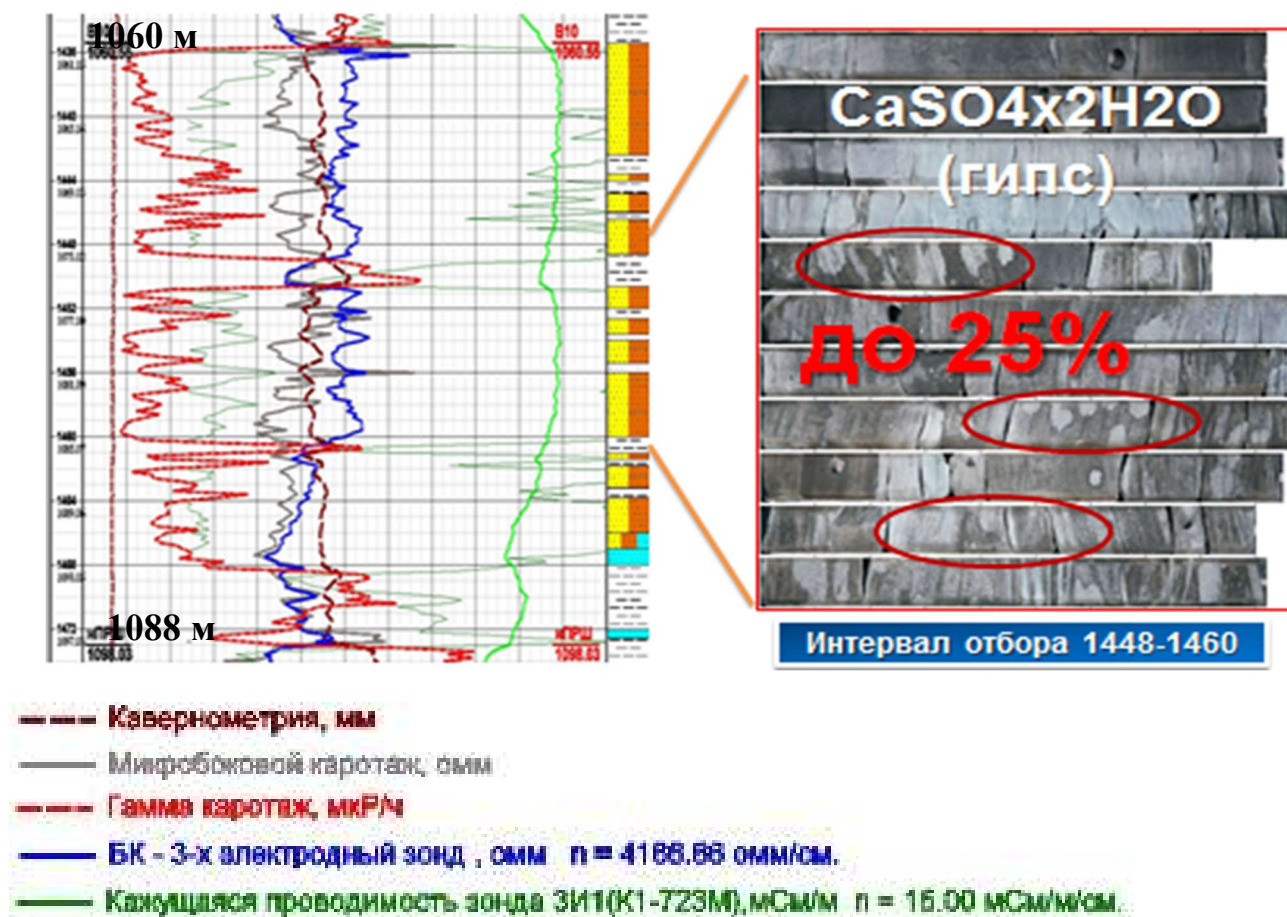


Рисунок 1.1. – Участки ангидритизации на керне продуктивного пласта В₁₀ разведочной скважины №304-27Р

Дополнительно наличие в геологическом разрезе мощных солевых отложений при сравнительно продолжительном времени циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения под эксплуатационную колонну (до 10 суток) приводит к размыванию каменной соли и образованию крупных каверн.

Опыт бурения скважин на месторождении Талаканской группы позволил выявить основные причины, оказывающие влияние на качество строительства скважин и вскрытие продуктивного пласта [55]:

- наличие зон трещиноватых и кавернозных пород (зоны частичного поглощения);
- наличие зон многолетнемерзлых пород;
- наличие интервалов солевых отложений с высокой кавернозностью;
- аномально низкое пластовое давление и низкая пластовая температура;
- гидрофобные коллекторские свойства пласта;

– вкрапления ангидрита в поровом пространстве пласта, который набухает при взаимодействии с водой.

1.3 Влияние технологии вскрытия пласта на потенциальную продуктивность скважин

Как известно, в промысловой практике оценка эффективности строительства скважины проводится по ряду факторов, одним из которых является соотношение проектного дебита (потенциальная продуктивность) скважины к ее фактическому дебиту. Данный показатель позволяет определить эффективность первичного вскрытия продуктивного горизонта и выбранной технологии заканчивания скважин [40, 52].

«Качество первичного вскрытия пластов определяет большое число факторов, связанных с бурением продуктивного пласта, перфорацией скважин и конструкции их забоев, а также с фильтрационными характеристиками пласта и физико-химическими процессами, происходящими в пористой среде прискважинной зоны при бурении и перфорации» [71]. Анализ литературных источников показывает, что проницаемость прискважинной зоны является важнейшей характеристикой, влияющей на потенциальную продуктивность скважин.

Практика бурения скважин на терригенные отложения хамакинского горизонта (продуктивный пласт В₁₀) показала, что применение традиционных моносолевых и соленасыщенных буровых растворов недостаточно эффективно для одновременного решения задач по вскрытию интервалов солевых отложений и качественному первичному вскрытию продуктивных пластов [8, 18, 103].

Основной причиной ухудшения фильтрационно-емкостных свойств прискважинной зоны в скважинах является применение растворов на водной основе, вызывающих набухание ангидритизированных включений в продуктивном пласте, создающих избыточную репрессию на продуктивный пласт при бурении, цементировании и перфорации, что в совокупности приводит к снижению ФЕС продуктивного объекта.

1.3.1 Оценка потенциальной продуктивности скважин, пробуренных на хамакинский горизонт (продуктивный пласт В₁₀) Восточно-Алинского месторождения

Потенциальный дебит жидкости скважины для условий вертикальной (наклонно-направленной) скважины оценивается на основе формулы Дюпюи (1.1) для несовершенной вертикальной скважины, работающей на стационарном режиме и вскрывшей N пропластков, каждый из которых имеет толщину h_i и проницаемость k_i [72]:

$$Q = 2\pi \sum_{i=1}^N \frac{k_i h_i}{\mu_i} \cdot \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 + S_0}, \quad (1.1)$$

где k_i, h_i – проницаемость и толщина i -го пропластка, вскрытого скважиной, м;
 μ_i – динамическая вязкость пластового флюида, насыщающего i -й пропласток, вскрытый скважиной;
 $P_{\text{пл}}$ – значение пластового давления в зоне дренирования скважины, МПа;
 $P_{\text{заб}}$ – значение забойного давления на установившемся режиме работы при испытании (освоении) скважины, МПа;
 R_k – контур питания скважины при установившемся режиме работы;
 r_c – радиус скважины по долоту, м;
 C_1 – несовершенство по характеру вскрытия, зависит от параметров перфорации;
 C_2 – несовершенство по степени вскрытия, зависит от интервала перфорации;
 S_0 – скин-фактор, зависит от конструкции забойного участка скважины (в том числе любых технологических воздействий).

Нельзя считать потенциальным дебитом скважины дебит, рассчитанный при нулевом значении скин-фактора, так как его наличие обусловлено особенностями технологических процессов строительства и заканчивания скважины, соответственно все процессы, приводящие к снижению пористости и проницаемости коллектора и увеличению перепада давления при фильтрации

пластовой жидкости в призабойной зоне пласта, отражаются на величине скин-фактора [68, 72].

Потенциальный дебит жидкости новых эксплуатационных скважин оценивался на основе среднего коэффициента пропорциональности для конкретного участка пласта (эксплуатационного объекта) по ранее пробуренным скважинам данного участка, который рассчитывается на основе анализа работы ранее пробуренных скважин участка пласта по формуле (1.2 и 1.3)

$$\alpha = \frac{Q_{\text{факт}}}{\sum k \cdot h \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}, \quad (1.2)$$

$$\alpha = \sum_i^n \frac{\alpha}{N} \quad (1.3)$$

где $Q_{\text{факт}}$ - фактический дебит жидкости скважины при освоении, м³/сут;

$\alpha_{\text{ср}}$ - среднее значение коэффициента (продуктивность скважины, приведенная к единице проводимости пласта), определенного на основе статистического анализа результатов освоения новых скважин по конкретному месторождению, пласту, залежи, конструкции скважины, $\sum k \cdot h$ - суммарный коэффициент проводимости всех вскрытых скважиной (перфорацией) нефтенасыщенных интервалов пласта, определяется на основании результатов геофизических исследований скважины, проведенных в открытом стволе,

$P_{\text{пл}}$ - значение пластового давления, принимается по результатам построения карты изобар либо по значению начального пластового давления по залежи, МПа;

$P_{\text{заб}}$ - значение забойного давления, соответствующее замеряемому фактическому дебиту жидкости при освоении, МПа;

N - количество ранее пробуренных скважин участка пласта, шт.

Потенциальный дебит жидкости новой скважины на данном участке пласта рассчитывается по следующей формуле (1.4):

$$Q_n = \alpha_{\text{ср}} \cdot \sum_i^n k \cdot h \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \quad (1.4)$$

Скважины для расчета среднего коэффициента $\alpha_{\text{ср}}$ необходимо принимать с учетом геологических особенностей конкретного участка пласта (эксплуатационного объекта) и конструкции скважины. При расчете потенциального дебита скважины необходимо рассматривать несколько фильтрационных моделей «скважина-пласт» (конструкции скважины), описывающих приток пластового флюида в ствол скважины [72]:

- вертикальная (наклонно-направленная) скважина;
- вертикальная (наклонно-направленная) скважина с хвостовиком (открытый ствол).

Для сравнения потенциальных дебитов эксплуатационных объектов терригенного коллектора на Восточно-Алинском месторождении были рассмотрены 72 эксплуатационные скважины данного участка, построенные согласно проектной документации с применением НСБР и давшие приток нефти, в качестве фактических дебитов и уровней использовались замеры, произведенные на установившихся режимах на завершающем этапе освоения скважины.

Анализ показал, что средний дебит по скважинам, введенным в эксплуатацию с 2012 по 2015 годы, составляет 10–15 м³/сут. На основании данных, полученных при расчете потенциального дебита скважин, более половины эксплуатационных скважин (42 шт.) не вышли на потенциальную производительность (рисунок 1.2). Среднесуточный недополученный дебит по скважинам данного участка составляет порядка 17,8 м³/сут на скважину, суммарный – 747 м³/сут, и этот отрицательный показатель только может увеличиваться по мере запуска новых эксплуатационных скважин, построенных по традиционной технологии (таблица 1.4.).

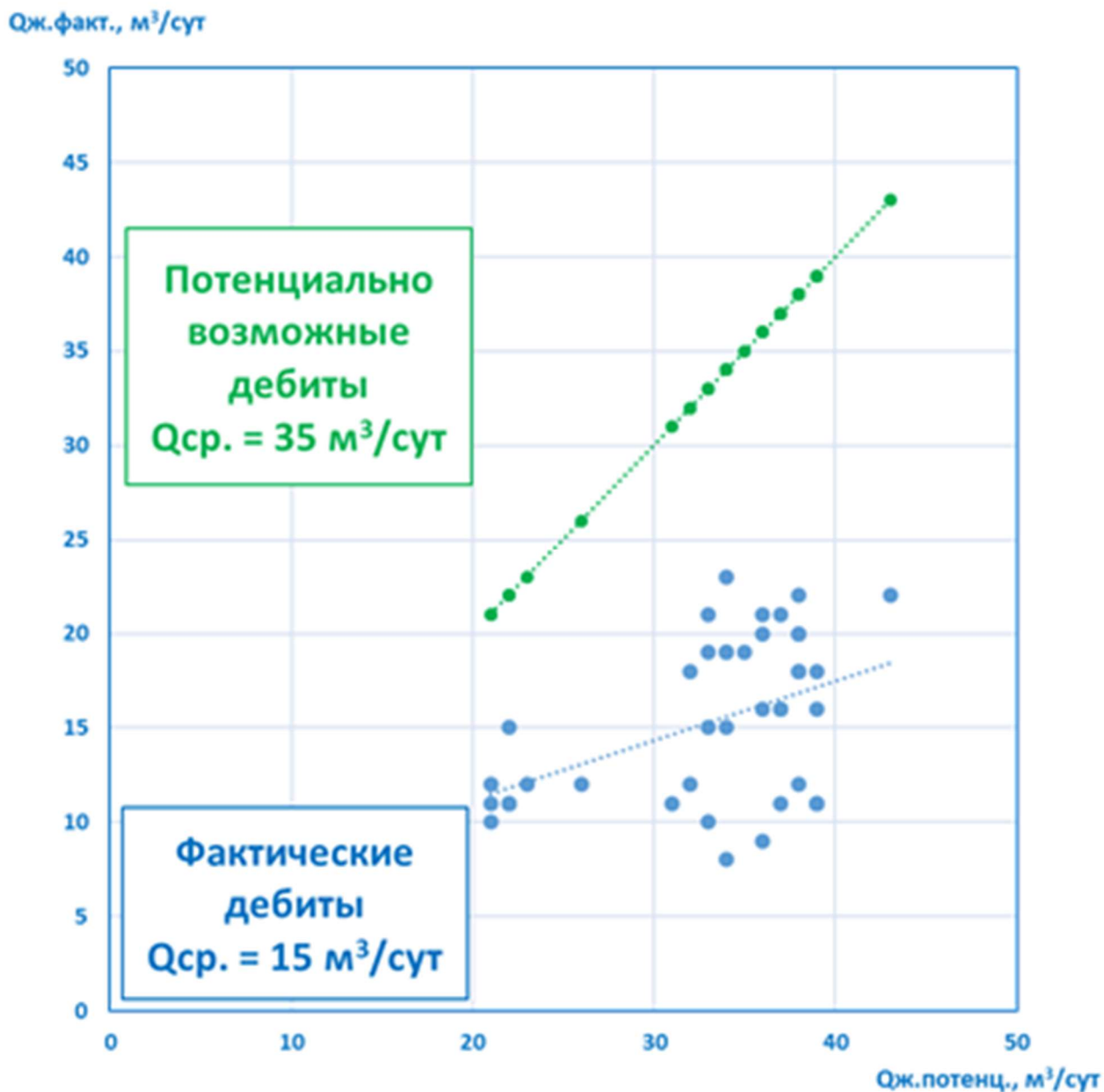


Рисунок 1.2 - Отклонение среднегодовых фактических и потенциальных дебитов жидкости исследуемых скважин Восточно-Алинского НГКМ.

Таблица 1.4 – Перечень скважин с недостигнутым потенциальным дебитом

Скважина	Месторождение	Qж.потенц., м ³ /сут	Qфакт, м ³ /сут	Отклонение, м ³ /сут	Отклонение, %
1	2	3	4	5	6
15	Восточно-Алинское	32	12	-20	-62,3
14	Восточно-Алинское	39	11	-28	-71,9
23	Восточно-Алинское	22	15	-7	-31,8
22	Восточно-Алинское	38	12	-26	-68,6
13	Восточно-Алинское	38	20	-18	-47,8
63	Восточно-Алинское	39	11	-28	-71,4

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6
124	Восточно-Алинское	23	12	-11	-48,2
13-1	Восточно-Алинское	21	11	-10	-46,4
13-2	Восточно-Алинское	36	20	-16	-44,8
13-3	Восточно-Алинское	34	23	-11	-31,5
13-4	Восточно-Алинское	26	12	-14	-53,0
13-6	Восточно-Алинское	38	18	-20	-52,4
13-9	Восточно-Алинское	43	22	-21	-49,1
13-10	Восточно-Алинское	22	11	-11	-48,9
13-7	Восточно-Алинское	37	11	-26	-70,3
63	Восточно-Алинское	34	19	-15	-44,3
59	Восточно-Алинское	22	11	-11	-50,5
60	Восточно-Алинское	35	19	-16	-46,2
12-1	Восточно-Алинское	38	18	-20	-52,6
12-3	Восточно-Алинское	38	20	-18	-47,9
12-8	Восточно-Алинское	38	22	-16	-41,5
12-5	Восточно-Алинское	37	21	-16,4	-43,9
14-4	Восточно-Алинское	21	10	-11	-52,6
15-3	Восточно-Алинское	34	8	-26	-76,7
25-4	Восточно-Алинское	36	9	-27	-75,1
17-2	Восточно-Алинское	21	12	-9	-44,1
16-1	Восточно-Алинское	33	10	-23,3	-70,0
15-4	Восточно-Алинское	33	21	-12	-36,6
16-8	Восточно-Алинское	39	11	-28	-71,6
16-10	Восточно-Алинское	32	18	-14	-42,9
17-6	Восточно-Алинское	39	18	-21	-53,4
16-9	Восточно-Алинское	22	11	-11	-50,6
19-1	Восточно-Алинское	37	16	-21	-56,3
17-11	Восточно-Алинское	37	16	-21	-56,2
17-8	Восточно-Алинское	39	16	-23	-59,0
19-7	Восточно-Алинское	33	15	-18,4	-55,1
23-3	Восточно-Алинское	34	15	-19,4	-56,4
23-2	Восточно-Алинское	36	16	-20,0	-55,6
7-1	Восточно-Алинское	36	21	-15	-41,7
8-1	Восточно-Алинское	33	19	-14	-42,2
21-1	Восточно-Алинское	31	11	-20	-64,9
7-5	Восточно-Алинское	34	19	-15	-44,1
Среднее значение		35,1	15,3	-17,8	-53,1

1.4 Факторы, влияющие на изменение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов при строительстве и освоении нефтяных скважин

В процессе первичного вскрытия и последующей эксплуатации скважин важную роль играет состояние околоскважинной зоны пласта, которая оказывает

влияние на потенциальную продуктивность скважины. Техническое состояние скважины (отсутствие заколонной циркуляции, герметичность колонн), околоскважинная зона и межскважинная часть пласта – взаимосвязанные и зависимые элементы единой техноприродной системы. Потенциальная продуктивность скважин возможна только тогда, когда в процессе его вскрытия бурением, цементированием эксплуатационных колонн и последующего вторичного вскрытия не происходит ухудшение ФЕС в прискважинной зоне пласта.

Опыт строительства и освоения скважин показывает, что ФЕС ухудшаются вследствие засорения пласта твердой коллоидной и водной фазой технологических жидкостей при бурении, цементировании, вскрытии пласта перфорацией, с последующим освоением скважин. Снижение продуктивности скважин из-за этого количественно характеризует гидродинамический показатель – отношение продуктивностей (ОП) скважины до и после ухудшения фильтрационных характеристик ПЗП [8, 41, 66].

В результате ухудшения ФЕС продуктивного пласта приводит к тому, что в эксплуатацию вводятся скважины с дебитами ниже планируемых. Данное обстоятельство влечет за собой систематический недобор нефти при проектных показателях разработки залежи в целом и приводит к увеличению дополнительных скважин с целью достижения проектной добычи нефти.

Механизм загрязнения пласта рассматривался многими отечественными и зарубежными исследователями, среди них: И.К. Ахметшин, С.Н. Бастриков, М.М.-Р. Гайдаров, Р.А. Гасумов, В.Д. Городнов, Т.З. Ибрагимов, А.В. Казьмин, Н.М. Касьянов, Г.В. Конесев, Ю.С. Кузнецов, М.И. Липкес, Р.Р. Лукманов, М.Р. Мавлютов, В.И. Мищевич, И.Т. Мищенко, М.М. Муслимов, И.Л. Некрасова, Н.И. Николаев, В.И. Ноздря, В.П. Овчинников, Г.А. Орлов, В.И. Токунов, А.Х. Фаткуллин, З.З. Шарафутдинов, Joshi S.D., G.E. Dawies и многие другие.

В результате проведенного анализа литературных источников выявлено, что снижение проницаемости ПЗП, в том числе и терригенного коллектора, происходит в основном за счет проникновения фильтрата технологической жидкости

(разбухание глинистых включений, образование закупоривающего поры осадка при контактировании с пластовыми водами) в пласт; проникновения в поры и трещины; блокирования порового пространства эмульсионными растворами; адсорбционных сил, удерживающих воды в порах, ОМС и АСПО, а также некоторых технологических мероприятий, приводящих к поглощению жидкостей пластом. Классификация факторов, оказывающих влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллектора, позволяет целенаправленно осуществлять выбор технологических жидкостей, которые будут оказывать минимальное негативное воздействие на пласт. Пример классификации указанных факторов представлен на рисунке 1.3. Факторы можно разделить на три группы: механические, физико-химические и термохимические, последние две группы являются результатом физического проникновения и фильтрации в пласт различных по составу жидкостей [14, 3, 16, 67, 94].

Важной причиной ухудшения ФЕС пласта является проникновение фильтрата технологической жидкости (бурового или цементного раствора, жидкости глушения) в породу. В промысловой практике степень поражения пласта технологическими жидкостями разделяется на загрязнение дисперсной фазой (твердыми частицами) и дисперсионной средой (фильтратами). Применяемая технология вскрытия продуктивного пласта предусматривает создание репрессии на пласт, под действием которой промывочная жидкость фильтруется в пласт. В процессе фильтрации жидкости твердые частицы, размеры которых превышают размеры пор, откладываются на стенке ствола скважины, формируя глинистую корку [78].

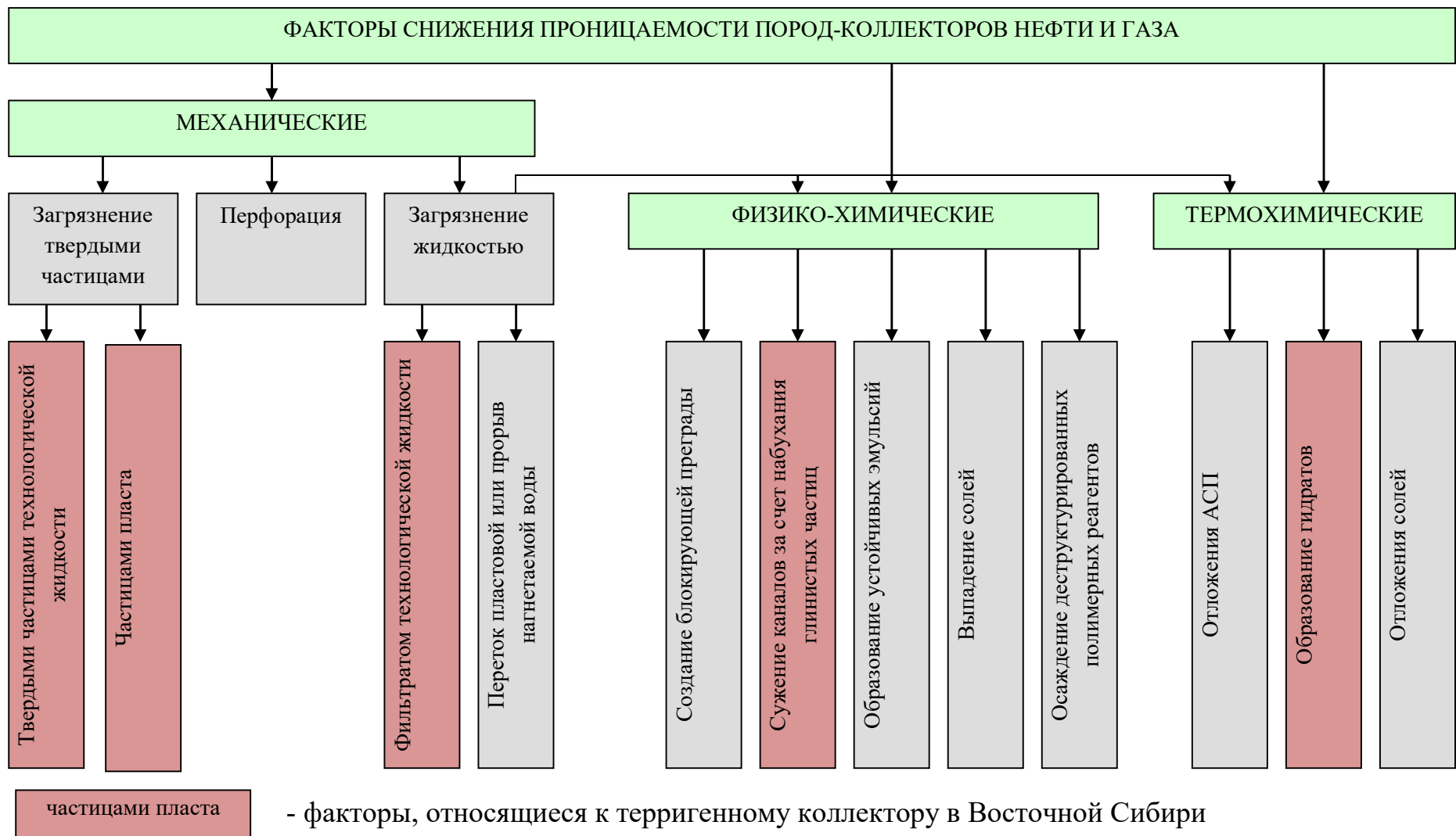


Рисунок 1.3. – Классификация факторов, влияющих на снижение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта.

«Частицы меньшего размера проникают в глубь пласта, осаждаюсь там и формируя зону кольтматации. Теоретические исследования показывают, что максимальное поражение продуктивных пластов происходит в высокопористых и высокопроницаемых коллекторах, достигая максимальных значений от 70-95 % от первоначального значения до полной потери проницаемости в зоне кольтматации» [9, 23].

«Известна концепция формирования зоны кольтматации в период мгновенной фильтрации до образования и уплотнения глинистой корки, согласно которой частицы с размерами, меньшими диаметра пор, но большими трети их проходного сечения, сталкиваясь, образуют перемычки, которые задерживают частицы с меньшими диаметрами. В результате чего формируется малопроницаемая зона кольтматации (сводообразующая кольтматация), влияние которой на продуктивность скважины незначительна. Данная концепция нашла применение при реализации технологии вскрытия пластов с кольтматацией ствола струями глинистого раствора. Однако промысловая практика показывает, что сводообразующая кольтматация затрагивает лишь узкую пограничную зону «глинистая корка – продуктивный пласт». В результате основная масса кольтматирующих частиц, коллоидная фаза и фильтрат бурового раствора проникают через глинистую корку в пласт на значительное расстояние, приводя к ухудшению проницаемости до 30-40 % от первоначального значения на значительном расстоянии до 1,5 м» [8, 66, 72]. Снижение ФЕС приводит к изменению внутриворонного пространства коллектора с увеличением объёма пор, недоступных проникновению твердых частиц, и приводит к возрастанию объёма фильтрата промывочной жидкости, проникающего в пласт. ФЕС продуктивного пласта под воздействием фильтрата бурового раствора связано как с уменьшением фазовой проницаемости, так и с проявлением поверхностных взаимодействий между мелкодисперсными составляющими цемента породы и фильтрата.

При длительном контакте жидкостей с пластом в нем происходят термохимические и физико-химические взаимодействия, интенсивность которых зависит от ряда показателей, среди которых значимыми являются показатель

глинистости, природа минерализации. «Известно, что в природном состоянии поверхностные силы прочно удерживают мельчайшие гидрофильные частицы на зернах скелета породы. Внедряясь, фильтрат промывочной жидкости снижает действие поверхностных сил в гидрофильной пленке погребенной воды, в результате чего мельчайшие частицы твердой фазы приходят в движение и увлекаются в глубь пласта, что образует сгустки и застревания в местах сужения и пережимов пор – процесс самокольматации. В результате чего проницаемость снижается до 40% от первоначальной» [32, 79].

Изменение минерализации поровой жидкости оказывает существенное влияние на стабильность глинистых частиц в пористой среде, которые «сужают» каналы, снижая тем самым их проницаемость. Вода в низкопроницаемом пласте может образовывать блокирующую преграду, которая препятствует течению нефти, что обусловлено поверхностными явлениями на границах «вода – нефть – порода». Исследования показывают, что эффекты поверхностной гидротации и самокольматации наиболее типичны для заглинизированных песчаников, однако промысловый опыт показывает, что при обработках промывочных жидкостей различными реагентами эти явления наблюдаются и в практически безглинистых коллекторах.

«При освоении продуктивных пластов часть фильтрата защемляется в зоне проникновения в результате капиллярной блокировки и формирует область повышенного содержания остаточного фильтрата, которая также способствует уменьшению проницаемости по нефти. Проницаемость пласта при защемленном остаточном фильтрате может составлять менее 70 % от первоначальной. При этом извлечение фильтрата из ПЗП в процессе эксплуатации для карбонатных коллекторов продолжается 2-3 года, для терригенных 5-6 лет. Период стабилизации зависит от свойств пласта и от технологии его освоения» [9]. Вследствие вышеперечисленных причин отмечаются значительные повреждения хамакинского горизонта пласта B_{10} [31]:

- физическая миграция мелкодисперсных частиц породы в результате высокой скорости проникновения промывочной жидкости в пласт;

- вторжение содержащихся в буровом растворе твердых частиц в материнскую породу пласта (особенно в скважинах с открытым незацементированным окончанием ствола);
- недостаточная изученность распределения пор по размерам в пласте или наличие их бимодального распределения по размерам, затрудняющего образование малопроницаемой глинистой корки, способной препятствовать глубоко проникающим повреждениям пласта;
- наличие в пласте ловушек, увлекающих фильтраты вторгшихся в пласт растворов на водной или углеводородной основах, что может приводить к постоянному ухудшению эксплуатационных качеств прискважинной зоны вследствие понижения относительной проницаемости;
- реакции между проникшим фильтратом раствора и пластом, оказывающие отрицательное влияние на эксплуатационные качества пласта (разбухание и дефлокуляция глин, химическая адсорбция, изменения в смачиваемости пород и др.);
- реакции между проникшими фильтрациями растворов и пластовыми жидкостями, ухудшающие эксплуатационные качества пласта (образование эмульсий, твердых осадков) [5].

Таким образом, зная основные причины снижения проницаемости ПЗП в естественных условиях, следует стремиться предотвратить их влияние, а когда объективно это сделать не удастся, то максимально снизить негативный эффект за счет выбора оптимального варианта промывочной жидкости. При выборе типа промывочной жидкости все интервалы скважины должны быть разделены на три группы: нормальные условия бурения, осложненные условия и продуктивные горизонты – с учётом следующих факторов:

- литологический и химический состав породы;
- степень минерализации и солевой состав пластовых вод;
- пластовое давление и температура по разрезу горных пород в скважине.

Выбор и обоснование оптимального вида и состава промывочной жидкости необходимо проводить на базе известных теоретических предпосылок, а также

путем анализа литературных источников по применению промывочных жидкостей в различных горно-геологических условиях.

1.5 Выводы по главе 1

1. Проведенный анализ геологических особенностей Восточно-Алинского месторождения, относящегося к Талаканской группе месторождений Восточной Сибири, выявил наличие факторов, определяющих влияние на технологию строительства скважин, к которым относится комплекс слагающих разрез карбонатных, терригенных и хемогенных пород, поглощение промывочной жидкости закарстованными породами и пластовыми интрузиями, аномально низкое пластовое давление (АНПД), низкая температура пласта и включения ангидрита в поровом пространстве коллектора, который при контакте с водой увеличивается до 30%.

2. Практика бурения скважин на терригенные отложения хамакинского горизонта (продуктивный пласт В₁₀) Восточно-Алинского месторождения в Республике Саха (Якутия) показала, что применение традиционных моносолевых и соленасыщенных буровых растворов не обеспечивает одновременное решение задач по вскрытию интервалов солевых отложений, предупреждая их растворение, и качественному первичному вскрытию продуктивных пластов, способствующему достижению потенциального дебита в 35 м³/сут вместо фактического дебита 15,3 м³/сут.

3. При традиционном способе бурения с положительным дифференциальным давлением в системе «скважина-пласт» вскрываемый продуктивный хамакинский пласт подвергается различного рода повреждениям.

ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ СОСТАВА ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА

Физические процессы влияния водных растворов при бурении в режиме репрессии рассмотрены в первом разделе данной работы. Стоит отметить, что закупорка фильтрационных каналов происходит также и в результате химических взаимодействий коллектора с фильтруемой жидкостью. «Характер и интенсивность этого взаимодействия определяются природой и составом дисперсионной среды бурового раствора. По составу этой среды буровые растворы делятся на три типа: растворы на водной, нефтяной основе и газообразные агенты» (рисунок 2.1) [27]. Наиболее оптимальными условиями вскрытия продуктивных пластов является бурение на депрессии или равновесии между пластовым и забойным давлениями, но технически обеспечить безопасность такого процесса очень сложно.

Низкие пластовые температуры и присутствие в разрезе нескольких солевых толщ вызывают необходимость бурения скважин на высокоминерализованных либо безводных промывочных жидкостей во избежание размыва пластов солей. Также велика вероятность возникновения гидратов с применением слабоминерализованных растворов при вскрытии газонасыщенных коллекторов с использованием пресных буровых растворов [41, 44].

Исходя из имеющейся информации о факторах, снижающих ФЕС продуктивного пласта, и анализа литературных источников по применению промывочных жидкостей в различных геологических условиях составлен алгоритм выбора оптимального варианта промывочной жидкости для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения (рисунок 2.2).

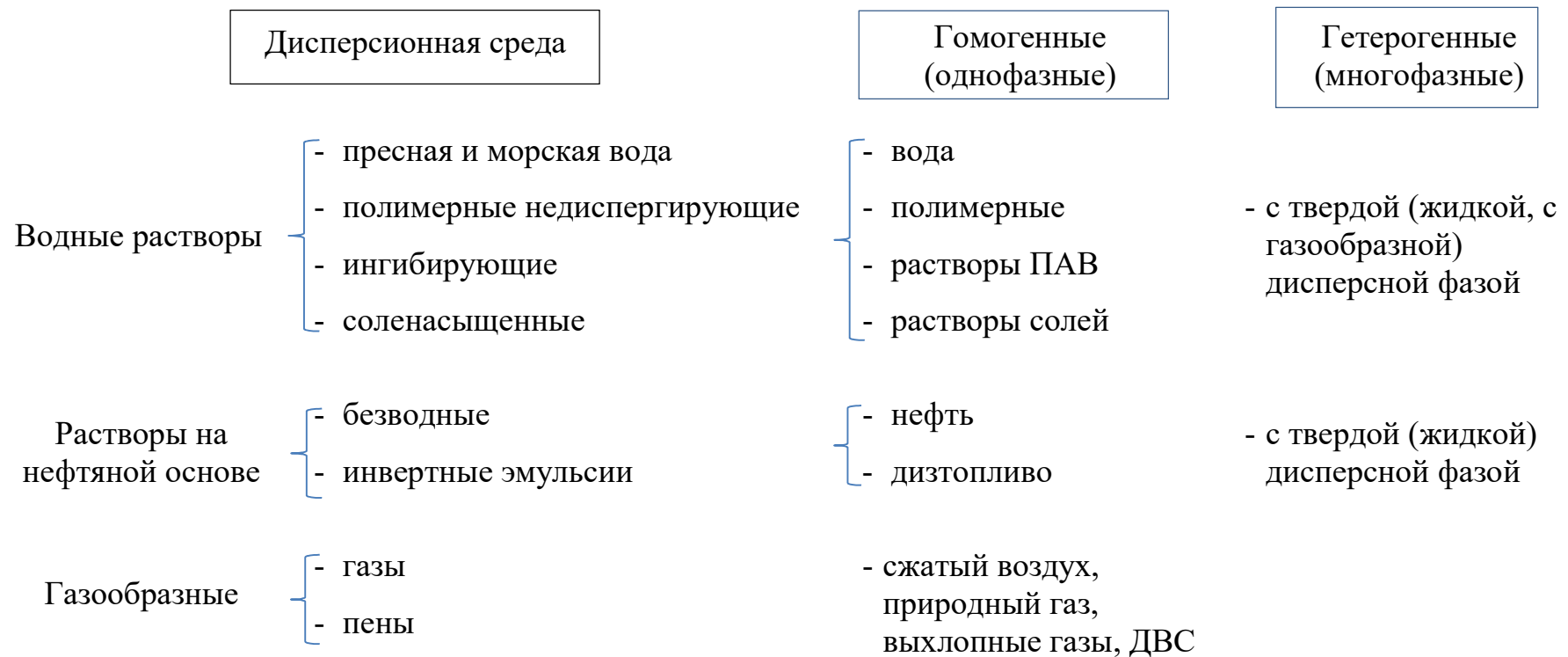


Рисунок 2.1. – Схема классификации буровых промывочных жидкостей

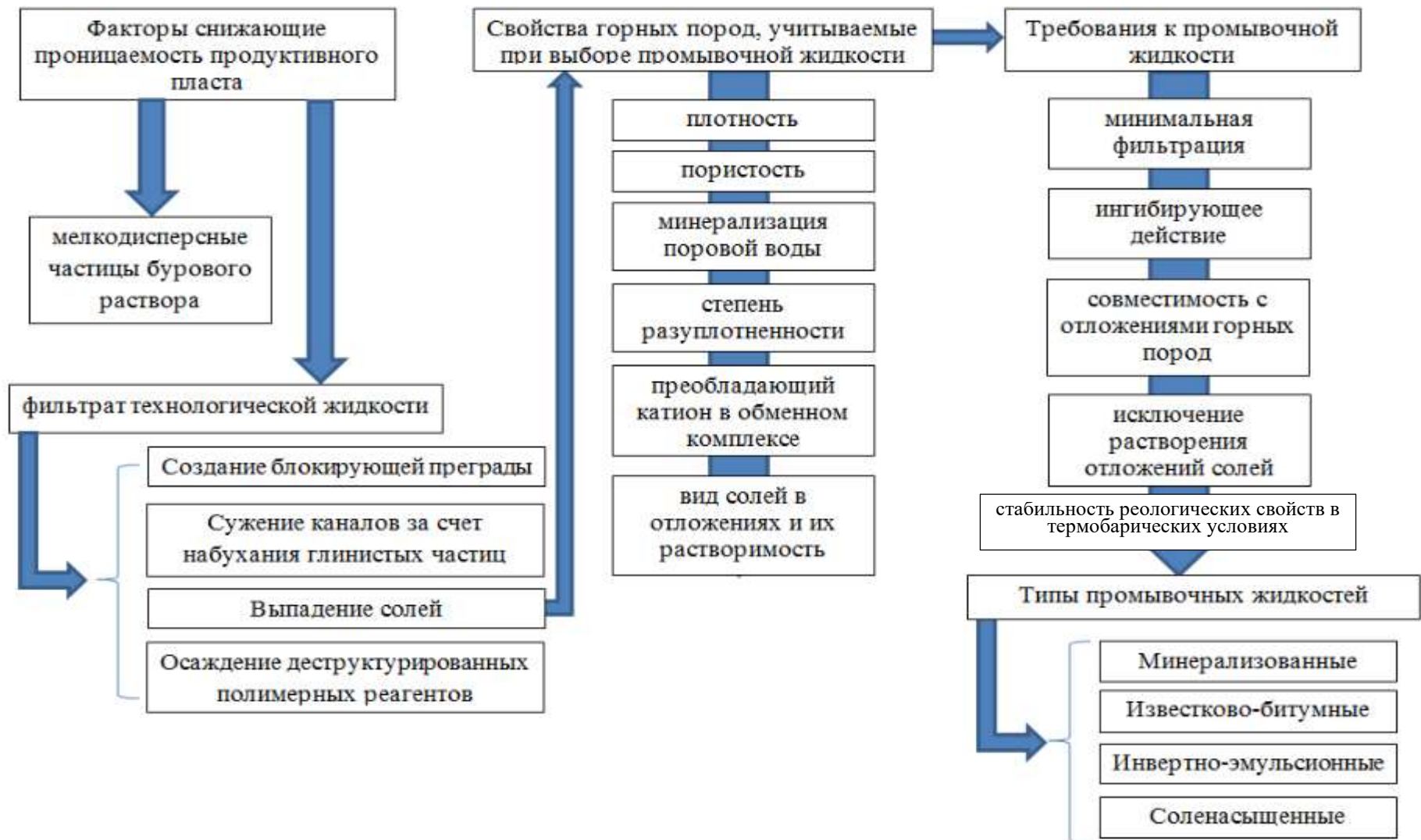


Рисунок 2.2. – Алгоритм выбора оптимального варианта промывочной жидкости для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения

Региональной распространенной практикой вскрытия нефтегазонасыщенных терригенных отложений являлось использование высокоминерализованных хлоридо-натриевых рассолов, которые в процессе бурения принимали вид бесструктурной шламовой суспензии плотностью 1160-1280 кг/м³. В условиях АНПД репрессии на коллекторы при этом достигали до 7-9 МПа.

Однако анализ строительства первых поисково-разведочных скважин в 80-х годах прошлого столетия в рассматриваемом регионе показал, что использование буровых растворов на углеводородной основе устраняло образование высокопроницаемой фильтрационной корки, снижало кольматирующее воздействие в прискважинной части коллекторов, но не препятствовало образованию значительных зон проникновения фильтратов, вплоть до полной потери циркуляции [94].

Дальнейшее развитие буровых работ в Якутии показало эффективность применения в этих условиях АСГР, данный тип ПЖ нашел широкое распространение. Асбогель является эластичным гелем, обладающим термической и динамической устойчивостью. Природа и образование таких гелей хорошо изучена. В ПГО «Ленанефтегазгеология» была разработана технология приготовления и применения этих растворов и показана эффективность их применения для вскрытия продуктивных пластов [67, 71, 80]. Усиливает проблему избыточного давления промывочной жидкости (АСГР) добавление кольматанта карбоната кальция, призванного сдерживать глубокое проникновения фильтрата. Таким образом, ни один из указанных видов растворов, применение которых было направлено на снижение пагубного влияния водной основы на ФЕС пласта, не справлялся с поставленной задачей (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Анализ промыслового опыта применения буровых растворов при строительстве поисково-разведочных и эксплуатационных скважин на месторождениях Восточной Сибири

Тип раствора 1	Состав 2	Свойства раствора 3	Отрицательные моменты 4
Водоинвертный эмульсионный раствор (ВИЭР)	Дисперсионная среда - соляро-нефтяная смесь (до 30 % объема), дисперсная фаза – рассол (до 70%) с добавками различных эмульгаторов и стабилизаторов.	$\rho = 1050-1100 \text{ кг/м}^3$, $T = 90 - 140 \text{ c}$; $\text{CHC}_{1/10} = 19/25 \text{ дПа}$; $\text{pH} = 9,5$; $\eta = 18 \text{ мПа с}$; $\tau_0 = 98 \text{ дПа}$; $\Phi_{30} = 5 \text{ см}^3$	1. Сложность в приготовлении 2. Нестабильные реологические свойства раствора
Полимерно алюмосиликатный раствор (ПАСР)	0,3 – 0,4 % ОЭЦ-Т; 0,5 % $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, 4 – 5 % жидкого стекла, 30 % NaCl; вода остальное	$\rho = 1190 \text{ кг/м}^3$, $T = 7,5 - 140 \text{ c}$; $\text{CHC}_{1/10} = 19/25 \text{ дПа}$; $\text{pH} = 9,5$; $\eta = 18 \text{ мПа с}$; $\tau_0 = 98 \text{ дПа}$; $\Phi_{30} = 5 \text{ см}^3$	1. Существенное увеличение значений показателя фильтрации из-за поступления пластовых вод, содержащих ионы Ca^{++} более 40 г/л 2. Отмечалась повышенная вспениваемость растворов при $\text{pH} > 9$; 3. Фактическая продуктивность пласта составляет 70 % от потенциальной за счет глубокой кольматации пласта; 4. Коэффициент восстановления проницаемости составляет $\beta = 0,41 - 4,63\%$
Асбесто-солегелевый раствор (АСГР)	0,75-0,8 % КМОЭЦ-Т; 0,4-0,8 % $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$; 0,17-0,3 % NaOH; 30 % NaCl; 1-2 % асбеста; вода остальное		
Полимерно-солевой асбестогелевый раствор ПАСГР	0,2 – 0,3 % ОЭЦ-Т; 0,5 – 0,7 % КМЦ-700; 0,1 – 0,2 % CuSO_4 ; 0,2 – 0,3 % $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$; 0,15 – 0,2 % NaOH; 30 % NaCl; 1-2 % асбеста; вода остальное	$\rho = 1190 \text{ кг/м}^3$, $T = 7,5 - 140 \text{ c}$; $\text{CHC}_{1/10} = 0,6-9,6/1,2-12,6 \text{ дПа}$; $\text{pH} = 7,71 - 8,7$; $\eta = 16 - 36 \text{ мПа с}$; $\tau_0 = 45 - 360 \text{ дПа}$; $K = 0,12 - 2,3 \text{ Па с}$; $n = 0,41 - 0,73$; $\Phi_{30} = 6,9 - 12,5 \text{ см}^3$	

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4
Шламо-лигнинный буровой раствор (ШЛБР)	7-10 % шлам-лигнина; 2 % NaOH; 30 % NaCl; вода остальное	$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$, $T = 6,5 \text{ с}$; $\text{pH} = 11-12$; $\eta = 12-17 \text{ мПа с}$; $\tau_0 = 60-85 \text{ дПа}$; $\Phi_{30} = 4-7 \text{ см}^3$	1. Наблюдается интенсивное отфильтровывание раствора с формированием глубокой зоны коагуляции при проницаемости более $0,864 \text{ мкм}^2$, рекомендован для низко- и среднепроницаемых песчаников
Солевой биополимерный раствор СБР	11 - 12 % NaCl; 0,17 – 0,25 % ксантановый биополимерный реагент; 0,51% КМЦ; 0,25% полиакриламид; 0,04% кальцинированная сода; 0,25% смазывающая добавка; 0,02% пеногаситель; вода остальное.	$\rho = 1100-1120 \text{ кг/м}^3$, $T = 30-40 \text{ с}$; $\text{СНС}_{1/10} = 35-40/45-60 \text{ дПа}$; $\eta = 16-22 \text{ мПа с}$; $\tau_0 = 70-100 \text{ дПа}$; $\Phi_{30} = 8-10 \text{ см}^3$	1. В процессе бурения интервала под эксплуатационную колонну возникла проблема постоянного роста плотности вследствие наработки мелкодисперсной твердой фазой; 2. Разбавление пресной полимерной основой приводило к уменьшению концентрации соли в буровом растворе и впоследствии образованию каверн в интервале солевых отложений
Полисолевой биополимерный раствор ПСБР	18 - 19 % NaCl; 2% KCl; 4% MgCl ₂ ; 0,25% ксантановый биополимерный реагент; 0,08% полиакриламид; 0,3% КМЦ; 3,6% коагулянт КС-80 1,0% смазывающая добавка и ПАВ; 0,04% кальцинированная сода; 0,02% пеногаситель; вода остальное.	$\rho = 1190-1250 \text{ кг/м}^3$, $T = 30-60 \text{ с}$; $\text{СНС}_{1/10} = 30-40/40-60 \text{ дПа}$; $\eta = 20 \text{ мПа с}$; $\tau_0 = 70-90 \text{ дПа}$; $\Phi_{30} = 8 \text{ см}^3$	1. Высокая репрессия на коллекторы с АНПД до 7-9 МПа, глубокое проникновение фильтрата бурового раствора в пласт-коллектор, ухудшение ФЕС.

2.1 Влияние применяемых минерализованных буровых растворов на фильтрационно-емкостные свойства прискважинной зоны пласта

Вскрытие хамакинского горизонта продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского НГКМ проводится насыщенным соевым биополимерным раствором (НСБР) на основе натриевых солей, свойства которого представлены в таблице 2.2. Таблица 2.2 – Состав и свойства насыщенного солевого биополимерного раствора (в расчете на 1 м³ технической пресной воды).

Состав НСБР	
Материалы	Расход, кг/м ³
Кальцинированная (каустическая) сода	≥ 0,5
Натрий хлористый технический	≥ 250
Ксантановый биополимер	2,5-4,0
КМЦ	4,0-8,0
Полиакриламид	1,0-3,0
Смазывающая добавка (при необходимости)	1,0-3,0
Пенוגаситель (при необходимости)	0,05-0,25
Свойства НСБР	
Параметры	Значения
Плотность (ρ), кг/м ³	1160–1230
Условная вязкость (Т), с	25–36
Фильтрация (Ф), см ³ /30 мин (стандарт АНИ)	8–10
Статическое напряжение сдвига (СНС), дПа:	
- за 10 с	15–20
- за 10 мин	35–40
Динамическое напряжение сдвига* (ДНС), дПа	50–80
Пластическая вязкость, (η _{пл}), мПа·с	10–20
Коэффициент трения**	Не более 0,06
Водородный показатель (рН)	7,0–8,5

Вскрытие хамакинского горизонта производится при не перекрытых обсадной колонной солевых отложений Юрегинской свиты. За счет

перенасыщения раствора НСБР и обогащения его выбуриваемым шламом плотность промывочной жидкости перед входом в коллектор составляет обычно 1200 – 1250 кг/м³, что создаёт репрессию на пласт до 6,0 МПа при коэффициенте аномальности 0,8 [20, 84].

Повышение минерализации НСБР влечет за собой рост фильтрации, что наблюдается во время длительных простоев, спускоподъемных операциях и каротажных работах. В условиях повышения концентрации ионов солей галита в дисперсной фазе бурового раствора защитная функция полимерных реагентов «понижителей фильтрации», КМЦ и полиакриламида ослабевает [85]. Длительное нахождение полимерных молекул в агрессивной минерализованной среде приводит к сворачиванию развёрнутых конформационных форм макромолекул в глобулярное состояние. В «сжатом» состоянии полимеры способствуют дополнительной кольматации прискваженной зоны субколлоидными частицами. Дополнительные обработки полимерами требуют времени, усилий и не обеспечивают длительного действия. Разбавление раствора приводит к увеличению экологически опасных отходов бурения (минерализованных жидкости и шлама), утилизация которых является острой проблемой [110].

Еще одной существенной причиной негативного воздействия СБР на продуктивный коллектор можно назвать контакт его фильтрата с безводной формой сульфата кальция CaSO₄ (ангидрита), присутствующего в вещественном составе пород хамакинского горизонта. Участки ангидритизации пород хамакинского горизонта продуктивного пласта В₁₀ отмечаются во многих поисково-разведочных скважинах лицензионной площади, в том числе и на эксплуатационных объектах [81].

История формирования залежи показывает, что после завершения процессов образования аутигенного кварца и битума происходили процессы карбонатизации и сульфатизации [21, 28]. В результате поровое пространство частично заполнялось карбонатными минералами (в основном доломитом (CaMg(CO₃)₂), реже кальцитом) и сульфатами (ангидритом). В коллекторах характер распределения этих минералов имеет не повсеместный, а очаговый характер. В этом случае

вторичные минералы цементируют зёрна отдельными небольшими участками, что в керне и в шлифе выглядит как пятна. Внутри пятен цемент всегда мономинеральный, без примесей: либо ангидритовый, либо доломитовый, при этом свободных пор нет. Остальная часть породы между этими участками содержит большое количество свободных пустот, что характеризует её хорошими ФЕС даже при содержании сульфатов. В неколлекторах поровое пространство полностью заполнялось этими минералами, что свело на нет все первичные седиментационные факторы положительной направленности [39, 53].

Промысловый опыт строительства скважин на Восточно-Алинском месторождении показывает, что средний дебит по скважинам, вскрытым на СБР и введенным в эксплуатацию с 2012 по 2015 годы составлял 12-17 т/сут, в некоторых случаях после освоения объекта был получен нулевой приток. Кроме того, отмечалось, что после производства стандартных ремонтных работ, связанных с глушением, спускоподъёмными операциями лифта насосно-компрессорных труб, проводимых с применением солевого раствора в качестве жидкости глушения, происходило стабильное снижение продуктивности скважин (рисунок 2.3).

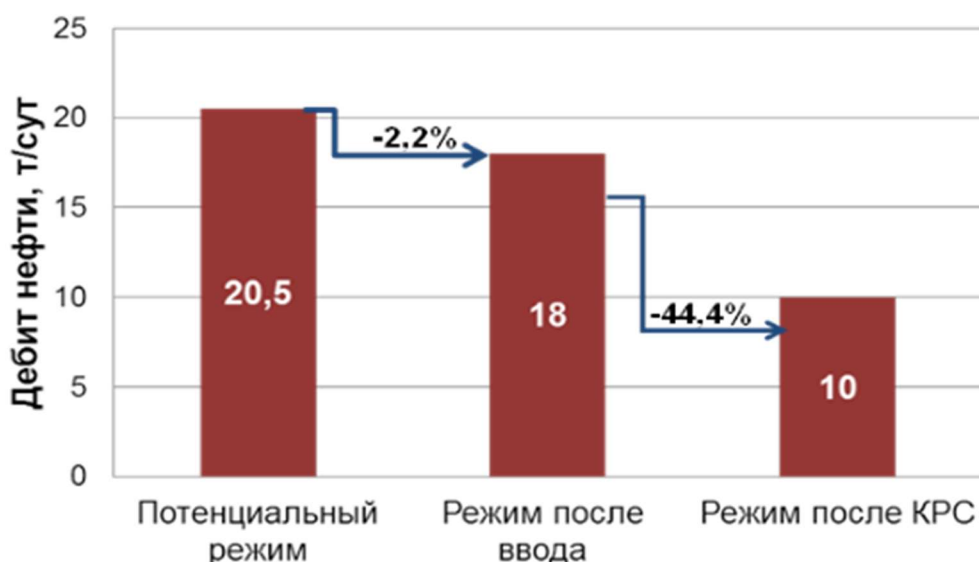


Рисунок 2.3 – Изменение дебита нефти на скважинах Восточно-Алинского НГКМ после проведения стандартных КРС и ПРС с применением растворов на водной основе.

Применение буровых растворов на водной основе не позволяет в полной мере эффективно решить одновременно следующие задачи:

- сохранение номинального диаметра ствола скважины в интервале пластов соли, предотвращая их размыв;

- вскрытие продуктивных пластов с высокой минерализацией пластовых вод (таблица 1.2);

- безаварийная проводка ствола скважины.

На стадии теоретических изысканий были разработаны требования к буровому раствору, обеспечивающие оптимальные условия вскрытия хамакинского горизонта (пласт В₁₀), оказывающий минимальное негативное воздействие на коллекторские свойства:

1) плотность предлагаемого раствора должна находиться в пределах 900–1000 кг/м³ для снижения гидростатического давления столба жидкости в скважине;

2) при создании раствора и выборе компонентного состава, а также моделировании реологических характеристик раствора необходимо учитывать низкие температуры хамакинского горизонта (пласт В₁₀) со средним показателем 14 °С;

3) дисперсная фаза раствора, проникающая в коллектор в результате репрессии на пласт и неизбежной фильтрации жидкости, должна обладать физико-химической инертностью по отношению к породам продуктивного пласта, не вступать во взаимодействие с вещественным составом породы, не вызывать набухания, разрушения, диспергации цементного состава, скрепляющего кварц-полевошпатовый каркас коллектора. Учесть присутствие в хамакинском горизонте пласте В₁₀ линз и прослоев набухающих в воде ангидритов CaSO₄ (до 30 % в объеме породы);

4) раствор должен обладать быстрым, эффективным и при этом «возвратным» кольматационным действием, препятствовать проникновению фильтрата в пласт и способствовать быстрому восстановлению проницаемости при обратном токе флюида пласта в скважину;

5) фильтрат раствора не должен создавать дополнительные напряжения в поровом пространстве продуктивного коллектора, должен обеспечить высокую

смачиваемость с породой коллектора и иметь низкие поверхностные натяжения на границе раздела с пластовым флюидом.

2.2 Обоснование состава буровых растворов на углеводородной основе для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения

«Одно из главных требований к любому буровому раствору – минимальное воздействие на ФЕС пород. Это существенное требование, необходимое для сохранения номинального диаметра скважины и успешного заканчивания скважины бурением. В цементированных породах бурение неизбежно вызывает снижение напряжения в горной породе и создает «потенциал проникновения». При использовании буровых растворов на водной основе вода непременно попадет в породу и изменит ее механические свойства. Эти изменения не столь существенны, чтобы привести к нарушению стабильности ствола, их можно свести к минимуму применением ингибированных систем. Однако эти системы не могут в полной мере предотвратить смачивание водой пор горной породы. Единственный способ стабилизировать процесс – предложить альтернативный раствор, который не будет смачивать породу, что в дальнейшем негативно скажется на состоянии ФЕС» [57].

Промысловый опыт строительства скважин в Республике Саха (Якутия) показывает, что избежать контакта коллектора с фильтратом бурового раствора на водной основе возможно лишь заменой данного раствора на РУО. Далее в работе будет применяться такой термин, как инвертно-эмульсионные растворы (ИЭР), в качестве одного из видов РУО, рассмотренных и применяемых в рамках данной работы.

Анализ теоретических исследований показывает, что все современные исследования в области разработки и совершенствования систем буровых растворов на водной основе в той или иной степени направлены на придание им свойств, не ухудшающих ФЕС пласта. Данные свойства присущи растворам на углеводородной основе, к основным свойствам которых относятся: термостойкость, устойчивость к солевой агрессии, минимальное разупрочняющее действие на горные породы, смазывающие свойства, качество вскрытия

продуктивных пластов, т.е. свойства, являющиеся неотъемлемой характеристикой РУО и заложенные в их физико-химической природе [107, 9, 26, 27, 19].

Регулирование фильтрации ИЭР достигается благодаря образованию тонко диспергированных капелек воды в углеводородной среде при добавлении эффективных органических эмульгаторов. Мельчайшие, устойчивые капельки воды ведут себя как деформируемые частицы твердой фазы, обеспечивая низкую проницаемость фильтрационных корок. При этом минимальное разупрочняющее действие на горные породы продуктивного горизонта пласта V_{10} обусловлено инертностью углеводородной дисперсионной среды. Глинистые породы практически не набухают в неполярных жидкостях. Эмульгированная водная фаза может быть минерализована без ущерба для свойств раствора вплоть до насыщения хлоридами натрия, кальция, магния, в результате чего резко снижается ее активность. ИЭР обладают низкой фильтрационной способностью, хотя и повышающейся с ростом температуры, но в значительно меньшей степени, чем у водных буровых растворов. При этом водная фаза в чистом виде в фильтрате отсутствует [26, 36].

В скважинах со значительной интенсивностью искривления ствола, в которых вследствие направленности бурения напряжение горных пород имеет большую величину, удержание стабилизации ствола может стать решающим фактором [59, 102]. Инертная среда ИЭР предотвращает гидратацию и диспергирование выбуренной породы, которая эффективно удаляется очистным оборудованием, что объясняет отсутствие необходимости разбавления раствора для доведения его до проектных значений. Высокая концентрация ПАВ, гидрофобная среда ИЭР и стабильность ствола скважины, вместе взятые способствуют повышению смазочных свойств раствора, что снижает крутящий момент на роторе и увеличивает механическую скорость бурения. Хорошие смазывающие и антикоррозионные свойства обусловлены основными компонентами различных систем РУО, такими как высокоокисленный битум, мыла высокомолекулярных органических кислот, органофильные структурообразователи и поверхностно-активные вещества. Указанные

компоненты придают растворам хорошие смазывающие свойства, значительно снижающие фрикционные свойства его твердой фазы [62].

Высокое качество вскрытия продуктивных пластов обусловлено одинаковой природой фильтрата ИЭР и флюида, насыщающего пласт-коллектор, что позволяет исключить большинство элементов вредного воздействия промывочной жидкости на естественную проницаемость пласта и, в частности, водную блокаду его прискважинной зоны [56]. Соблюдение специальных требований к составу и свойствам ИЭР обеспечивает потенциально возможные дебиты скважин в любых по сложности геолого-технических условиях их проводки. Высокая термостойкость обусловлена тем, что основные материалы и реагенты ИЭР являются продуктами переработки нефти или высокотемпературного нефтехимического синтеза и в отличие от водных промывочных систем не подвержены термоокислительной деструкции (ниже температур термического крекинга или синтеза).

При использовании ИЭР кристаллическая поступающая соль не растворяется в углеводородной среде и не оказывает коагулирующего действия на его дисперсную фазу в отличие от водных промывочных систем. Исследованиями установлено, что ИЭР в меньшей степени способствует увеличению пластического течения искусственных образцов солей NaCl и KCl, содержащихся в солевых пропластках, чем любой другой раствор на водной основе даже в случае применения перенасыщенных рассолов, полностью исключая растворение соли. Аналогичные результаты получены и при исследовании влияния буровых растворов на деформацию искусственных образцов бишофита. Также отличительной особенностью ИЭР является то, что поступающая минерализованная вода выполняет роль дисперсной фазы и при наличии определенных условий может в той или иной степени эмульгироваться в нем. Процесс насыщения обычно идет до определенного предела, после чего поступление воды не приводит к образованию стойких эмульсий. При остановках циркуляции избыточный объем воды отделяется и может быть сброшен.

Опыт промышленного применения ИЭР позволяет в настоящее время

выявить ряд присущих только им достоинств и определить область их наиболее рационального использования. Совокупность природных положительных свойств ИЭР позволяет отнести их к промывочным жидкостям, способным решать различные технологические задачи, которые при использовании растворов на водной основе не могут быть решены или требуют значительно больших материальных затрат.

2.3 Обоснование технологии вскрытия хамакинского горизонта в условиях равновесия на пласт

Критический анализ состояния вскрытия продуктивных пластов при традиционно применяемой отечественной технологии на месторождениях Западной Сибири и других регионов свидетельствует, что в большинстве случаев потенциальные возможности продуктивных пластов фактически используются лишь на 40-75%, а в условиях низкопроницаемых коллекторов и аномально низких пластовых давлений этот показатель еще меньше [106].

Анализ литературных источников, а также промысловый опыт показывает, что глубина проникновения фильтрата бурового раствора в низкопроницаемом коллекторе больше, чем в высокопроницаемом [7, 64, 91]. Это объясняется временем формирования полимерной корки и ее проницаемостью. На коллекторе с низкой проницаемостью формирование корки идет медленнее, она менее прочная, и легко разрушается в результате механического воздействия бурового инструмента и потока жидкости. Отсутствие глинистой корки при вскрытии низкопроницаемого коллектора приводит к фильтрации пластового флюида из пласта в скважину при спускоподъемных операциях, что обуславливает необходимость увеличения плотности растворов без содержания твердой фазы с целью недопущения ГНВП.

При этом существующая технология заканчивания скважин (таблица 2.3.) подразумевает закрытый забой скважины, когда пласт в условиях репрессии вскрывается на всю толщину, после чего спускается и цементируется эксплуатационная колонна, затем проводится перфорация и освоение скважины.

Таблица 2.3 – Технологии вскрытия хамакинского горизонта пласта В₁₀ на Восточно-Алинском месторождении

Метод вскрытия продуктивного пласта	Технология (цель)	Положительные моменты	Отрицательные моменты
Стандартный метод. (Закрытый забой, ГРП)	Вскрытие пласта на репрессии, в качестве рабочего агента - солевой раствор (НСБР, СБР и т.п.), со спуском и цементированием обсадной колонны на забой, с последующей перфорацией продуктивного пласта в среде бурового раствора, интенсификация притока методом ГРП.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Простота в приготовлении бурового раствора. 2. Оптимальные сроки строительства скважин. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая репрессия на коллекторы с АНПД до 7-9 МПа. 2. Снижение нефтеотдачи, кольтмирование пласта. 3. Воздействие на ангидриты в коллекторе с последующим набуханием их и снижением ФЕС пласта. 4. Технология ГРП неэффективна в условиях АНПД и близости подошвенной воды.
Строительство ННС с горизонтальным окончанием (фильтр-«хвостовик»)	Вскрытие пласта на солевом растворе (НСБР, СБР и т.п.), со спуском обсадной колонны с фильтровой частью в интервале продуктивного пласта и манжетным цементированием.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Простота в приготовлении бурового раствора. 2. Оптимальные сроки строительства скважин. 3. Нецементируемый интервал пласта. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая репрессия на коллекторы с АНПД до 7-9 МПа. 2. Снижение нефтеотдачи, кольтматация пласта. 3. Некачественное разобшение межколонного пространства при цементировании эксплуатационной колонны, попадание цемента в открытый ствол в интервале пласта. 4. Отсутствие возможности проведения дополнительной интенсификации притока с целью повышения продуктивности скважины

Известно, что в этом случае происходит снижение потенциальной продуктивности за счет возникающих дополнительных фильтрационных сопротивлений, создаваемых мелкодисперсными частицами твердой фазы, содержащимися в технологической жидкости, фильтратом самой жидкости, а также за счет искривления и сгущения линий токов флюида в околоскважинной зоне пласта. При этом технология вторичного вскрытия проводится в среде бурового раствора, используемого при первичном вскрытии, который под действием статического давления и динамических взрывных нагрузок будет дополнительно фильтроваться в глубь пласта. [93, 108].

В случаях, когда продуктивный пласт представлен гидрофобным коллектором из-за наличия ангидрита в нём, с низкой проницаемостью, аномально низкими пластовыми температурами и давлением, условие повышения эффективности вскрытия продуктивного пласта должно решаться путем применения технологий, исключающих проникновение рабочих жидкостей и их фильтратов в продуктивный пласт. Сущность такой технологии заключается в создании условий в период вскрытия продуктивного пласта, не допускающих превышения забойных давлений над пластовым. Современная зарубежная и российская практика бурения показывает, что наиболее прогрессивным методом вскрытия пластов и заканчивания скважин, обеспечивающим заявленные требования, является первичное вскрытие пластов и проведение последующих работ до ввода скважины в эксплуатацию с постоянным поддержанием депрессии на пласты или поддержание условия равновесия. При этом величина депрессии на продуктивный пласт определяется исходя из геологических, технологических и технических условий при бурении в каждый момент времени [33, 34].

Учитывая, что в процессе бурения избежать смачивания породы не представляется возможным, сопровождается такими процессами, как диффузия и осмос, добиться положительных результатов по предотвращению «загрязнения» прискважинной зоны пласта и достижения потенциальной продуктивности скважин возможно при комплексном решении двух задач: выбор оптимальной рецептуры промывочной жидкости и технологии вскрытия продуктивного пласта.

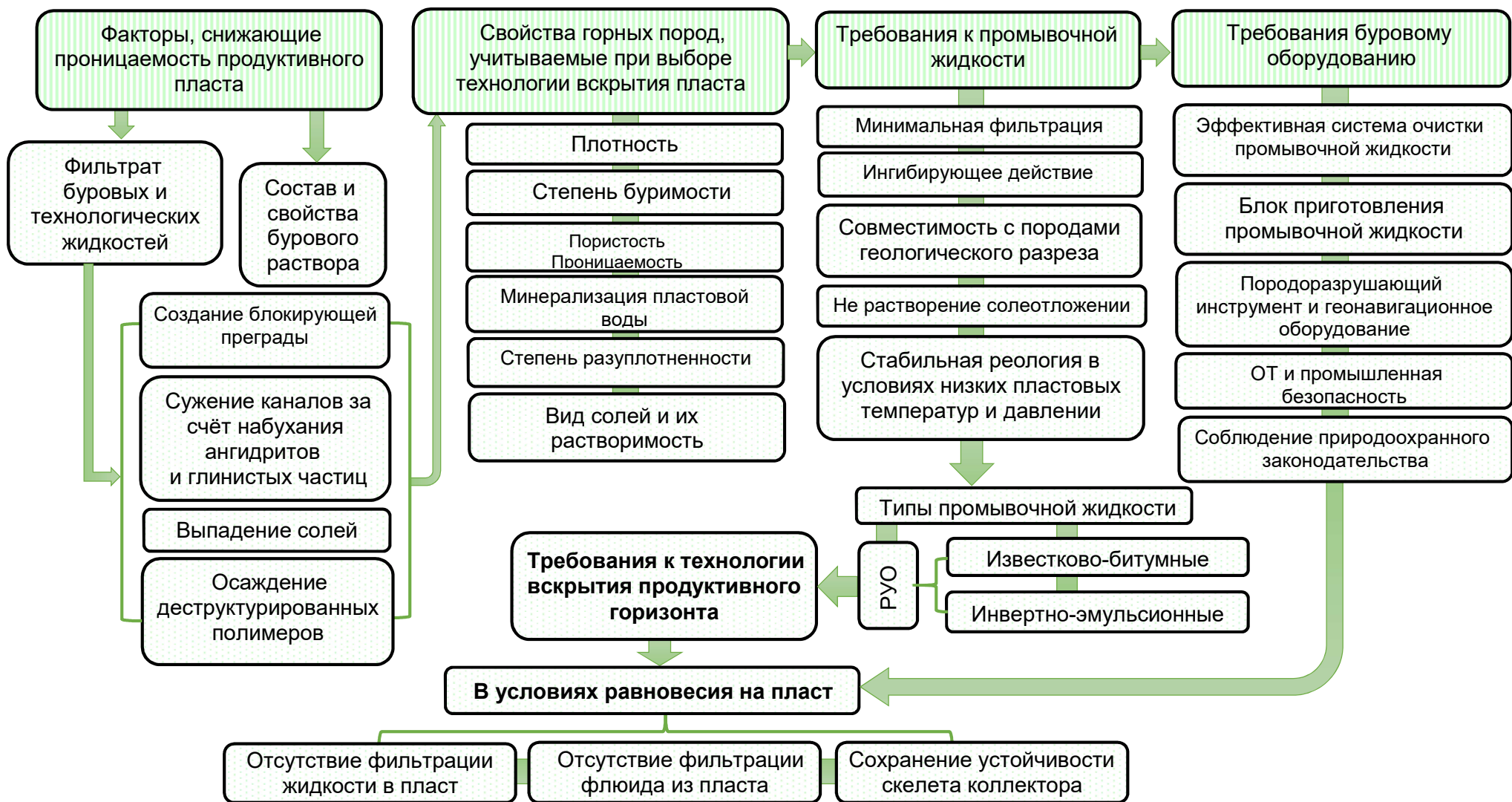


Рисунок 2.4 – Блок-схема обоснования технологии вскрытия продуктивного хамакинского горизонта пласта В₁₀ на Восточно-Алинском месторождении

Области применения обоих направлений ограничены, и ограничения в основном связаны с принятыми конструкциями скважин.

На основании проведенного анализа литературных источников, а также промыслового опыта была разработана блок-схема (рисунок 2.4.) обоснования технологии вскрытия хамакинского горизонта, опирающаяся на детальное изучение ранее выявленных осложнений при строительстве скважин на Восточно-Алинском месторождении.

2.4 Выводы по главе 2

1. Рассмотренные примеры использования буровых растворов различного состава, в том числе и прямые водонефтяные эмульсии, при строительстве скважин в данном регионе показали их низкую эффективность, применяемые растворы не обеспечивали качественного первичного вскрытия.

2. В результате рассмотрения причин кольматации ПЗП при первичном вскрытии в условиях Восточно-Алинского НГКМ были сформулированы требования к качеству технологических растворов.

3. Для качественного первичного вскрытия пласта в условиях Восточно-Алинского НГКМ необходимо разработать новые рецептуры бурового раствора и технологических жидкостей согласно вышеперечисленным требованиям.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА НОВЫХ РЕЦЕПТУР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

3.1 Разработка и исследование рецептур технологических жидкостей на углеводородной основе

Компонентами современных растворов на углеводородной основе являются жидкая углеводородная среда, структурообразователь в виде активного наполнителя или коллоидной фазы, суспендированный или эмульгированный соответствующими эмульгаторами и стабилизаторами. Кроме того, в состав ИЭР могут входить специальные наполнители, выполняющие роль утяжелителей или облегчителей, понизителей фильтрации и нейтрализаторов сероводорода.

«Несмотря на ряд специфических особенностей углеводородные системы во многом аналогичны растворам на водной основе. Как в тех, так и в других основой для получения тиксотропных свойств служит коллоидная фаза» [99]. В водных растворах она представлена коллоидальными глинами и высокомолекулярными соединениями, а в углеводородных - диспергированной водой, высокоокисленным битумом, органотфильными глинами и различными мылами высокомолекулярных органических кислот. Принципиальное отличие ИЭР состоит в том, что основой их являются неполярные жидкости, не взаимодействующие с разбуриваемыми породами.

Раствор на углеводородной основе, обладающий высокой стабильностью при обычной и высокой температуре, можно получить лишь в том случае, когда частицы дисперсной фазы равномерно распределены в углеводородной среде, а их поверхность надежно защищена адсорбционно-сольватными оболочками ПАВ и полярных компонентов дисперсионной среды, образующих структурно-механический барьер, который препятствует их флокуляции. Указанное в равной мере относится к безводным и эмульсионным ИЭР, так как их строение и регулирование свойств базируется на одних и тех же принципах [83].

В соответствии с современными представлениями для получения ИЭР с коагуляционной структурой высокой прочности необходимо увеличение

дисперсности наполнителя, оптимального объема заполнения системы и максимальная ее гомогенизация, причем наполнитель должен обладать высоким сродством к дисперсионной среде. В связи с этим при приготовлении ИЭР основная задача сводится к гидрофобизации твердой фазы и ее равномерному распределению в общем объеме. Выбор ПАВ-гидрофобизатора производится с таким расчетом, чтобы обеспечивалась его хемосорбция на поверхности частиц твердой фазы.

Получение стойких эмульсионных растворов возможно при тщательном эмульгировании водной фазы и предотвращения коалесценции эмульгированных капелек. Первое обеспечивается снижением поверхностного натяжения на границе раздела фаз путем ввода высокоактивных ПАВ и применением эффективного способа диспергирования; второе - созданием на поверхности капелек воды адсорбционно-сольватных слоев высокой структурно-механической прочности. Такие защитные слои образуются высокомолекулярными эмульгаторами типа мыл, жирных кислот и поверхностно-активными минеральными частицами, гидрофобизированными веществами типа аминов, имидозолинов, четвертичных аммониевых солей [42].

В качестве дисперсионной среды ИЭР могут быть использованы такие неполярные жидкости, как нефть и продукты ее переработки, синтетические углеводороды. Выбор углеводородной фазы необходимо проводить согласно ее температуры вспышки, которая должна на 50°C превышать температуру раствора, выходящего из скважины. Наиболее пригодны для приготовления ИЭР нефти, содержащие 3-5 % асфальтенов и 8 – 12 % смол. Адсорбируясь на поверхности фаз, они играют роль дополнительного стабилизирующего фактора. Стабилизатором эмульсий является и твердый диспергированный парафин. К недостаткам нефти относится: высокие реологические свойства ИЭР на их основе и необходимость выветривания и термостатирования при температурах $60 - 80^{\circ}\text{C}$ для повышения температуры вспышки.

«Дизельное топливо - продукт переработки нефти, получивший наиболее широкое применение в качестве углеводородной фазы ИЭР. Состояние коллоидных компонентов ИЭР, степень их ассоциации определяется содержанием

в дисперсионной среде ароматических и парафиновых углеводородов. Ароматические углеводороды пептизируют коллоиды, парафиновые вызывают их коагуляцию. В связи с этим для дизельного топлива будет оптимальным содержание ароматических веществ в пределах 10 – 20 %, а парафиновых – 30 – 50 %. Все марки дизельных топлив имеют примерно одинаковую физико-химическую характеристику: количество смол находится в пределах 40 – 50 мг на 100 см³ топлива; плотность 0,83 - 0,85 г/см³; вязкость 4,0 - 6,0 сПз, что позволяет выдерживать разработанные рецептуры ИЭР в различных регионах» [63].

«Минеральные масла объединяют группу продуктов переработки нефти с низким содержанием ароматических углеводородов, представляющих экологическую опасность. В качестве низкотоксичных сред обычно используют специально обработанные нефти, их среднедистиллятные фракции и даже растительные масла и рыбий жир. Установлено, что необходимым сочетанием свойств обладают только углеводородные жидкости минерального происхождения, выкипающие при температуре 190 – 350 °С и состоящие в основном из углеводородов C₁₀-C₁₈, с ограниченным содержанием ароматических углеводородов. Однако низкое содержание или отсутствие ароматических углеводородов тормозит и резко ограничивает степень диспергирования эмульгаторов и органофильных глин и снижает их структурообразующую способность» [15, 111].

Другим фактором, ухудшающим условия получения качественной высокостабильной системы инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР), является более высокое межфазное натяжение у низко ароматических углеводородных жидкостей по сравнению с дизельным топливом (например, на границе раздела фаз с водным раствором хлорида кальция с 30 %-ной концентрацией у дизельного топлива межфазное натяжение равно 18 мН/м, а у жидкости с содержанием ароматики < 1 % 34,2 мН/м).

Положительным качеством минеральных масел является лучшая их удаляемость с поверхности частиц выбуренной породы (остаточное количество 5-6 % против 16-17 % для дизельного топлива).

Синтетические углеводороды - дисперсионная среда нового поколения

низкотоксичных растворов на неводной основе, являющихся экологической альтернативой ИЭР и позволяющих реализовать их достоинства в районах с повышенными требованиями к охране окружающей среды. Синтетические углеводороды - уникальные по своей природе жидкости, характеризующиеся высокой биоразлагаемостью как в аэробных, так и в анаэробных условиях и отсутствием в своем составе ароматических углеводородов и серы. В качестве основы ИЭР в настоящее время широко применяются альфаолефины, сложные эфиры растительных масел и животных жиров, линейные алкилбензолы и т.д. [97].

3.2 Программа лабораторных исследований

Цель и задача исследования заключались в разработке рецептуры инвертно-эмульсионного бурового раствора с оптимальными реологическими и фильтрационными параметрами, обеспечивающей сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта В₁₀ на Восточно-Алинском месторождении (таблица 3.1) и в полной мере удовлетворяющей нормам и методом регулирования свойств ИЭР [61, 112].

Таблица 3.1 - Геологическая информация

Наименование	Хамакинский горизонт
Продуктивный пласт	В ₁₀
Интервал залегания по вертикали, м	1504-1582
Тип коллектора	Поровый
Пластовое давление, МПа	11,5
Проницаемость, мкм ²	103/85 · 10 ⁻³ мкм ²
Пористость, %	9,7/10,4
Глинистость, %	-
Насыщенность	Нефть

Компоненты ИЭР должны иметь удобную товарную форму, быть совместимы в системе, дополнять действие друг друга и эффективно работать в рецептуре при минимально возможных концентрациях, обеспечивая оптимальные параметры ИЭР. Исходя из промыслового опыта применения ИЭР в условиях строительства скважин на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» данный тип технологических жидкостей по назначению разделяется на следующие группы:

- для бурения пологих и горизонтальных скважин с большим отклонением ствола от вертикали;
- для бурения в интервалах неустойчивых терригенных отложений;
- для вскрытия продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами в условиях, где реальные дебиты скважин при использовании водных систем значительно ниже потенциально возможных;
- в качестве технологических жидкостей для ликвидации прихватов, гидрофобизации неустойчивых интервалов;
- для отбора керна с целью сохранения его свойств;
- в качестве жидкостей для вторичного вскрытия, глушения скважин.

Соответственно, при выборе критериев оценки качества раствора необходимо учитывать не только горно-геологические условия строительства скважины, но и назначение технологического раствора, свойства которого позволяют безаварийно провести скважину, при этом предотвратить осыпи и обвалообразование ствола и качественно вскрыть продуктивный пласт. В тоже время данные критерии должны позволять проводить оперативный контроль качества бурового раствора на объекте строительства согласно определенной конструкции и профиля скважины (рисунок 3.1) [74].

На основании определенных критериев качества раствора составлена программа разработки рецептуры ИЭР, включающая следующие исследования:

- выбор эмульгаторов второго рода, обеспечивающих образование эмульсии «вода в нефти»;
- изучение влияния эмульгаторов на поверхностное натяжение на границе раздела фаз «углеводородная среда – минерализованная вода» и электростабильность эмульсий;
- выбор наиболее эффективных эмульгаторов;
- регулирование реологических параметров и плотности ИЭР добавкой водной фазой;

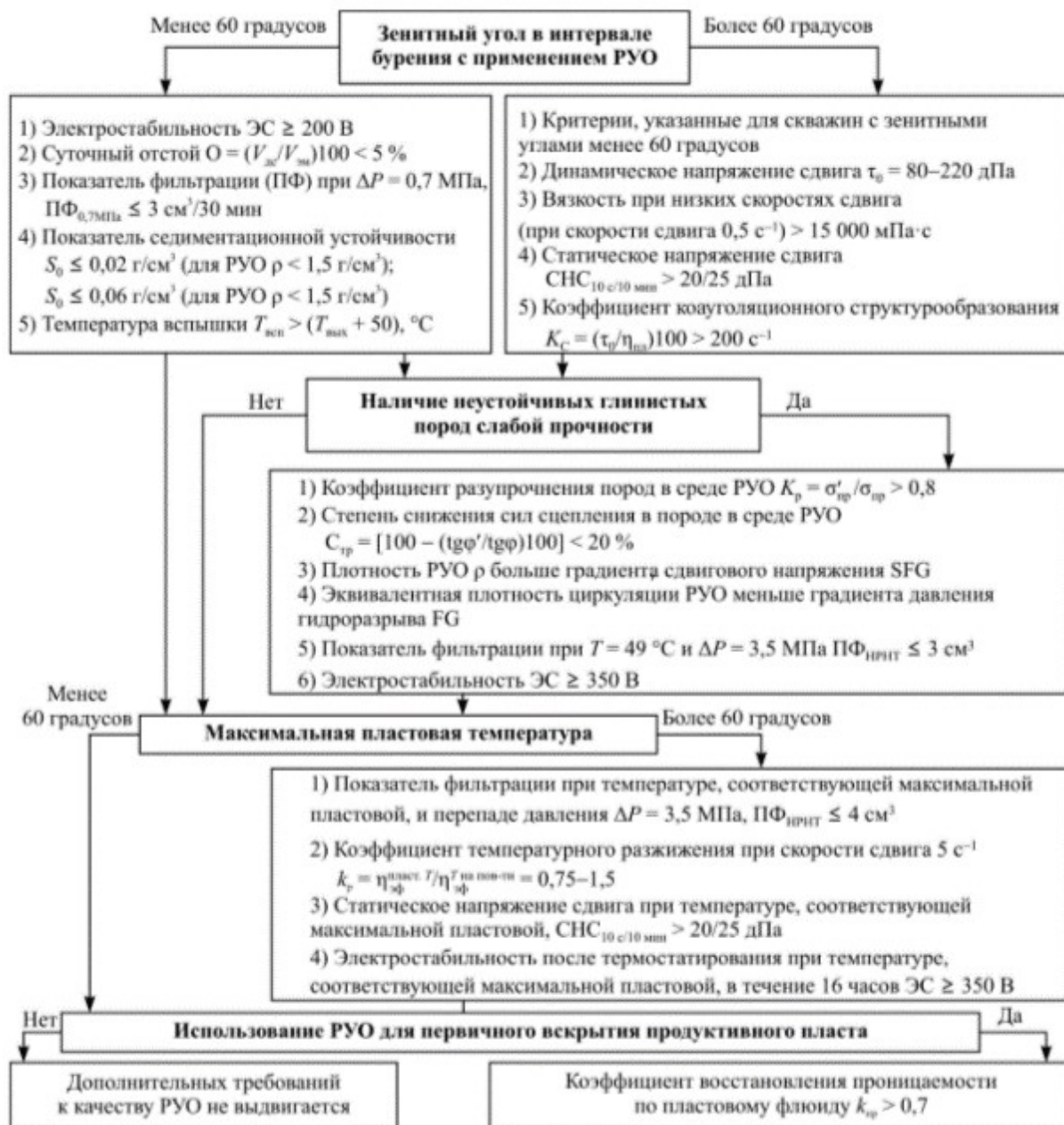


Рисунок 3.1. - Критерии качества раствора на углеводородной основе:

$V_{\text{дс}}$ – объем дисперсионной среды, отделившейся от эмульсионного раствора через 1 сут после отстоя, см^3 ; $V_{\text{эм}}$ – общий объем эмульсионного раствора, см^3 ; $T_{\text{вых}}$ – максимально ожидаемая температура раствора на устье скважины, $^\circ\text{C}$; τ_0 – динамическое напряжение сдвига, дПа; $\eta_{\text{пл}}$ – пластическая вязкость, мПа·с; $\sigma_{\text{пр}}$ и $\sigma'_{\text{пр}}$ – прочность образца породы на одноосное сжатие до и после взаимодействия с раствором соответственно, МПа; $\text{tg}\phi$ и $\text{tg}\phi'$ – тангенс угла внутреннего трения в образце породы до и после взаимодействия с раствором соответственно; $\eta_{\text{эф}}^{\text{пласт. T}}$ и $\eta_{\text{эф}}^{\text{T на поверх}}$ – эффективная вязкость раствора при скорости сдвига 5 с^{-1} при пластовой температуре и температуре на поверхности соответственно, мПа·с.

- введение добавок структурообразователей, стабилизаторов, понизителей вязкости, гидрофобизаторов и составление предварительной рецептуры ИЭР с плотностью ≤ 1100 кг/м³;- замена части основного эмульгатора добавкой вторичного эмульгатора на основе высших карбоновых кислот легким таловым маслом (ЛТМ) для снижения себестоимости ИЭР;
- лабораторные испытания ИЭР;
- определение коэффициента восстановления проницаемости коллектора на образцах керна хамакинского горизонта пласта В₁₀ после воздействия ИЭР на приборе FDTS.

3.2.1 Выбор эмульгатора в систему инвертно-эмульсионного раствора

С помощью подходящего эмульгатора можно приготовить «инвертную эмульсию», в которой дисперсной фазой является вода. При этом поверхностное натяжение (σ) на границе «нефть – вода» должна составлять около 50 мН/м. Соответственно, чем ниже поверхностное натяжение на границе раздела фаз, тем мельче эти капельки и тем более устойчива образующаяся эмульсия. Снижение достигается введением в состав поверхностно активных веществ (ПАВ).

«Тип образующейся эмульсии, т.е. «нефть в воде» (Н/В – прямая эмульсия) или «вода в нефти» (В/Н – инвертная (обратная) эмульсия), определяется относительной растворимостью эмульгатора в обеих фазах. ПАВ, преимущественно растворяющиеся в воде, образуют эмульсию Н/В, так как они повышают поверхностное натяжение на водной стороне границы раздела нефти и воды, и эта граница раздела изгибается в сторону фазы с более высоким поверхностным натяжением; в результате образуется капелька нефти, заключенная в водную оболочку. Мыла жирных кислот, полиамины, амиды и их смеси растворимы в нефти, поэтому образуют эмульсии В/Н» [82].

«Эмульсию Н/В можно разрушить добавлением небольшого объема В/Н-эмульгатора и наоборот. В любом случае прямая эмульсия превращается в инвертную, а инвертная в прямую, если добавить очень большой объем противоположного эмульгатора» [75]. Гидрофильно-лиофильный баланс (ГЛБ) ПАВ является числовой мерой того, в какой степени вещество является гидрофильным либо лиофильным. Число ГЛБ определяется посредством расчета

количественных соотношений определённых участков молекулы. Для приготовления инвертной эмульсии значение ГЛБ неионогенных ПАВ должно лежать в диапазоне 3-8.

Для проверки типа эмульгатора в металлический стакан наливали нефть и воду в равном соотношении 1:1. Общий объем минимум 100 мл. Добавляли испытуемый эмульгатор в количестве 3 мл или 3%, тщательно перемешивали на высокооборотной мешалке до образования однородной эмульсии, которую добавляли в стакан с водой. Инвертная эмульсия оставалась в стакане в виде отдельной фазы, не смешивающейся с водой. Если эмульсия свободно распределялась в стакане с водой, то она относилась к прямому типу.

Эмульгаторы типа В/Н преимущественно растворимы в углеводородах. Способность эмульгаторов растворяться в полярной среде (воде) и в неполярном растворителе (керосине) оценивалась визуально путем добавления и перемешивания небольшого количества реагента к каждой из фаз ИЭР, результаты исследования представлены в таблице 3.2.

Результаты эксперимента показали, что к эмульгаторам, одновременно растворяющимся в обеих фазах (углеводородной и водной) относятся: Оксанол и Оксифос. Полипав М81, Э-21, Э-22, глицериновый гудрон растворяются только в воде. ЭКС-ЭМ мБ, Нефтенол Нз, госсиполовая смола, ЛТМ, АБР, Эмультал, Cleave FM, МР-150 - эмульгаторы, растворяющиеся только в углеводородных жидкостях.

Таблица 3.2 – Результаты растворимости эмульгаторов в воде и в углеводородах

Название эмульгатора	Внешний вид	Растворимость	
		вода	керосин
Эмультал	Слабовязкая темно-коричневая жидкость с запахом растительного масла и аминов	образует стойкую эмульсию	растворим
ЭКС-МБ м.Б	Вязкая темно-коричневая жидкость со специфическим запахом углеводородов	не растворим, всплывает	растворим
Нефтенол Нз	Слабовязкая темно-коричневая жидкость со специфическим запахом углеводородов	не растворим, всплывает	растворим
МР-150	Слабовязкая темно-коричневая жидкость со специфическим запахом окисленного подсолнечного масла	образует стойкую эмульсию	растворим
Э-22	Темно-коричневая очень вязкая жидкость со слабым специфическим запахом	растворим	не растворим
Э-21	Темно-коричневая очень вязкая жидкость со слабым специфическим запахом	растворим	не растворим

Продолжение таблицы 3.2

Глицериновый гудрон	Темно-коричневая не текучая жидкость с медовым запахом	растворим	не растворим
Госсиполовая смола	Темно-коричневая вязкая жидкость с запахом минерального масла	не растворяется	растворяется
Легкое талловое масло (ЛТМ)	Желто-коричневая жидкость со специфическим запахом, легче воды	не растворяется	растворяется
Cleave FM	Жидкость коричневого цвета, текучая, со специфическим запахом	Образует эмульсию	Растворим
АБР	Темно-коричневая жидкость с сильным углеводородным запахом	не растворяется	растворяется
Полипав М81	Светло-желтая, прозрачная подвижная жидкость с запахом шампуня, вспенивается в воде	Очень хорошо растворяется	не растворим
Оксифос	Светлая, прозрачная подвижная жидкость с запахом шампуня, вспенивается в воде	Очень хорошо растворяется	растворим
Оксанол	Прозрачная жидкость с запахом шампуня, легко течет, в воде пенит	Очень хорошо растворяется	растворим

Для приготовления ИЭР в качестве основного структурообразователя отобрали эмульгаторы типа В/Н: Эмультал, ЭКС-МБ марки Б, Нефтенол Нз, МР-150, Госсиполовая смола, ЛТМ, Cleave, АБР. Технологическую эффективность эмульгаторов предварительно оценивали по величине поверхностного натяжения (σ) (формула 3.1) на границе раздела фаз «углеводород – вода». Для измерения готовились смеси исследуемых эмульгаторов в нефти с концентрациями 5, 10 и 20 кг/м³. С помощью сталагмометра фиксировали значение размера капли углеводородов на границе с дистиллированной водой и 20 %-м раствором CaCl₂. Раствор хлористого кальция исследовали как фазу ИЭР, обладающую низкой активностью по отношению к набухающим минералам коллектора. Коэффициент поверхностного натяжения вычисляли по формуле 3.1:

$$\sigma = K \cdot V_{\text{ср капли}} \cdot (\rho_{\text{жидк}} - \rho_{\text{нефти}}) \quad (3.1)$$

где σ - коэффициент поверхностного натяжения, Н/м;

K – постоянная капилляра; $V_{\text{ср капли}}$ – средний объем капли, см³;

$\rho_{\text{жидк}}$ – плотность исследуемой жидкости, г/см³;

Постоянную капилляра определяли, подставляя в формулу справочное значение поверхностного натяжения на границе «нефть-вода» ($\sigma = 28,9 \cdot 10^3$ Н/м, при 20 °С) [88]. Результаты измерений каждой из систем по 15 измерениям представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты влияния эмульгаторов на величину поверхностного натяжения (σ)

Название эмульгатора	Объем капли нефти, V_{cp} , cm^3 .			Поверхностное натяжение, $\sigma \cdot 10^3$ Н/м		
	Концентрация эмульгатора					
	0,5 %	1 %	2 %	0,5 %	1 %	2 %
На границе раздела фаз: «нефть – «дистиллированная вода»						
Без эмульгатора	0,499			28,9		
Эмультал	0,430	0,332	0,113	24,9	19,2	6,5
ЭКС-МБ м.Б	0,462	0,459	0,428	26,7	26,5	24,8
Нефтенол Нз	0,451	0,410	0,327	26,1	23,7	18,9
МР-150	0,458	0,135	0,064	26,5	7,8	3,7
Госсиполовая смола	0,596	0,577	0,492	35,9	33,4	28,5
Легкое талловое масло (ЛТМ)	0,729	0,522	0,491	42,2	30,2	28,4
Cleave FM	0,124	0,110	0,015	7,2	6,3	0,87
АБР	0,502	0,475	0,431	29	25,2	24,9
На границе раздела фаз «нефть – водный раствор $CaCl_2$ ($\rho = 1170 \text{ кг/м}^3$)»						
Без эмульгатора	0,327			48,2		
Эмультал	0,196	0,152	0,120	28,8	22,4	17,7
ЭКС-МБ м.Б	0,187	0,163	0,130	27,5	24	19,2
Нефтенол Нз	0,319	0,198	0,117	47	29,2	17,2
МР-150	0,289	0,063	0,017	42,6	9,3	2,5
Госсиполовая смола	0,397	0,141	0,138	58,2	20,8	20,3
Легкое талловое масло (ЛТМ)	0,244	0,221	0,124	35,9	32,6	18,2
Cleave FM	0,062	0,013	0,007	9,1	1,9	1,01
АБР	0,317	0,264	0,189	46,7	38,9	27,8

По результатам измерений (таблица 3.3) можно сделать следующее заключение: наиболее эффективно снижали величину (σ) или работу по увеличению площади поверхности на границе раздела фаз «нефть - дистиллированная вода» эмульгаторы МР-150 и Cleave FM. Эффективность действия эмульгаторов достигалась при наборе концентрации Cleave FM в нефти 10 кг/м³, при этом (σ) уменьшалось в 4,5 раз, при концентрации 20 кг/м³ - в 33,2 раз. При концентрации эмульгатора МР-150 в нефти 10 кг/м³ (σ) уменьшалось в 3,7 раз, а при 20 кг/м³ - в 7,8 раз.

На границе раздела фаз «нефть - раствор CaCl₂» наиболее эффективно снижали величину (σ) те же эмульгаторы МР-150 и Cleave FM.

При концентрации Cleave FM 10 кг/м³ (σ) уменьшалось в 25,3 раза, при концентрации 20 кг/м³ - в 47,7 раз. При концентрации МР-150 до 10 кг/м³ (σ) уменьшалось в 5,2 раз, при концентрации до 20 кг/м³ - более чем в 19,4 раз. Остальные эмульгаторы Эмульта, ЭКС-МБ м.Б, Нефтенол Нз, ЛТМ в данном эксперименте проявили меньшую эффективность по уменьшению термодинамической характеристики (σ) на поверхности раздела фаз «нефть-вода».

3.2.2 Изучение влияние эмульгаторов на электростабильность обратной эмульсии

Одной из основных задач при создании рецептуры ИЭР является достижение ее необходимой электростабильности. Наиболее распространенным методом оценки устойчивости эмульсии является показатель электростабильности (Θ), или способности эмульсий проводить электрический ток. Чем «тоньше» эмульсия, тем изолированней от углеводородной среды и меньше размер капель водной фазы, тем выше значение (Θ) напряжения в вольтах необходимого для прохождения электрического разряда в исследуемой среде. Электростабильность эмульсии определялась величиной напряжения переменного тока силой 0,5 мА на плоских параллельных электродах диаметром 10 мм при расстоянии между ними 3,4 мм.

Прибор для измерения электростабильности был снабжен вмонтированным в корпус измерительным устройством (датчиком) и зондом с электродами. В металлический стакан объемом 500 мл помещали 100 мл углеводородной среды и

добавку исследуемого эмульгатора. При постоянном перемешивании в течение 10 минут из делительной воронки прибавили к углеводородной среде 100 мл 20 %-ого раствора CaCl_2 . После введения всего объема водной фазы перемешивали эмульсию в течение еще 15 минут, затем выдерживали эмульсию в покое в течение 10 минут, после чего измеряли условную вязкость и электростабильность. Показатель условной вязкости характеризует консистенцию получившихся эмульсий и при равных условиях помогает выбрать подходящий эмульгатор, обеспечивающий как хорошие стабилизирующие свойства эмульсии, так и низкую реологию, необходимую будущему раствору. Результаты исследований представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты определения электростабильности предлагаемых растворов

Название эмульгатора	УВ**, с		Электростабильность, В.					
	Нефть	Дизельное топливо	Эмульсия нефть-раствор CaCl_2			Эмульсия дизельное топливо - раствор CaCl_2		
			Концентрация эмульгатора, кг/м ³					
			10	20	30	10	20	30
Эмульгал	н/т*	30	38	43	56	49	54	63
ЭКС-МБ м.Б	220	28	178	177	177	41	54	63
Нефтенол Нз	160	24	274	280	277	29	50	54
МР-150	н/т*	24	33	115	339	150	260	280
ЛТМ	н/т*	32	33	120	239	20	25	33
Cleave FM	310	40	43	65	67	33	65	88
Госсиоловая смола	н/т*	34	18	25	34	20	27	32

Примечание: * – эмульсия не текучая;
 ** – УВ измерялась при концентрации эмульгаторов 30 кг/м³.

По результатам проведенных исследований можно заключить, что наиболее эффективным стабилизатором минерализованного раствора хлорида кальция в эмульсии на основе нефти являлся реагент Нефтенол Нз и ЭКС-МБ марки Б. Эти эмульгаторы обеспечивали стабильность системы более 100 В при концентрации 10 кг/м³ и сохраняли ее текучесть. Эмульгаторам МР-150 и ЛТМ для достижения того же уровня электростабильности необходимо было нарастить концентрацию до 20 кг/м³, но при этом эмульсии превращались в очень вязкие массы. Наиболее эффективным стабилизирующим действием на эмульсию минерализованного раствора хлорида кальция в дизельном топливе обладал эмульгатор - МР-150 при

концентрации 10 кг/м^3 и Cleave-FM при концентрации от 20 кг/м^3 . Все эмульсии на основе дизельного топлива имели оптимальные значения условной вязкости.

3.2.3 Выбор понизителя активности водной фазы инвертно-эмульсионного раствора и определение плотности эмульсии в зависимости от концентрации водной фазы

Активность – это отношение давления паров воды над данным материалом к давлению паров над чистой водой при одной и той же температуре. Породы, содержащие глинистые минералы групп каолинита и гидрослюд, способны набухать под воздействием водных растворов, что, в свою очередь способствует неустойчивости стенок скважины при бурении, а также снижению проницаемости продуктивного пласта. Сланцы, образованные из таких пород, поглощают воду из-за разности активности раствора и сланца. Если потенциальная химическая активность раствора и сланца равны, по разности в энергетических уровнях не существует, и вода не переходит из одного материала в другой. Активность водной фазы ИЭР находится в прямой зависимости от вида и степени минерализации. Количественно осмотические процессы между породой и раствором определяются разностью минерализации водной фазы раствора на углеводородной основе и воды, увлажняющей породу.

С целью предотвращения набухания глинистой составляющей коллектора продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения необходимо снизить активность осмотических процессов на границе раздела жидкостей «водная фаза раствора – пластовая вода» путем повышения минерализации водной фазы раствора. Анализ активности насыщенных водных растворов солей, наиболее распространённых в буровой практике, приведён в таблице 3.5.

Одним из наиболее эффективных понизителей активности водной фазы ИЭР по отношению к набухающим сланцам является хлорид кальция. Раствор CaCl_2 (20%) с минерализацией 2,12 моль/л или 235,5 г/л имеет активность 0,83 (таблица 3.6) и по концентрации ионов жесткости (85 г/л) соответствует пластовой воде хамакинского горизонта, для которой среднее значение жесткости (Ca^{2+} и Mg^{2+}) составляет 81 г/л (таблица 1.2)

Таблица 3.5 – Активность насыщенных водных растворов некоторых солей

Тип соли	Активность насыщенного водного раствора, д.ед.
$(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$	0,800
NaCl	0,750
$\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$	0,505
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	0,330
CaCl_2	0,295
ZnCl_2	0,100

Таблица 3.6 - Изменение активности водной фазы ИЭР

Концентрация CaCl_2 , %	0	10	15	20	25	30	35	40
Активность водной фазы	1,00	0,94	0,90	0,83	0,74	0,63	0,52	0,39

Кроме того, ионы Ca^{2+} , находящиеся в водной фазе ИЭР, будут способствовать дополнительной стабилизации эмульсии, так как с кислыми компонентами растворов на углеводородной основе, к которым относятся большинство структурообразователей, гидрофобизаторов и эмульгаторов, кальций образует мыла, тем самым способствует закреплению молекул высокомолекулярных соединений на границе раздела фаз.

Для определения плотности растворов с различной концентрацией водной фазы готовили инвертные эмульсии на основе нефти Восточно-Алинского месторождения (ρ - 846 кг/м³) и дизельного топлива (ρ - 840 кг/м³), приготовленного из добытой нефти данного месторождения, с добавкой 20 кг эмульгатора МР-150 на 1 м³ раствора с процентным соотношением фаз «вода-углеводород»: 20/80; 30/70; 40/60; 50/50; 60/40. В качестве водной фазы в эмульсии использовали водный раствор CaCl_2 (ρ - 1170 кг/м³) и пластовую воду Восточно-

Алинского месторождения ρ - 1300 кг/м³. Результаты измерений представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Плотность эмульсий в зависимости от концентрации водной фазы

Содержание водной фазы, объемные %	Плотность эмульсии на основе нефти, кг/м ³		Плотность эмульсии на основе дизельного топлива, кг/м ³	
	Состав водной фазы			
	раствор CaCl ₂ ρ - 1170 кг/м ³	пластовая вода ρ - 1300 кг/м ³	раствор CaCl ₂ ρ - 1170 кг/м ³	пластовая вода ρ - 1300 кг/м ³
10	896	917	822	830
20	919	953	870	887
30	946	1004	890	934
40	977	1051	912	1006
50	997	1089	967	1047
60	1031	1114	1010	1084

Проведенными экспериментальными исследованиями было установлено, что содержание водной фазы раствора – хлорида кальция (CaCl₂) плотностью 1170 кг/м³ для получения РУО плотностью не более 1100 кг/м³ не должно превышать 60 %, пластовой воды плотностью 1300 кг/м³ - не более 50 %; для РУО на основе дизельного топлива в том и другом случае – не более 60 %.

3.2.4 Исследование набухающей способности, структурообразующих и фильтрационных свойств органофильных глин. Обоснование реагентов ИЭР

Органофильные глины или органобентониты наиболее часто применяются в ИЭР в качестве структурообразующих и коркообразующих компонентов. В отличие от гидрофильной глины, набухающей в воде, олеофильные глины способны набухать и образовывать гели в неполярных органических жидкостях, таких как нефть, керосин, дизтопливо и др. Органобентониты являются альтернативой окисленным битумам в стандартных рецептурах, но в отличие от всех сортов битумов олеофильные глины не переходят в истинный раствор даже при высоких температурах и сохраняют свойства коркообразования, препятствуя процессу фильтрации раствора в стенки скважины [22].

В качестве претендентов на включение в рецептуру ИЭР были рассмотрены различные марки органобентонитов. Результаты измерений реологических показателей нефти с добавками органофильных глин приведены в таблице 3.8.

Как видно из приведенных данных, добавки глины загущают нефть. С увеличением концентрации реагентов увеличиваются показатели условной и пластической вязкости, добавки способствуют формированию глинистой корки в процессе фильтрации.

Таблица 3.8 – Влияние добавки органофильной глины на вязкость и гелеобразование в нефти

Состав раствора	Реологические параметры						
	Т, с	φ-угол закручивания пружины (градус) при частоте вращения, об/мин.		Ф, см ³	СНС, дПа	h _{пл} , сПз	t ₀ , д Па
		600	300				
нефть	28	35	18	вытек	3,8/3,8	17	5
Добавка гидрофобной глины «МЕДИУМ-Э»							
Нефть + 1 % Основа «МЕДИУМ-Э»	36	35	18	20	4,3/4,3	17	5
Нефть + 2 % Основа «МЕДИУМ-Э»	60	81	43	7,2	4,8/4,8	38	24
Нефть + 3 % Основа «МЕДИУМ-Э»	70	108	57	3,2	6,7/6,7	51	29
Добавка гидрофобной глины «Орбент 91»							
Нефть + 1 % «Орбент 91»	36	54	29	5,8	3,8/3,8	25	19
Нефть + 2 % «Орбент 91»	60	117	62	2,2	3,8/3,8	55	34
Нефть + 3 % «Орбент 91»	80	172	88	2,0	6,7/10,5	84	19

С увеличением добавки органобентонитов в нефти пропорционально увеличиваются показатели вязкости по мере наполнения коллоидной системы твердой фазой, что говорит о хорошей «распускаемости» реагентов. Незначительный рост динамической вязкости и отсутствие разницы между показаниями статического напряжения сдвига (через 10 секунд / через 10 минут) говорит о слабых электростатических взаимодействиях между коллоидными частицами глины. Таким образом, структурирующие свойства органофильных глины

зависят от концентрации их в системе и не зависят от сил электростатического взаимодействия между коллоидными частицами.

Набухающая способность органобentonитов оценивалась с помощью тестера набухания «Dynamic Linear Swellmeter Complete w/Compactor» компании «OFITE». Для этого изготавливали таблетки из исследуемых образцов глин, помещали их в углеводородную среду. С помощью линейного дифференциального преобразователя измеряли величину приращения длины образца, вызванную давлением набухания. Динамика набухания образцов из бентонитов в нефти представлена на рисунке 3.2.

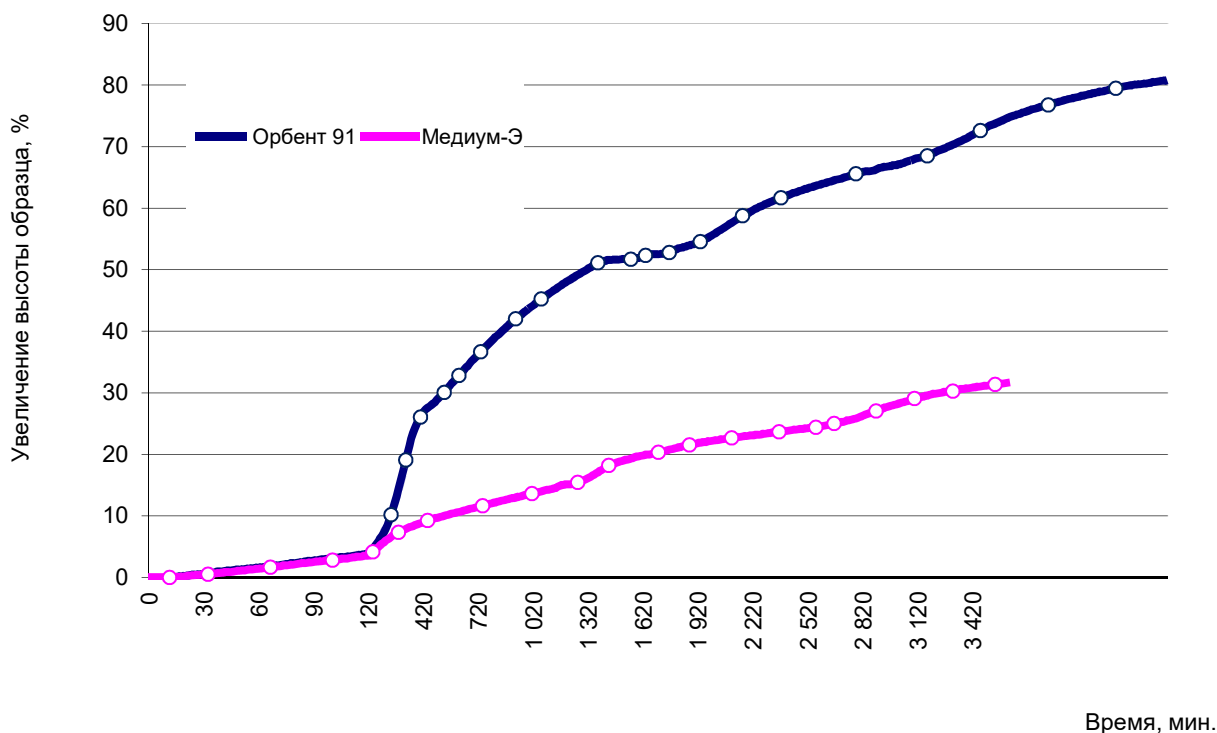


Рисунок 3.2. – Динамика набухания органофильных бентонитов в нефти

Кривые набухания на диаграмме построены по среднеарифметическим значениям, полученным по результатам набухания четырех образцов для каждого реагента. Анализ рисунка 3.2 показывает, что таблетки, приготовленные из глинопорошка «Орбент 91», набухали интенсивней и увеличились в высоту за первые сутки больше, чем на 50 %, в то время как таблетки, приготовленные из глинопорошка «МЕДИУМ-Э» – только на 20 %. Тенденция сохранилась и через

двое суток исследований: прирост высоты образцов составил в среднем 65 %, 25 % соответственно. Таким образом, применение органомфильной глины марки «Орбент 91» позволяет добиться образования менее проницаемой глинистой корки при меньшей ее концентрации, при этом достигнуты лучшие результаты по набухающей способности, диспергированию в углеводородах и снижению фильтрации.

3.2.5 Изучение добавки негашеной извести в рецептуре инвертно-эмульсионного раствора

СаО в системе ИЭР выполняет двойную функцию: омыляет кислые компоненты – добавки структурообразователей на основе высокомолекулярных карбоновых кислот – и связывает воду, образуя гидроксид кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$, стабилизирующий и структуромоделирующий наполнитель ИЭР с высокой поверхностной активностью.

Для проведения исследования приготовили инвертные эмульсии с соотношением углеводородной (дизельное топливо) и водной фазы 1:1, содержащие эмульгатор «Cleave-FM» 1,8 %, органомфильную глину до 1 %. Эмульсии отличались друг от друга только количественной добавкой СаО (таблица 3.9), которую вводили в углеводородную среду вместе с остальными компонентами перед введением водной фазы.

По результатам исследования установлено:

- добавка СаО обеспечивает стабилизацию эмульсий и увеличивает показатель электростабильности;
- не оказывает влияния на реологию;
- утяжеляет систему;
- способствует снижению фильтрации.

Таблица 3.9 – Влияние добавки негашеной извести на параметры рецептуры ИЭР

Рецептура	Содержание, %		Параметры								
	исходный	разбавленный	Э, В	Т, с	φ 600 мин ⁻¹	φ 300 мин ⁻¹	СНС, дПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	Φ, см ³	ρ кг/м ³
Дизельное топливо	48,5	36	150/70	40/264	49/119	30/79	22(23)/75(76)	19/40	52/187	1,3/1,8	995/1009
Водный р-р СаСl ₂ (20%)	48,5	61									
Эмульгатор «Cleave-FM»	2	1,8									
Гидрофобная глина	1	0,9									
СаО	0	0									
Дизельное топливо	48	36	250/90	32/136	45/106	27/68	16(19)/51(55)	17/38	48/144	1,3/2	1000/1020
Водный р-р СаСl ₂ (20%)	48	60,5									
Эмульгатор «Cleave-FM»	2	1,8									
Гидрофобная глина	1	0,9									
СаО	0,5	0,4									
Дизельное топливо	47,5	35	450/100	32/116	44/105	27/67	15(19)/53(57)	17/38	48/139	1,2/1,2	1009/1034
Водный р-р СаСl ₂ (20%)	47,5	60									
Эмульгатор «Cleave-FM»	2	1,8									
Гидрофобная глина	1	0,9									
СаО	2	1,8									

*Примечание – параметры исходного ИЭР/параметры ИЭР после разбавления.

3.2.6 Влияние гидрофобизирующих добавок на параметры инвертно-эмульсионного раствора

Рецептура ИЭР должна быть обеспечена сбалансированностью гидрофобизирующего и эмульгирующего действия, так как при очень сильном эмульгирующем действии не будет достигнута смачиваемость нефтью, и наоборот, при очень сильном гидрофобизирующем действии будут очень большие потери нефти. Относительная эффективность обоих действий зависит от различных условий, таких как природа поверхности, которую необходимо покрыть пленкой нефти, электрохимические свойства водной фазы, рН, температура и т.д.

«По химическому строению гидрофобизаторы представляют собой ПАВ, как правило, ионогенного характера, диссоциирующие в воде на органический, катион и остаток неорганической кислоты – анион. В качестве гидрофобизирующих агентов чаще всего используют азотистые соединения с длинными углеводородными цепями. Неполлярная часть цепи катиона растворяется в нефтяной фазе, а полярная часть цепи углеводородного радикала – в воде, придавая капельке нефти положительный заряд. Поскольку большинство металлов и минералов несут отрицательный поверхностный заряд, капельки нефти притягиваются к этим поверхностям, где разрушаются с образованием пленки нефти» [60]. Влияние добавок гидрофобизаторов «АБР», «ИВВ-1», «Основа-ГС», ХПГ-001, определенных как наиболее распространенные в нефтегазовой промышленности, представлено в таблице 3.10. В качестве углеводородной среды в ИЭР использовалось дизельное топливо. Добавка всех протестированных гидрофобизаторов снижала фильтрацию и не оказывала влияние на реологические параметры эмульсионного раствора. При этом в растворах №2 («АБР»), 3 («ИВВ-1»), 4 («Основа-ГС») и 5 («ХПГ-001») увеличился показатель напряжения при электрическом пробое. Положительный эффект на параметры ИЭР в большей степени оказывал гидрофобизатор «Основа-ГС» с концентрацией до 1%, увеличивая показатель электропробоя (Э) с 140 до 260 В и снижая фильтрацию с 2,4 до 0,3 см³.

Таблица 3.10 – Исследование влияния добавки гидрофобизаторов «АБР», «ИВВ-1», «Основа-ГС», «ХПГ-001» в исходную рецептуру ИЭР

Рецептура	Состав раствора		Э, В	Т, с	φ 600, МИН ⁻¹	φ 300, МИН ⁻¹	СНС, дПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	Φ, см ³	ρ кг/м ³
	%	объем/ масса									
Исходная система											
Дизельное топливо, л	46,1	164	140	32	50	29	3,4/4,5	21	38	2,4	1000
Органобентонит, кг	1,0	3,5									
Эмульгатор ЭКС-ЭМ м.Б, л	2,8	10									
негашеная известь, СаО, кг	2,0	7									
ЛТМ, л	2,0	7									
Водный раствор СаСl ₂ , л	46,1	164									
Всего:	100,0	355,5									
Введение гидрофобизатора в диапазоне 1%											
АБР, л	1,0	3,5	160	32	52	32	3,9/4,1	20	57	1,8	1000
ИВВ-1, л	1,0	3,5	160	44	56	33	4,7/5,2	23	48	1,5	1000
Основа-ГС, л	1,0	3,5	260	40	47	29	4,8/6,4	18	53	0,3	1000
ХПГ-001, л	1,0	3,5	120	44	52	32	4,9/5,8	20	58	2	1000
Увеличение концентрации гидрофобизатора до 2,2 %											
АБР, л	2,2	8	260	40	53	32	3,9/4,1	21	53	1	995
ИВВ-1, л	2,2	8	180	44	56	34	5,5/5,9	22	58	1,4	1000
Основа-ГС, л	2,2	8	290	68	74	42	4,4/7,7	32	48	0,3	1000
ХПГ-001, л	2,2	8	130	48	60	35,5	5,7/6,6	24	53	1,8	1000

Эффективность гидрофобизирующих добавок как реагентов, предотвращающих загрязнение ИЭР выбуренной породой, изучали с помощью роллинг-теста. Методика теста заключается в следующем: в термоячейку, представляющую собой стальной полый цилиндр объемом 500 см³, заливался испытуемый ИЭР (350 мл), после чего добавляли 20 г шлама с размером частиц 2-4 мм. Для этого шлам предварительно был высушен и просеян через сита с соответствующим размером ячеек. Герметично закрытые ячейки устанавливали в роликовую печь, где за счет вращения роликов раствор в ячейке постоянно перемешивался. Роллинг-тест проводили в течение 6 часов. После окончания эксперимента буровой раствор из ячейки сливали, процеживали от остатков шлама и измеряли технологические параметры. Результаты роллинг-теста для ИЭР на основе эмульгатора «ЭКС-ЭМ марки Б» с различными гидрофобизаторами в составе представлены в таблице 3.11.

После подогревания и перемешивания ИЭР с наличием некоторой части выбуренной породы некоторые свойства раствора изменились. Так, у раствора №1 без гидрофобизатора незначительно снизились стабильность, вязкость и несколько увеличились фильтрация и плотность. Большинство параметров раствора №2 оставались без значительных изменений. Раствор (№3) с гидрофобизатором «ИВВ-1» после прогрева утратил стабильность, увеличилась фильтрация до 2 см³, при этом реагент «ИВВ-1» дестабилизировал эмульсию. ИЭР с добавкой «Основа-ГС» (раствор №4) имел низкую фильтрацию 0,3 см³ и высокое значение электропробоя 290 В, после роллинг-теста сильно загустел. Гидрофобизатор «Основа-ГС» в условиях повышенной температуры и перемешивания способствовал дополнительному эмульгированию системы, что подтверждает увеличившийся в три раза показатель электропробоя.

Таблица 3.11 – Влияние гидрофобизаторов на диспергирование глины, роллинг-тест с прогреванием при 75 °С

Рецептура	Состав раствора		Э, В	Т, с	φ 600, мин ⁻¹	φ 300, мин ⁻¹	СНС, дПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	Ф, см ³	ρ, кг/м ³	Примечание
	%	объем/ масса										
Исходная система												
Дизельное топливо, мл	46,1	164	250	30	36	21	1,2/1,7	15	29	0,3	995	ИЭР без гидрофобизатора до прогревания
Органобентонит, кг	1,0	3,5										
Эмульгатор ЭКС-ЭМ м.Б, мл	2,8	10										
Негашеная известь, СаО, г	2,0	7	180	28	34	18	1,6/1,7	16	10	0,8	1020	ИЭР без гидрофобизатора после прогревания
ЛТМ, мл	2,0	7										
Водный раствор СаСl ₂ , мл	46,1	164										
Всего, мл:	100,0	355,5										
Введение гидрофобизатора в исходную систему, прогревание в течение 6 часов												
Гидрофобизатор ИВВ-1, мл	2,2	8	180	44	56	34	5,5/5,9	22	58	1,4	995	до прогревания
			50	36	45	30	6,9/7,7	15	72	2	1020	после прогревания
-												
Гидрофобизатор Основа ГС, мл	2,2	8	290	68	74	42	4,4/7,7	32	48	0,3	995	до прогревания
			980	220	177	108	8,3/12,8	69	187	1,8	1019	после прогревания
-												
Гидрофобизатор АБР, мл	2,2	8	400	40	53	32	3,9/4,1	21	53	1	995	до прогревания
			230	60	82	46	3,3/3,5	36	48	1,3	1020	после прогревания
Прогревание в течение 16 часов												
Исходная система	-	-	140	н/т	эмульсия превратилась в кремообразную массу							
Гидрофобизатор АБР, мл	1,4	5	180	84	93	58	4,8/5,4	35	110	1,5	1020	-
Гидрофобизатор Основа ГС, мл	1,4	5	900	192	155	98	8,9/10,8	57	197	1,5	1020	-

В результате добавки гидрофобизатора «АБР» в раствор №7 до прогрева и в раствор №8 после прогрева отмечается снижение стабильности в два раза, увеличение вязкости и незначительное увеличение фильтрации.

Результаты роллинг-теста для ИЭР при увеличении продолжительности перемешивания и прогрева до 16 часов показали, что исходная эмульсия без гидрофобизатора после прогрева потеряла текучесть, остальные параметры не измерялись из-за потери технологических свойств. Гидрофобизатор «АБР» с концентрацией 1,4 % в составе ИЭР обеспечил стабильность параметров эмульсии после прогрева в течение 16 часов. По сравнению с исходной системой раствор №8 сохранил стабильность. Гидрофобизатор «Основа-ГС» в составе №8 с концентрацией 1,4 % дополнительно стабилизировал исходную эмульсию, способствовал повышению удельного электрического сопротивления в пять раз и вязкости раствора №3 до прогрева.

3.2.7 Влияние на параметры инвертно-эмульсионного раствора добавки легкого таллового масла

Легкое талловое масло (далее – ЛТМ) наиболее часто применяют в качестве смазочной добавки, а также в качестве исходного компонента для производства эмульгаторов [51]. Представляя собой смесь ненасыщенных жирных карбоновых кислот (в основном олеиновой, линолевой, линоленовой с углеводородным радикалом C_{22-24}) талловое масло, как и эмульгатор, обладает ценными стабилизирующими свойствами в системе буровых растворов на углеводородной основе. Длинный углеводородный радикал ЛТМ имеет сродство с неполярными жидкостями, а карбоксильная группа – $COOH$ с полярными растворителями. Если водородный ион в карбоксильной группе замещается на какой-либо щелочной или щелочноземельный металл с образованием соли карбоновой кислоты (мыла), сродство с полярными растворителями увеличивается.

Введение в рецептуру ИЭР такого компонента, как ЛТМ позволит снизить себестоимость раствора за счет уменьшения содержания основного эмульгатора, как правило, самого дорогого компонента в рецептуре (таблица 3.12). С другой стороны, на утилизацию отходов в лесохимической отрасли путем сжигания или

вывоза в отвалы приходится более 8-10 % стоимости основной продукции, и вовлечение в нефтедобывающее производство отходов снизит затраты на их утилизацию и будет способствовать оздоровлению окружающей среды.

Таблица 3.12 - Влияние на параметры инвертно эмульсионного раствора добавки ЛТМ

Рецептура	Содержание, %	Параметры								
		Э, В	Т, с	φ 600, мин ⁻¹	φ 300, мин ⁻¹	СНС, ДПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	Φ, см ³	ρ, кг/м ³
Дизельное топливо	48,5	250	60	55	37	35/39	18	91	1,5	0,995
Водный р-р CaCl ₂ (20%)	48,5									
Эмульгатор - Cleave-FM	1,8									
Гидрофобная глина	1									
Легкое талловое масло	1	300	40	50	33	30/31	17	77	1,4	0,995
	2	380	36	48	29	22/24	19	48	1,2	0,995

С увеличением концентрации ЛТМ в системе ИЭР до 1 % наблюдалось повышение стабильности, снижение вязкости и фильтрации. Повышение концентрации ЛТМ до 2 % привело к дополнительному снижению вязкости и водоотдачи в системе. За счет разнородности в строении молекул ЛТМ и первичного эмульгатора Cleave-FM добавка таловых масел способствует более плотной упаковке стабилизирующих молекул на границе раздела фаз «углеводород-вода». Насыщение водной фазы ИЭР ионами жесткости позволяет омылять встраивающиеся молекулы в стабилизирующий слой и закреплять их на поверхности раздела фаз за счет образования нерастворимых кальциевых мыл. Оптимальная добавка ЛТМ в состав раствора лежит в диапазоне 10 – 20 кг/м³.

Поисковыми исследованиями, проведенными мной совместно с сотрудниками «СургутНИПИнефть», разработаны составы ИЭР из углеводородов, доступных в условиях месторождения Восточной Сибири в районе деятельности ПАО «Сургутнефтегаз»: подготовленной пластовой нефти и дизельного топлива, изготовленного на Талаканском месторождении. Исходя из проведенных исследований предварительный состав ИЭР можно варьировать в следующем соотношении компонентов, %:

Углеводородная среда (нефть, дизельное топливо)	50–80
Минерализованная вода	20–50
Смесь эмульгаторов:	
первичный	1–3
вторичный	1–2
Органофильная глина (структурообразователь)	0,6–3
СаО – негашеная известь (стабилизатор)	1–2
Гидрофобизатор	1

На данном этапе исследований добивались оптимальных реологических, фильтрационных параметров у промывочных жидкостей, определяли стабильность и устойчивость эмульсий при нагревании и попадании пластовой воды. Измеряли параметры: электростабильность, плотность, условную вязкость по ВБР-1, вязкости на ротационном вискозиметре, СНС, фильтрацию.

В рецептуре изменяли соотношение и концентрацию реагентов, тип эмульгатора, углеводородную основу, соотношение фаз, изучали влияние каждого компонента [47].

ИЭР в лабораторных условиях готовили следующим образом. В дизельное топливо объемом 216 мл вводили 8 г органофильной глины и 8 мл эмульгатора. Полученную суспензию перемешивали в течение нескольких минут. Затем к углеводородной среде постепенно, в течение 10 минут, при интенсивном перемешивании добавляли 88 мл водного раствора CaCl_2 (плотностью 1170 кг/м³). После введения всей водной фазы эмульсию дополнительно перемешивали еще в течение 10 минут. Измеряли параметры получившейся эмульсии в соответствии с ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2-2011, MOD), результаты окончательных рецептур представлены в таблице 3.13. [12, 98].

Таблица 3.13 – Рецептуры предлагаемых буровых растворов

Рецептура	Состав раствора, %	Э, В	Т, с	СНС, дПа	η, Па с	τ ₀ , дПа	Φ, см ³ /30 МИН	ρ кг/м ³	μ
На основе дизельного топлива									
Дизельное топливо	60-80	350 - 500	35-45	18 – 20 / 20 - 25	19 - 25	45 - 60	0,5 – 1,5	950-1090	0,13 - 0,14
Органобентонит	1-3								
Водный раствор CaCl ₂	14,5-30,5								
Эмульгатор (Cleave-FM, МР-150)	1,5-2,5								
Негашеная известь со степенью активности не менее 60 %, СаО	0-2								
Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	0-2								
Гидрофобизатор (АБР, Основа ГС)	1-2								
На основе нефти									
Нефть, л	70-90	700	100 - 200	0,5 – 2 / 15 - 35	35 - 65	30 - 100	0,5 - 2	900 - 950	0,13 - 0,14
Водный раствор СаСl ₂ (плотностью 1170 кг/м ³)	15-19								
Эмульгатор (Нефтенол Нз)	1-2								
Органофильная глина	1-3								
СаО (негашеная известь)	1-2								
Вторичный эмульгатор (ЛТМ)	1-2								
Гидрофобизатор (АБР, Основа-ГС)	1-2								

3.3 Определение коэффициента восстановления проницаемости коллектора после воздействия на него ИЭР

Определение коэффициента восстановления проницаемости хамакинского горизонта пласта В₁₀ Алинского и Восточно-Алинского месторождений после воздействия различных растворов, в том числе инвертно-эмульсионных растворов осуществлялось:

- на установке FDTES-100-140, суть метода заключалась в сравнении характеристик проницаемости коллектора до и после воздействия исследуемых технологических жидкостей;

- по изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) керна в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009 «ГСИ. Методики (методы) измерений» (пористость по азоту и проницаемость по гелию) после воздействия буровых растворов.

Для проведения исследований были изготовлены образцы цилиндров (диаметром и длиной по 3 см) из керна материала разведочной скважины №304-27Р Алинского месторождения (интервал отбора 1448–1470 м). Образцы были очищены от содержащихся флюидов путем экстрагирования толуол-спиртовой смесью в СО₂-толуол-экстракторе, высушены при 105 °С и пронумерованы (приложение В).

При проведении исследований обеспечили время воздействия фильтратов исследуемых промывочных жидкостей на образцы керна равное времени, затрагивающему технологический процесс от начала вскрытия продуктивного пласта до начала освоения скважины.

Проведение эксперимента на установке FDTES-100-140 осуществляли следующим образом. Собирали колонку из двух кернов и определяли проницаемость колонки по керосину, прокачав его в прямом направлении. Прокачивали исследуемый буровой раствор через колонку в обратном направлении до тех пор, пока не заполнялся весь поровый объем колонки фильтратом промывочной жидкости. Данный процесс контролировали по массе вытесненного керосина исходя из порового пространства колонки. Если исследуемый раствор

плохо фильтровался через колонку, ограничивали время прокачивания бурового раствора рамками рабочего дня. После замещения порового пространства образцов фильтратом исследуемого бурового раствора эксперимент на установке FDTES-100-140 прерывали. Образцы вынимали из кернодержателя и аккуратно переносили в герметичную емкость с дисперсной средой для данного раствора (дизельное топливо, минеральное масло, рассол NaCl) на 336 часов (2 недели) для завершения процессов химического взаимодействия между фильтратом и породой. Емкость с образцами подписывали, указав название бурового раствора, дату и время. Обеспечивали сохранность фильтрационной корки на торце образца, который располагался первым в колонке. По истечении 336 часов образцы вновь устанавливали в колонку в том же порядке и помещали в кернодержатель FDTES-100-140. Определяли проницаемость колонки после воздействия бурового раствора путем прокачивания керосина в прямом направлении.

При проведении эксперимента на установке FDTES-100-140 выдерживались следующие условия:

- давление обжима керна – 22,0 МПа или 3300 psi;
- противодействие на BPR1 – 8,21 МПа или 1230 psi;
- температурный режим 24 °С.
- перепад давления при прокачивании промывочных жидкостей 3,4-3,9 МПа или 500-570 psi (значение определено по расчетам исходя из плотности бурового раствора СБР 1200 кг/м³ и пластового давления).

Проницаемость образца керна по керосину рассчитывали по формуле Дарси-Вейсбаха (3.2):

$$K = (Q \cdot \mu \cdot L) / (S \cdot \Delta P), \text{ м}^2 \quad (3.2)$$

где Q – расход жидкости, м³/сек

μ - вязкость жидкости, Па·с

ΔP – перепад давлений, Па

S – площадь торца керна, м²

L – длина образца керна, м

Коэффициент восстановления проницаемости образца рассчитывали по формуле (3.3):

$$n = (K_1 / K_2) \cdot 100\%, \quad (3.3)$$

где K_1 – проницаемость образца по керосину до воздействия раствора

K_2 – проницаемость образца по керосину после воздействия раствора

В исследованиях участвовали следующие буровые растворы:

1. ИЭР на минеральном масле «Эмулькарб» марки М (ТУ 2458-015-50783875-2010), ООО НПП «Буринтех» г.Уфа.
2. ИЭР на основе дизельного топлива «Эмулькарб» марки Д (ТУ 2458-015-50783875-2010), ООО НПП «Буринтех» г.Уфа.
3. ИЭР на основе минерального масла «Megadril М», ООО «ИКФ» г.Волгоград.
4. ИЭР на основе дизельного топлива «Megadril Д», ООО «ИКФ» г. Волгоград.
5. Разработанный ИЭР на основе дизельного топлива.
6. Разработанный ИЭР на основе нефти.
7. Буровой раствор на водной основе - солевой биополимерный буровой раствор (СБР) по рецептуре В.1 РД 5753490-077-2010.
8. Буровой раствор на водной основе НМБРК-001 (Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»).

Технологические параметры буровых растворов при температуре 24°C и при температуре 10°C хамакинского горизонта пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения приведены в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Технологические свойства исследуемых буровых растворов

Температура бурового раствора	Параметры										
	ρ , кг/м ³	T, с	φ 600, мин ⁻¹	φ 300, мин ⁻¹	СНС*, дПа	$\eta_{пл}$, мПа·с	τ_0 , дПа	Φ см ³ /30 мин	T _ф , %	У/В вода	Э, В
«Эмулькарб» марки М											
t – 24 °С	1040	64	78	47	17/25	31	77	0	20	60/20	1700
t – 10 °С	1040	120	125	74	21/37	51	110	0	20	60/20	1500
«Эмулькарб» марки Д											
t – 24 °С	1030	80	72	53	86/91	19	163	1	22	62/16	1600
t – 10 °С	1000	н/т	185	141	259/240	44	465	1	22	62/16	1600
«Megadril» на мин. масле											
t – 24 °С	1035	48	47	29	42/71	18	53	4	8	64/26	400
t – 10 °С	1035	70	64	38	38/71	26	58	4	8	64/26	400
«Megadril» на дизельном топливе											
t – 24 °С	1030	80	58	36	50/77	22	67	5,2	24	54/22	500
t – 10 °С	1030	144	102	60	52/82	42	86	5,0	24	54/22	500
Разработанный раствор «ИЭР - нефть»											
t – 24 °С	900	100	71	42	0,5/2	29	62	2	10	60/30	700
t – 10 °С	950	200	151	88	15/35	63	120	0,5	10	60/30	700
Разработанный раствор «ИЭР – дизельное топливо»											
t – 24 °С	950	35	58	37	18/20	21	77	1,5	8	52/40	350
t – 10 °С	1090	45	95	58	20/25	37	101	0,5	8	52/40	500
СБР по рецептуре «СургутНИПИнефть»											
t – 24 °С	1193	80	110	68	28/39	42	125	16	10	0/90	2
t – 10 °С	1193	180	174	106	53/67	68	182	16	10	0/90	2
НМБРК-001 по рецептуре «СургутНИПИнефть»											
t – 24 °С	1205	46	106	72	15/40	34	182	8	10	0/90	2
t – 10 °С	1205	90	184	126	50/60	58	326	8	10	0/90	2

* СНС - статическое напряжение сдвига через 1 мин. / через 10 мин.;

Результаты исследований по двум независимым методам представлены в таблице 3.15. По первому этапу сравнительных экспериментов можно заключить, что восстановление проницаемости колонки кернов на установке FDTS-100-140 после СБР составило 9 %, после ИЭР на дизельном топливе – 40 – 70 %.

Таблица 3.15 - Результаты восстановления проницаемости кернового материала Восточно-Алинского месторождения (скважина №304-27Р) после воздействия буровых растворов

Распределение образцов по этапам эксперимента	Буровой раствор	Порядок установки образца в колонку на установке FDTS-140-100	Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)						Восстановление проницаемости на установке FDTS-140-100, %	Объем закаченной жидкости в керн,	Объем порового пространства, мл
			Абсолютная газовая проницаемость параллельно напластованию, Кпр (мД)		Остаточная газовая	Открытая пористость по гелию (Кп), %		Остаточная Открытая пористость, %			
			Начальная	После воздействия буровых растворов		Начальная	После воздействия буровых				
1 этап – Эксперимент по сравнению ИЭР на основе дизельного топлива (3 рецептуры) и СБР	1.1 Эмулькарб марки Д	1	607,61	475,7	78	12,36	12,48	100,9	43,6	0,9	2,65
		2	17,85	16,94	94	10,47	10,51	100,3			2,24
	1.2 СБР	1	622,19	94,62	15,2	13,28	13,20	99,3	9	3,6	2,83
		2	14,75	2,03	13,7	8,90	8,96	100,6			1,92
	1.3 Megadril–D (ИКФ)	1	666,11	640,65	96,2	13,56	13,80	101,7	47,6	2,2	2,89
		2	3,85	3,81	98,9	10,29	10,57	97,3			2,51
	1.4 ИЭР (диз.топливо)	1	644,60	525,49	81,5	13,32	13,39	100,5	70,6	0,77	2,82
		2	15,19	14,36	94,5	8,68	8,82	101,6			1,58
2 этап – Эксперимент по сравнению ИЭР на основе минерального масла (3 рецептуры) и СБР	2.1 СБР	1	105,36	19,22	18,2	6,73	6,74	100,1	18,1	6	1,44
		2*	59,11	380,13	643	4,78	7,74	161,9			1,02
	2.2 Эмулькарб марки М	1	105,51	102,23	96,8	11,25	11,44	101,6	46,7	0,073	2,42
		2	29,90	29,24	97,7	12,86	13,13	102			2,72
	2.3 Megadril – М (ИКФ)	1	97,38	90,29	92,7	11,31	11,41	100,8	57	0,99	2,42
		2	40,71	39,88	97,9	13,27	13,36	100,6			2,78
	2.4 ИЭР (нефть)	1	135,48	102,48	75,6	11,96	11,84	100,6	96,8	1,33	2,59
		2	24,50	24,92	101,7	12,56	12,7	97,6			2,67
3 этап – Повторный эксперимент по сравнению ИЭР и НМБРК-001	3.1 ИЭР (диз.топл.)	1	328,50	224,46	68,3	9,20	9,44	102,6	27,3	2,9	1,98
		2	64,98	89,02	136,9	9,27	10,51	113,3			1,98
	3.2 НМБРК-001	1	465,05	303,56	65,27	10,6	11,68	110,1	13,1	4,4	2,25
		2	85,38	39,57	46,34	9,61	9,66	100,5			2,04

*- нарушение целостности образца с образованием микротрещин

Исследование показало, что проницаемость образцов керна (ФЕС) после воздействия на них СБР уменьшилась на 85 - 87%, а после воздействия растворов ИЭР на дизельном топливе снизилась всего на 2 – 12%.

Восстановление проницаемости на установке FDTS-100-140 по второму этапу сравнительных экспериментов для эмульсии на основе минерального масла: «Эмулькарб М» (Буринтех) составило – 46,7 %, для «Megadril–М» (ИКФ) – 57 %, для разработанного ИЭР на нефти – 96,8 %, для СБР – 18,1 %. Восстановление ФЕС образцов керна после воздействия ИЭР на основе минерального масла составило 75 – 97 %, СБР – 18,2 %.

Второй образец в колонке СБР не участвовал в сравнении, так как значение проницаемости у него увеличилось в 4,7 раза (с 59 мД до 380 мД), что однозначно связано с образованием трещины.

В заключительном эксперименте на третьем этапе принял участие ИЭР на дизельной основе. Восстановление проницаемости на установке FDTS-100-140 для ИЭР составило 27,3 %, для НМБРК-001 – 13,1 %. У образцов произошло изменение открытой пористости более чем на 10 %, свидетельствующее о нарушении их целостности. Поэтому судить об изменении ФЕС можно по оставшимся двум образцам. Так, изменение проницаемости для образца после воздействия ИЭР составило 68,3 %; для образца после воздействия раствора НМБРК-001 - 46,3 %.

Стоит отметить, что в условиях эксперимента на установке FDTS-100-140 при перепаде давления 3,4-3,9 МПа (500 psi) все ИЭР имели низкое значение фильтрации.

Результаты исследований по определению влияния промывочных жидкостей на коллекторские свойства продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения, полученные двумя независимыми методами, согласуются между собой. После воздействия фильтратов ИЭР коэффициент восстановления проницаемости составил в среднем 90 %, после воздействия буровых растворов на водной основе – 23 %. Проведенный эксперимент подтвердил преимущества растворов на углеводородной основе перед применяемым минерализованным раствором на водной основе.

3.4 Оптимизация концентраций реагентов в составе бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта В₁₀ хамакинского горизонта

Предварительный анализ применения рекомендованных при бурении скважин в рассматриваемой нефтегазоносной зоне высокоминерализованных либо безводных буровых растворов показал их недостаточную эффективность, поскольку проблемы нестабильности реологических свойств, увеличения значений показателя фильтрации, глубокой кольтации породы пласта, наработки плотности раствора и риска высокой репрессии на коллектор не были преодолены. На стадии теоретических изысканий и сравнительного анализа практики применения различных типов буровых промывочных жидкостей обоснована целесообразность использования для первичного вскрытия коллектора такого типа, как пласт В₁₀ инвертно-эмульсионного раствора (ИЭР) на основе нефти либо дизельного топлива [42, 78]. Необходимость выявления оптимального состава ИЭР (концентрации эмульгатора и негашеной извести для обеспечения устойчивости эмульсии, гидрофобизирующих добавок для сбалансированности гидрофобизирующего и эмульгирующего действия раствора), способного одновременно обеспечивать сохранение фильтрационно-емкостных свойств пласта, необходимое противодействие на пласт для безопасного проведения работ, максимальный вынос выбуренной породы, устойчивость стенок ствола скважины, минимальный уровень фильтрации, требует применения методов рационального планирования экспериментов.

Используемая в настоящем исследовании методика основана на положениях, рассмотренных в работах [10, 35, 44, 65]. Подбор оптимальной рецептуры раствора представляет собой задачу, сводящуюся к получению моделей множественной регрессии, объясняющих влияние концентраций различных видов химических реагентов в составе раствора на показатели свойств ИЭР для обеспечения качества первичного вскрытия продуктивного пласта В₁₀ хамакинского горизонта при минимальном числе опытов.

Входными параметрами эксперимента (X_i) определены концентрации эмульгатора, стабилизатора, загустителя раствора (структурообразователя) и гидрофобизирующего реагента, а выходными (Y_j) – показатели свойств бурового раствора: 1 - плотность (Y_1); 2 - условная вязкость (Y_2); 3 - статическое напряжение сдвига через 1 мин. (CHC_1) (Y_3); 4 - статическое напряжение сдвига через 10 мин. (CHC_{10}) (Y_4); 5 - пластическая вязкость (Y_5); 6 - динамическое напряжение сдвига (ДНС) (Y_6); 7 - водоотдача (Y_7); 8 - содержание твердой фазы (Y_8); 9 - электростабильность (Y_9); 10 - коэффициент восстановления проницаемости карбового материала (Квп) (Y_{10}).

В соответствии с процедурой планирования эксперимента [77] для полного исследования влияния на перечисленные выше параметры ИЭР входных переменных удобно воспользоваться комбинационным квадратом (рисунок 3.3) для четырех факторов и пяти вариантов значений (уровней) каждого из них. В таком случае требуемое количество экспериментов с неповторяющимися сочетаниями различных комбинаций концентраций реагентов по всем строкам и столбцам квадрата составило 25, что позволило существенно сократить число опытов по сравнению с полным факторным экспериментом.

	X1	I					II					III					IV					V							
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5			
X3	X2																												
	X4																												
	1																												
	2																												
	3																												
I	4																												
	5																												
	1																												
	2																												
	3																												
II	4																												
	5																												
	1																												
	2																												
	3																												
III	4																												
	5																												
	1																												
	2																												
	3																												
IV	4																												
	5																												
	1																												
	2																												
	3																												
V	4																												
	5																												
	1																												
	2																												
	3																												

Рисунок 3.3 - Схема комбинационного квадрата для четырех факторов и пяти вариантов значений каждого из них.

Для определения значений каждого из факторов на пяти уровнях в каждом опыте использованы интервалы их варьирования ΔX по формуле (3.4), с учетом которых определены их промежуточные уровни (таблица 3.16):

$$\Delta X = (X_{\max} - X_{\min}) / (n - 1), \quad (3.4)$$

где X_{\max} - максимальное значение фактора;

X_{\min} - минимальное значение фактора;

$n=5$ - число уровней фактора.

Для вычисления коэффициентов регрессии моделей каждого параметра бурового раствора уровни факторов кодированы – переведены в нормированный вид по формуле (3.5):

$$x_i = (X_i - \bar{X}) / (X_{\max} - X_{\min}) \cdot (n - 1), \quad (3.5)$$

где x_i - нормированное значение фактора;

X_i - значение фактора в натуральном измерении (масштабе);

\bar{X} - среднее значение фактора.

Таким образом, уровни каждого фактора принимают следующие значения: - 2; -1; 0; 1; 2 (таблица 3.16).

Таблица 3.16 - Интервалы варьирования значения концентраций реагентов ИЭР

Наименование реагента	Уровень концентрации реагента, %				
	Минимальное значение	Промежуточные значения			Максимальное значение
	1	2	3	4	5
Эмульгатор	2,00	2,75	3,50	4,25	5,00
Органофильная глина (структурообразователь)	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
СаО – негашеная известь (стабилизатор)	0,0	0,5	1,0	1,5	2,0
Гидрофобизатор	1,0	1,3	1,6	1,9	2,2
Нормированные уровни факторов	-2	-1	0	1	2

На основе комбинационного квадрата установлены значения факторов, определяющие условия проведения опытов (таблица 3.17).

Таблица 3.17 - Значения факторов, определяющие условия проведения опытов

Но- мер опыта	Значение фактора, %							
	Содержание смеси эмульгаторов		Содержание структурообразователя		Содержание стабилизатора		Содержание гидрофобизатора	
	X ₁		X ₂		X ₃		X ₄	
	в натуральном измерении	нормированное	в натуральном измерении	нормированное	в натуральном измерении	нормированное	в натуральном измерении	нормированное
1	2,00	-2	3,0	2	0,0	-2	1,9	1
2	2,00	-2	2,5	1	0,5	-1	1,6	0
3	2,00	-2	1,0	-2	1,0	0	2,2	2
4	2,00	-2	1,5	-1	1,5	1	1,0	-2
5	2,00	-2	2,0	0	2,0	2	1,3	-1
6	2,75	-1	1,0	-2	0,0	-2	1,6	0
7	2,75	-1	3,0	2	0,5	-1	1,3	-1
8	2,75	-1	1,5	-1	1,0	0	1,9	1
9	2,75	-1	2,0	0	1,5	1	2,2	2
10	2,75	-1	2,5	1	2,0	2	1,0	-2
11	3,50	0	1,5	-1	0,0	-2	1,3	-1
12	3,50	0	1,0	-2	0,5	-1	1,0	-2
13	3,50	0	2,0	0	1,0	0	1,6	0
14	3,50	0	2,5	1	1,5	1	1,9	1
15	3,50	0	3,0	2	2,0	2	2,2	2
16	4,25	1	2,5	1	0,0	-2	2,2	2
17	4,25	1	2,0	0	0,5	-1	1,9	1
18	4,25	1	3,0	2	1,0	0	1,0	-2
19	4,25	1	1,0	-2	1,5	1	1,3	-1
20	4,25	1	1,5	-1	2,0	2	1,6	0
21	5,00	2	2,0	0	0,0	-2	1,0	0
22	5,00	2	1,5	-1	0,5	-1	2,2	2
23	5,00	2	2,5	1	1,0	0	1,3	-1
24	5,00	2	3,0	2	1,5	1	1,6	0
25	5,00	2	1,0	-2	2,0	2	1,9	1
Среднее	3,50	0	2,0	0	1,0	0	1,6	0

Результаты измерения выходных параметров опытов – показателей технологических свойств исследуемого бурового раствора – для различных условий эксперимента приведены в таблице 3.18.

Таблица 3.18 – Показатели технологических свойств бурового раствора (выходные параметры) при различных условиях эксперимента для раствора «ИЭР - нефть»

Номер опыта	Среднее значение показателя из серии опытов									
	Плотность, кг/м ³	Условная вязкость, с	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа	Водоотдача, см ³	Содержание твердой фазы, %	Электростабильность, Вт	Квп**, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	988	125	34	75	56	144	2	10	562	98
2	1050	166	38	53	56	119	2	8	573	82
3	1087	187	41	56	63	117	1	12	701	88
4	899	139	41	74	61	122	2	7	581	81
5	1050	116	38	63	61	113	1	9	699	93
6	1023	98	41	53	63	142	2	8	588	89
7	1031	144	35	69	65	107	2	9	557	82
8	1095	179	33	65	67	144	1	13	741	82
9	1035	192	34	62	66	129	1	10	553	97
10	927	157	33	67	60	140	2	12	745	97
11	951	134	37	74	64	113	1	11	643	89
12	917	132	36	70	60	140	1	12	558	82
13	1088	169	34	72	59	112	1	11	669	92
14	1080	153	34	63	62	104	1	11	700	97
15	1086	138	40	67	64	139	1	12	635	94
16	903	185	39	63	66	100	1	10	733	81
17	1072	129	36	75	66	104	1	10	617	85
18	920	96	33	63	57	106	1	10	671	80
19	1105	125	41	71	59	121	2	11	724	81
20	1061	155	38	74	56	133	2	8	725	84
21	922	120	38	67	65	140	2	10	657	82
22	1013	175	40	73	61	137	1	7	585	95
23	915	165	33	73	62	123	2	7	607	98
24	1047	178	37	58	61	122	1	11	564	82
25	993	84	35	74	64	111	1	8	559	92

В литературе по вопросам планирования эксперимента утверждается, что любая аналитическая функция, описывающая связь между факторами, определяющими условия проведения опытов (в данном исследовании – уровнями концентрации реагентов ИЭР), и выходными параметрами (показателями технологических свойств ИЭР) может быть описана наиболее точно с помощью модели полиномиального вида [70]. Поэтому для всех выходных параметров

принята математическая модель полинома, включающая двойные и тройные взаимодействия различных факторов, в следующей форме (формула (3.6)):

$$Y_j = a_{j_0} + a_{j_1}x_1 + a_{j_2}x_2 + a_{j_3}x_3 + a_{j_4}x_4 + a_{j_5}x_1x_2 + a_{j_6}x_1x_3 + a_{j_7}x_1x_4 + a_{j_8}x_2x_3 + a_{j_9}x_2x_4 + a_{j_{10}}x_3x_4 + a_{j_{11}}x_1^2 + a_{j_{12}}x_2^2 + a_{j_{13}}x_3^2 + a_{j_{14}}x_4^2 + a_{j_{15}}x_1x_2x_3 + a_{j_{16}}x_2x_3x_4 + a_{j_{17}}x_1x_3x_4, \quad (3.6)$$

где $a_{j_0} - a_{j_{17}}$ - коэффициенты регрессии для модели j -го выходного параметра ($j=1;10$)

x_i - нормированное значение фактора

Переменная, учитывающая взаимодействие всех четырех факторов (x_1, x_2, x_3, x_4), не включена в модель, поскольку предварительная оценка коэффициентов регрессии по t-критерию Стьюдента показала их незначимость.

Обработка результатов экспериментов в пакете IBM SPSS Statistics с помощью инструмента анализа «Регрессия/Линейная/Метод исключения» для каждого выходного параметра позволила получить модели, представленные в таблице 3.19.

Таблица 3.19 – Модели выходных параметров эксперимента

Коэффициент детерминации R^2	Коэффициенты регрессии		t-статистика Стьюдента	Значимость	F-статистика Фишера	
	a_{j_i}	Стандартная ошибка			расчетная / уровень значимости	табличная / число степеней свободы
Плотность $Y_1 = 1012,903 + 10,651x_2x_4 + 13,391x_3x_4$						
0,603	$a_{1_0}=1012,903$	9,892	102,395	0,000	6,30/0,007	3,44/2;22
	$a_{1_9}=10,651$	4,995	2,133	0,044		
	$a_{1_{10}}=13,391$	5,470	2,448	0,023		
Условная вязкость $Y_2 = 123,611 - 5,429x_1x_2 + 10,613x_2x_3 + 7,334x_1^2 + 5,600x_2^2$						
0,737	$a_{2_0}=123,611$	8,168	15,134	0,000	5,93/0,003	2,87/4,20
	$a_{2_5}=-5,429$	2,410	-2,253	0,036		
	$a_{2_8}=10,613$	2,582	4,111	0,001		
	$a_{2_{11}}=7,334$	2,636	2,782	0,011		
	$a_{2_{12}}=5,600$	2,392	2,341	0,030		
Статическое напряжение сдвига через 1 мин. $Y_3 = 37,412 + 0,612x_1 - 0,655x_4 - 0,543x_1x_2 + 0,770x_2x_3$						
0,671	$a_{3_0}=37,412$	0,448	83,591	0,000	4,11/0,014	2,87/4;20
	$a_{3_1}=0,612$	0,317	1,932	0,068		
	$a_{3_4}=-0,655$	0,332	-1,972	0,063		
	$a_{3_5}=-0,543$	0,262	-2,074	0,051		
	$a_{3_8}=0,770$	0,262	2,940	0,008		

Продолжение таблицы 3.19

Статическое напряжение сдвига через 10 мин. $Y_4 = 64,120 - 1,770x_2x_3$						
0,538	$a_{4_0}=64,120$	1,157	55,433	0,000	9,37/0,014	4,28/1;23
	$a_{4_8}=-1,770$	0,578	-3,060	0,006		
Пластическая вязкость $Y_5 = 62,760 + 0,614x_1^2 - 1,414x_3^2$						
0,684	$a_{5_0}=62,760$	1,151	54,523	0,000	9,69/0,001	3,44/2;22
	$a_{5_{11}}=0,614$	0,350	1,754	0,093		
	$a_{5_{13}}=-1,414$	0,350	-4,038	0,001		
Динамическое напряжение сдвига $Y_6 = 120,031 - 4,208x_1x_2 - 7,908x_1x_4 + 14,601x_2x_4 + 3,850x_1^2 - 3,813x_2^2 - 1,806x_1x_2x_3$						
0,871	$a_{6_0}=120,031$	4,084	29,389	0,000	9,39/0,000	2,66/6;18
	$a_{6_5}=-4,208$	1,042	-4,037	0,001		
	$a_{6_7}=-7,908$	1,263	-6,261	0,000		
	$a_{6_9}=4,601$	1,135	4,055	0,001		
	$a_{6_{11}}=3,850$	1,363	2,824	0,011		
	$a_{6_{12}}=-3,813$	1,257	-3,033	0,007		
	$a_{6_{15}}=-1,806$	0,802	-2,251	0,037		
Водоотдача $Y_7 = 1,077 + 0,154x_3 - 0,089x_1x_2 + 0,081x_1^2 + 0,086x_4^2 - 0,121x_2x_3x_4 - 0,076x_1x_3x_4$						
0,792	$a_{7_0}=1,077$	0,143	7,552	0,000	5,05/0,003	2,66/6;18
	$a_{7_2}=0,154$	0,063	2,461	0,024		
	$a_{7_5}=-0,089$	0,037	-2,414	0,027		
	$a_{7_{11}}=0,081$	0,045	1,793	0,090		
	$a_{7_{14}}=0,086$	0,044	1,932	0,069		
	$a_{7_{16}}=-0,121$	0,032	-3,802	0,001		
	$a_{7_{17}}=-0,076$	0,043	-1,773	0,093		
Содержание твердой фазы $Y_8 = 8,325 + 1,031x_2 - 0,407x_1x_2 - 0,339x_1x_4 + 0,444x_2x_4 + 0,651x_1^2 - 0,605x_3^2 + 0,498x_4^2 - 0,793x_1x_2x_3$						
0,837	$a_{8_0}=8,325$	0,710	11,732	0,000	4,69/0,004	2,59/8;16
	$a_{8_2}=1,031$	0,255	4,041	0,001		
	$a_{8_5}=-0,407$	0,158	-2,576	0,020		
	$a_{8_7}=-0,339$	0,175	-1,937	0,071		
	$a_{8_9}=0,444$	0,181	2,460	0,026		
	$a_{8_{11}}=0,651$	0,209	3,122	0,007		
	$a_{8_{13}}=-0,605$	0,214	-2,826	0,012		
	$a_{8_{14}}=0,498$	0,178	2,794	0,013		
	$a_{8_{15}}=-0,793$	0,155	-5,131	0,000		
Электростабильность $Y_9 = 648,457 + 15,617x_3^2 - 11,445x_4^2 - 13,406x_1x_3x_4$						
0,708	$a_{9_0}=648,457$	16,137	40,184	0,000	7,038/0,002	3,07/3;21
	$a_{9_{13}}=15,617$	5,098	3,063	0,006		
	$a_{9_{14}}=-11,445$	4,894	-2,338	0,029		
	$a_{9_{17}}=-13,406$	3,951	-3,393	0,003		
Коэффициент восстановления проницаемости $Y_{10} = 92,317 + 2,407x_4 - 1,295x_1^2$						
0,565	$a_{10_0}=92,317$	1,837	50,260	0,000	5,16/0,015	3,44/2;22
	$a_{10_4}=2,407$	0,872	2,759	0,011		
	$a_{10_{11}}=-1,295$	0,706	-1,834	0,080		

Адекватность полученных моделей подтверждается приемлемыми критериями их качества [75]:

- стандартные ошибки для каждого коэффициента регрессии в моделях многократно меньше оценки коэффициента;

- расчетные значения t -статистики Стьюдента (меньше критических ($t_p < t_{кр}$) при уровне значимости $\alpha < 0,1$) подтверждают значимость каждого коэффициента регрессии в моделях;

- множественные коэффициенты детерминации R^2 превышают 0,5;

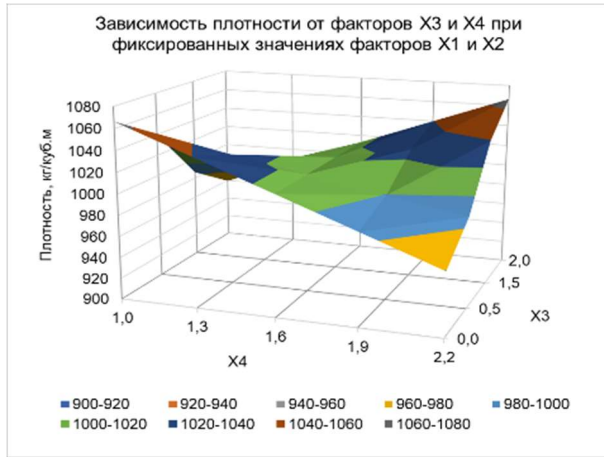
- оценку значимости R^2 и надежности полученных моделей в целом дают F -статистики Фишера, расчетные значения которых больше критических при уровне значимости $\alpha < 0,1$.

На рисунке 3.4 приведены графики моделей отдельных наиболее важных показателей ИЭР с точки зрения обеспечения его свойств для качественного вскрытия продуктивного пласта. Анализ поверхностей отклика функций каждого из выходных параметров эксперимента позволил установить оптимальные концентрации реагентов.

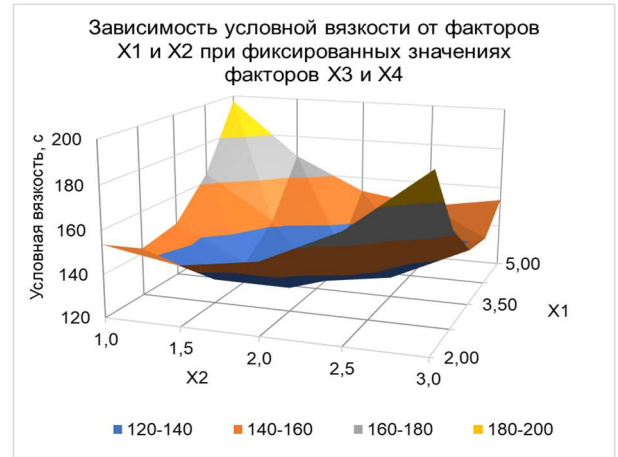
В частности, из рисунка 3.4а видно, что при вариации концентраций стабилизатора (от 0 до 2 %) и гидрофобизатора (от 1,0 до 2,2 %) плотность ИЭР остается в диапазоне от 950 до 1100 кг/м³. Любые концентрации эмульгатора и структурообразователя, заданные экспериментом, не оказывают влияния на данный показатель.

Наибольшие значения условной вязкости раствора (рисунок 3.4б) достигаются при взаимнообратном изменении концентраций эмульгаторов и структурообразователя (при наименьшем значении первого (1,0-1,5 %) и наибольшем – второго (3,5-5,0 %)), оставаясь при любых колебаниях факторов в интервале от 124 до 197 с.

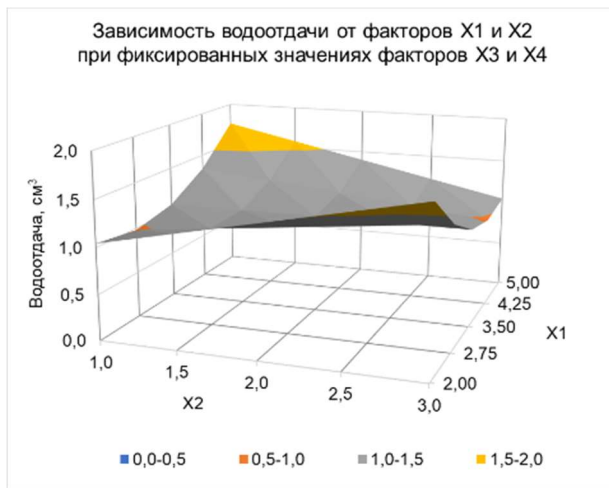
а)



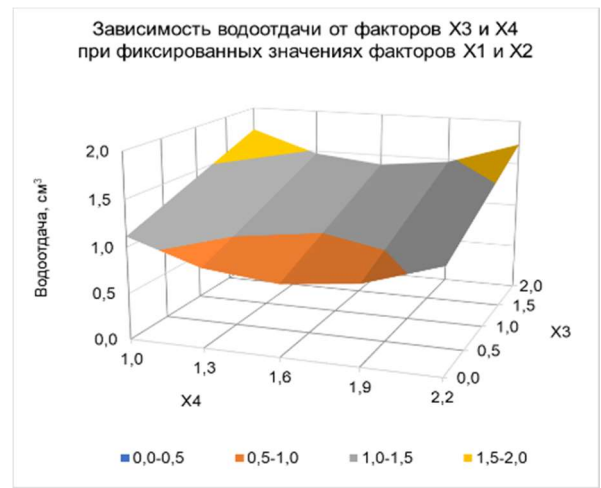
б)



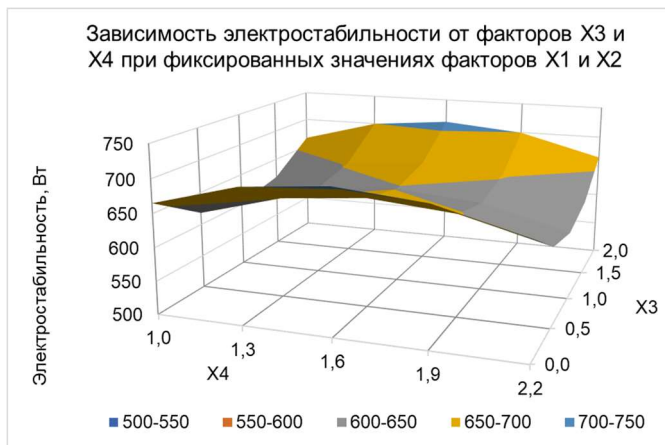
в)



г)



д)



е)

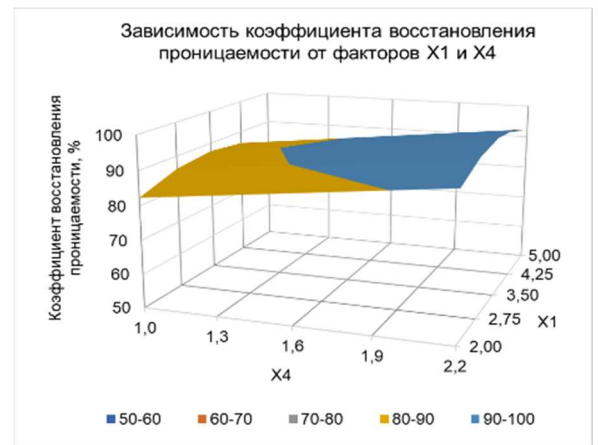


Рисунок 3.4 - Поверхности отклика показателей свойств бурового раствора на вариацию входных параметров эксперимента:

а – плотности; б – условной вязкости; в, г – водоотдачи; д – электростабильности; е – коэффициента восстановления проницаемости

Наименьшие значения показателей:

- статического напряжения сдвига через 1 мин. (СНС1) (34-37 дПа) достигаются при концентрациях эмульгатора от 2,0 до 3,5 %, структурообразователя – от 1,0 до 2,0 %, гидрофобизатора – от 1,6 до 2,2 %; концентрация стабилизатора не оказывает влияния на этот показатель;

- статического напряжения сдвига через 10 мин. (СНС10) (64-68 дПа) обеспечивают концентрации структурообразователя от 1,5 до 2,5 % и стабилизатора от 0,5 до 1,5 %; СНС10 остается на уровне 64 дПа при любых концентрациях эмульгатора и гидрофобизатора в заданном диапазоне.

При концентрациях эмульгатора 2,75-4,25 % и стабилизатора 0-2 % пластическая вязкость варьирует от 57 до 63 мПа·с.

Концентрации структурообразователя и гидрофобизатора не оказывают влияние на данный показатель. Наиболее высокие значения показателя динамического напряжения сдвига (ДНС) (до 140 дПа) достигаются при концентрациях эмульгатора от 2,0 до 5,0 % и структурообразователя в интервале 1,5-2,5 %. От изменения концентраций стабилизатора и гидрофобизатора показатель ДНС не зависит, оставаясь на уровне 120 дПа. Наибольшие значения условной вязкости раствора (рисунок 3.4б) достигаются при взаимном изменении концентраций эмульгаторов и структурообразователя (при наименьшем значении первого (1,0-1,5 %) и наибольшем – второго (3,5-5,0 %)), оставаясь при любых колебаниях факторов в интервале от 124 до 197 с.

Наименьшие значения показателей:

- статического напряжения сдвига через 1 мин. (СНС1) (34-37 дПа) достигаются при концентрациях эмульгатора от 2,0 до 3,5%, структурообразователя – от 1,0 до 2,0 %, гидрофобизатора – от 1,6 до 2,2 %; концентрация стабилизатора не оказывает влияния на этот показатель;

- статического напряжения сдвига через 10 мин. (СНС10) (64-68 дПа) обеспечивают концентрации структурообразователя от 1,5 до 2,5 % и стабилизатора от 0,5 до 1,5 %; СНС10 остается на уровне 64 дПа при любых концентрациях эмульгатора и гидрофобизатора в заданном диапазоне.

При концентрациях эмульгатора 2,75-4,25 % и стабилизатора 0-2 % пластическая вязкость варьируется от 57 до 63 мПа·с. Концентрации структурообразователя и гидрофобизатора не оказывают влияние на данный показатель.

Наиболее высокие значения показателя динамического напряжения сдвига (ДНС) (до 140 дПа) достигаются при концентрациях эмульгатора от 2,0 до 5,0 % и структурообразователя в интервале 1,5-2,5 %. От изменения концентраций стабилизатора и гидрофобизатора показатель ДНС не зависит, оставаясь на уровне 120 дПа.

Для обеспечения минимальной величины фильтратоотдачи (от 1,0 до 1,2 см³) оптимальными будут следующие диапазоны концентрации реагентов: 2,00-4,25 % эмульгатора, 1,0-2,0 % структурообразователя (рисунок 3.4в), 0-1,5 % стабилизатора и 1,3-1,9 % гидрофобизатора (рисунок 3.4 г).

Для минимизации содержания твердой фазы (до 10 %) в буровом растворе оптимальными будут следующие концентрации реагентов: эмульгатор 2,75-4,25 %, структурообразователь 1,5-2,5 %, стабилизатор 0-2 %, гидрофобизатор 1,3-1,9 %.

Наибольшие значения электростабильности раствора (637-711 Вт) обеспечиваются концентрациями стабилизатора от 0 до 2 % и гидрофобизатора от 1,3 до 1,9 % (рисунок 3.4д). При любых концентрациях эмульгатора и структурообразователя в заданном экспериментом диапазоне электростабильность составляет в среднем 648 Вт.

Наибольшие значения коэффициента восстановления проницаемости продуктивного пласта (90 – 97 %) будут обеспечивать концентрации эмульгатора от 2,75 до 4,25 % и гидрофобизатора от 1,6 до 2,2 % (рисунок 3.4е). При любых концентрациях стабилизатора в интервале от 0,0 до 2,0 % и структурообразователя от 1,0 до 3,0 % коэффициент восстановления проницаемости остается в среднем на уровне 92 %.

Изложенное позволяет утверждать, что для обеспечения наилучших показателей свойств бурового раствора для первичного вскрытия пласта В₁₀ хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения оптимальные

концентрации исследуемых реагентов должны соответствовать следующим диапазонам: 2,75-4,25 % - эмульгатор; 1,5-2,5 % - органическая глина (структурообразователь); 1-2 % - негашеная известь (стабилизатор); 1,3-1,9 % - гидрофобизатор (таблица 3.20).

Таблица 3.20 – Пределы изменения откликов показателей свойств бурового раствора и рекомендуемых концентраций реагентов

Показатель (выходной параметр)	Размах вариации выходного параметра	Пределы изменения концентраций, %			
		Эмульгатор (X ₁)	Структурообразователь (X ₂)	Стабилизатор (X ₃)	Гидрофобизатор (X ₄)
Плотность, кг/м ³	959 – 1066	2,75 – 4,25	1,5 – 2,5	1 – 2	1,3 – 1,9
Условная вязкость, с	124 – 197				
СНС ₁ , дПа	34 – 38				
СНС ₁₀ , дПа	53 – 75				
Пластическая вязкость, мПа·с	57 – 63				
ДНС, дПа	116 – 140				
Водоотдача, см ³	0,8 – 1,4				
Содержание твердой фазы, %	5,9 – 9,6				
Электростабильность, Вт	603 – 711				
Квп, %	91 - 97				

Для решения задачи оптимизации состава, исследуемого ИЭР требуется определение обобщенного параметра оптимизации (обобщенного отклика) с помощью одного из наиболее удобных способов – обобщенной функции желательности Харрингтона, которая является психофизической шкалой и широко используется в различных отраслях техники (формула 3.7):

$$d = \exp[-\exp(-Y')], \quad (3.7)$$

где d - отметки по шкале желательности;

\exp - принятое обозначение экспоненты;

Y' - нормированное значение j -го частного отклика эксперимента, вычисляемое по формуле (3.8).

$$Y' = \frac{2Y_j - (Y_{j \max} + Y_{j \min})}{Y_{j \max} - Y_{j \min}}, \quad (3.8)$$

где $Y_j, Y_{j \max}, Y_{j \min}$ - соответственно фактическое, минимально и максимально удовлетворительное значение j -го частного отклика эксперимента.

В основе построения обобщенной функции желательности лежит преобразование натуральных значений выходных параметров эксперимента (частных откликов) в безразмерную шкалу желательности (таблица 3.21) [25, 76].
Таблица 3.21 – Стандартные отметки на шкале желательности (предпочтительности)

Желательность	Отметки на шкале желательности
Очень хорошо	0,8-1
Хорошо	0,63-0,8
Удовлетворительно	0,37-0,63
Плохо	0,2-0,37
Очень плохо	0-0,2

Обобщенный параметр оптимизации (G) определяется по формуле средней геометрической из частных желательностей (g_j) для всех частных откликов эксперимента:

$$G = \sqrt[k]{g_1 \cdot g_2 \cdot \dots \cdot g_k}, \quad (3.9)$$

где g_1, g_2, \dots, g_k - частные желательности откликов эксперимента, определяемые по формулам, приведенным в таблице 3.22.

Таблица 3.22 – Функции для оценки частной желательности откликов эксперимента

Условие	Функция
1. Максимальное желательное значение отклика системы (условная вязкость, электростабильность, динамическое напряжение сдвига, коэффициент восстановления проницаемости (Квп))	$g_i = \begin{cases} 0, & \text{если } Y_j < H_j \\ \frac{Y_j - H_j}{T_j - H_j}, & \text{если } H_j \leq Y_j \leq T_j \\ 1, & \text{если } Y_j > T_j \end{cases}$

Продолжение таблицы 3.22

2. Минимальное желательное значение отклика системы (плотность, СНС ₁ , СНС ₁₀ , пластическая вязкость, водоотдача, содержание твердой фазы)	$g_i = \begin{cases} 1, & \text{если } Y_j < T_j \\ \frac{Y_j - B_j}{T_j - B_j}, & \text{если } T_j \leq Y_j \leq B_j \\ 1, & \text{если } Y_j > B_j \end{cases}$
3. Заданное желательное значение отклика системы	$g_i = \begin{cases} 0, & \text{если } Y_j < H_j \\ \frac{Y_j - H_j}{T_j - H_j}, & \text{если } H_j \leq Y_j \leq T_j \\ \frac{Y_j - B_j}{T_j - B_j}, & \text{если } T_j \leq Y_j \leq B_j \\ 1, & \text{если } Y_j > B_j \end{cases}$
g_j – частная желательность j -ого отклика; Y_j, H_j, B_j, T_j – соответственно фактический (модельный) уровень, нижний уровень, верхний уровень, заданное желательное значение j -ого отклика.	

Частные желательности откликов эксперимента вычислены на основании данных таблицы 3.23.

Таблица 3.23 – Значения откликов и частных желательностей бурового раствора

Показатель (выходной параметр)	Значение j -ого отклика				Частная желательность (g_j)
	модельное среднее значение в заданном диапазоне факторов (Y_j)	нижний (H_j)	верхний (B_j)	желательный (T_j)	
Плотность, кг/м ³	1013	956	1066	1000	1
Условная вязкость, с	137	124	197	140	0,81
СНС ₁ , дПа	37	34	38	38	1
СНС ₁₀ , дПа	64	57	68	71	1
Пластическая вязкость, мПа·с	60	57	63	63	1
ДНС, дПа	125	116	140	120	1
Водоотдача, см ³	1,1	0,8	1,4	1	0,75
Содержание твердой фазы, %	7,9	5,9	9,6	10	1
Электростабильность, Вт	672	603	711	650	1
Квп, %	93	82	97	100	0,61
Обобщенный параметр оптимизации (G)					0,906

Рассчитанное значение обобщенного параметра оптимизации G для исследуемого ИЭР на основе нефти составил 0,906 и соответствует по стандартным отметкам на шкале желательности (таблица 3.21) отметке «очень хорошо».

3.5 Обоснование выбора рецептуры бурового раствора для первичного вскрытия терригенного коллектора хамакинского горизонта

Поскольку каждый из рассматриваемых вариантов раствора (таблицы 3.14, 3.15) превосходит альтернативы по одним параметрам (например, плотность, условная вязкость, содержание твердой фазы, восстановление проницаемости кернового материала), уступая по другим (статическое напряжение сдвига и электростабильность), то для принятия решения о наилучшем (оптимальном) варианте, удовлетворяющем всем обозначенным выше требованиям, применена методика, алгоритм которой основан на одном из приемов решения многокритериальных задач – методе анализа иерархий и описан в работах [11, 29, 48, 69, 82]. Критерием оптимальности в используемой методике выступает наибольшая величина глобального (обобщенного синтезированного) приоритета одной из рассматриваемых альтернатив, другими словами, средневзвешенная оценка превосходства одного из вариантов вида буровой промывочной жидкости над другими одновременно по всем параметрам с учетом степени важности последних.

Для принятия решения о наилучшем варианте буровой промывочной жидкости, пригодной для первичного вскрытия пласта B_{10} , построена качественная модель обоснования выбора вида бурового раствора (рисунок 3.5), включающая цель, параметры (показатели свойств) буровых растворов, необходимых и достаточных для всесторонней оценки их пригодности с позиций известных и перспективных функций, и альтернативные варианты видов растворов.



Рисунок 3.5 - Структурирование проблемы выбора вида (типа) бурового раствора.

В целях определения весомости каждого параметра бурового раствора (количественной оценки вклада в цель) для каждого из них выполнен расчет значений векторов локальных приоритетов V_i по формуле (3.10) на основе парных сравнений по выбранной шкале (рисунок 3.6):

$$V_i = \overline{P_{GM}^i} \cdot \sum_{i=1}^N \overline{P_{GM}^i}, \quad (3.10)$$

где V_i - величина вектора локального приоритета (превосходства) i -го параметра;

$\overline{P_{GM}^i}$ - осредненная оценка степени превосходства i -го параметра над каждым из остальных, вычисляемая как средняя геометрическая из парных оценок P_i и/или $1/P_i$:

$$\overline{P_{GM}^i} = \sqrt[N]{\prod_{i=1}^N (P_i, 1/P_i)};$$

P_i - оценка степени превосходства i -го параметра над каждым из остальных;

$1/P_i$ - обратное значение оценки степени превосходства i -го параметра над каждым из остальных.

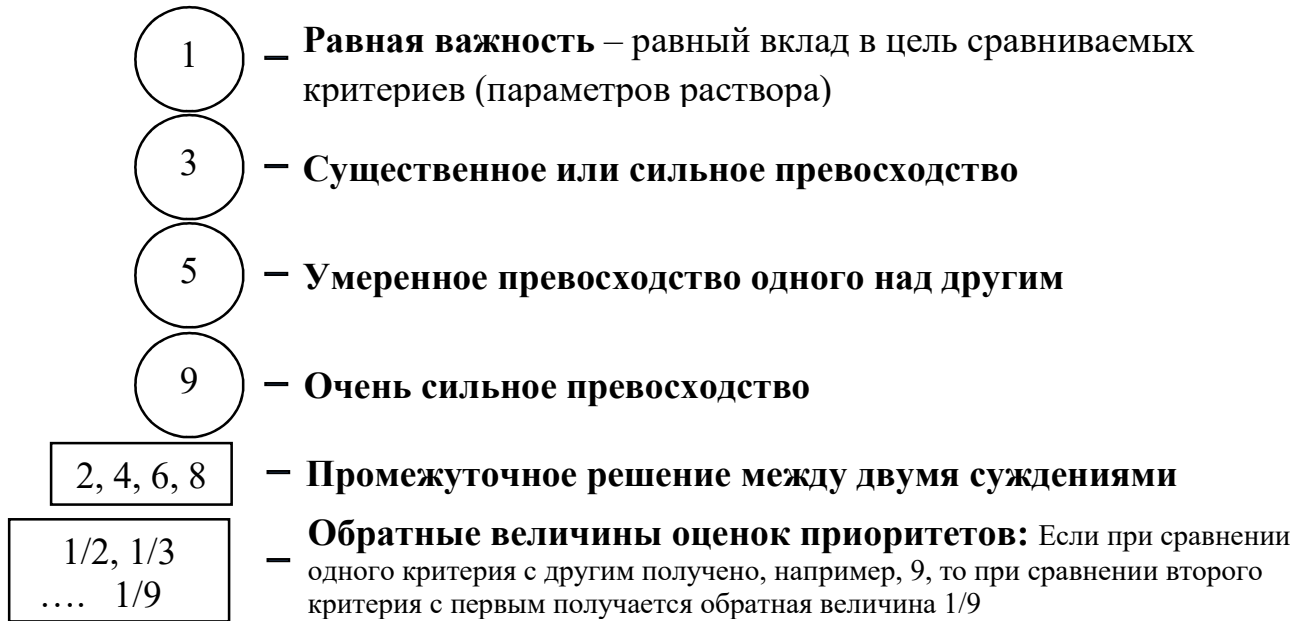


Рисунок 3.6 - Шкала приоритетов критериев выбора оптимального состава бурового раствора

Результаты вычисления векторов приоритетов каждого параметра бурового раствора приведены в таблице 3.24.

С целью оценки возможности использования метода анализа иерархий для выбора оптимального варианта буровой промывочной жидкости по данным таблицы 3.24 вычислен индекс согласованности (ИС) (формула (3.11)):

”

$$\text{ИС} = (L - N) / (N - 1), \quad (3.11)$$

где L - сумма произведений совокупной оценки степени превосходства i -го параметра бурового раствора над каждым из остальных параметров $\sum_{i=1}^N (P_i, 1/P_i)$ и вектора локального приоритета данного параметра V_i ;

N - число параметров раствора.

Таблица 3.24 - Матрица парных сравнений показателей свойств буровых растворов, $i = (1;10)$

Показатель свойства раствора	1. Плотность	2. Условная вязкость	3. Пластическая вязкость	4. Водоотдача	5. СНС (через 1 мин.)	6. СНС (через 10 мин)	7. Электростабильность	8. Содержание твердой фазы	9. ДНС	10. Квп	$\overline{P}_{ГМ}^i$	Вектор приоритета V_i
1. Плотность	1	5	5	1	5	5	3	3	5	1	2,786	0,191
2. Условная вязкость	1/5	1	1	1/7	1	1	5	1/5	1	1/7	0,577	0,039
3. Пластическая вязкость	1/5	1	1	1/5	1	1	5	1/5	1	1/5	0,617	0,042
4. Водоотдача	1	7	5	1	5	5	5	3	5	1	3,032	0,208
5. СНС (через 1 мин)	1/5	1	1	1/5	1	1	3	1/3	1	1/7	0,597	0,041
6. СНС (через 10 мин)	1/5	1	1	1/5	1	1	3	1/3	1	1/7	0,597	0,041
7. Электростабильность	1/3	1/5	1/5	1/5	1/3	1/3	1	1/5	1/5	1/7	0,265	0,018
8. Содержание твердой фазы	1/3	5	5	1/3	3	3	5	1	5	1/3	1,706	0,117
9. ДНС	1/5	1	1	1/5	5	1	5	5	1	1/7	0,967	0,066
10. Квп	1	7	5	1	7	7	7	3	7	1	3,469	0,237
Сумма оценок P_i и $1/P_i$ по столбцу $\sum_{i=1}^N (P_i, 1/P_i)$	4,667	29,200	25,200	4,476	29,333	25,333	42,000	16,267	27,200	4,248	14,610	1,000
Транспонированный вектор приоритета V_i	0,191	0,039	0,042	0,208	0,041	0,041	0,018	0,117	0,066	0,237	-	-

Примечание: экспертная оценка степени превосходства параметра, указанного в строке, по сравнению с параметром, приведенным в столбце P_i или $1/P_i$ устанавливается на основе следующих положений: 1 - какой из пары сравниваемых параметров важнее с точки зрения качества вскрытия продуктивного пласта; 2 - в какой мере (если в равной, тогда $P_i = 1$ и $1/P_i = 1$) данный параметр важнее с точки зрения удовлетворения требований к свойствам бурового раствора (если данный параметр умеренно превосходит другой, то $P_i = 3$, а $1/P_i = 1/3$, если очень существенно превосходит, то $P_i = 9$, а $1/P_i = 1/9$).

В результате суммирования произведений величин $\sum_{i=1}^N (P_i, 1/P_i)$ и V_i по данным таблицы 3.24 вычислены значения $L = 11,74$ и индекса согласованности ИС = 0,193. С учетом показателя случайной согласованности $ПСС_{N=10} = 1,49$ для матрицы порядка $N = 10$ [87] по формуле (3.12)

$$ОС = ИС/ПСС_N \quad (3.12)$$

рассчитано отношение согласованности ($ОС = 0,193 / 1,49 = 0,130$ или 13 %). Поскольку ОС меньше 15 %, можно считать использование метода анализа иерархий для решения поставленной задачи возможным.

На следующем этапе выполнены сравнения восьми альтернатив путем экспертной оценки превосходства параметров одного варианта бурового раствора над другими с использованием приведенной (рисунок 3.5) шкалы оценок. Это позволило получить значения нормированных W_j (формула 3.13) и идеальных I_j (формула 3.14) приоритетов по каждому из параметров сравниваемых видов бурового раствора:

$$W_j = \overline{H_{ГМ}^j} : \sum_{j=1}^K \overline{H_{ГМ}^j}, \quad (3.13)$$

где W_j - нормированное значение вектора локального приоритета j -ой альтернативы бурового раствора по i -му параметру;

$\overline{H_{ГМ}^j}$ - осредненная оценка степени превосходства j -го вида бурового раствора над каждой из альтернатив по i -му параметру, вычисляемая как средняя геометрическая из парных оценок H_i и/или $1/H_i$: $\overline{H_{ГМ}^j} = \sqrt[k]{\prod_{j=1}^K (H_j, 1/H_j)}$;

H_j - оценка степени превосходства j -го вида раствора над каждой из альтернатив по i -му параметру;

$1/H_j$ - обратное значение оценки степени превосходства j -го варианта раствора над каждой из альтернатив по i -му параметру;

$$I_j = W_j : W_{j\max} , \quad (3.14)$$

где $W_{j\max}$ - максимальное значение нормированного вектора локального приоритета j -го вида бурового раствора перед остальными альтернативами по i -му параметру.

В таблице 3.25 приведен фрагмент расчета нормированных и идеальных значений векторов приоритетов по рассматриваемым видам бурового раствора на примере важнейшего с точки зрения цели исследования параметра «Восстановление проницаемости кернового материала» (расчет векторов приоритетов по всем параметрам приведен в приложении Г, таблица Г.1).

Процедура синтеза оценок приоритетов по каждому из параметров ($N=10$) сравниваемых видов буровых растворов ($K=8$) осуществлялась распределенным (по формуле 3.15) и идеальным (по формуле 3.16) способами [77, 86]:

$$GW_j = \sum_{i=1}^N W_j V_i , \quad (3.15)$$

где GW_j - распределенный глобальный приоритет j -го вида бурового раствора;

$$GI_j = \sum_{i=1}^N I_j V_i / \sum_{j=1}^K \sum_{i=1}^N I_j V_i , \quad (3.16)$$

где GI_j - идеальный глобальный приоритет j -го вида бурового раствора.

Взвешивание оценок W_j и I_j по каждому из параметров сравниваемых альтернатив бурового раствора с помощью величин V_i и их последующий синтез распределенным и идеальным способом позволили установить, что наибольшие значения GW_j и GI_j составляют 0,216 и 0,201 соответственно (рисунок 3.7), (приложение Г, таблица Г.2).

Таблица 3.25 - Нормированные и идеальные приоритеты альтернатив бурового раствора (фрагмент на примере показателя «Восстановление проницаемости кернового материала», $i=10$)

Номер варианта бурового раствора, $j=(1;8)$ *	1	2	3	4	5	6	7	8	Среднее геометрическое $\overline{H_{ГМ}^{10}}$	Нормированный приоритет W_{10}	Идеальный приоритет I_{10}
1	1	1	1	1	1/6	1/3	3	4	0,951	0,084	0,204
2	1	1	1	1	1/6	1/3	3	3	0,917	0,081	0,197
3	1	1	1	1	1/5	1	4	5	1,189	0,105	0,256
4	1	1	1	1	1/5	1/3	3	4	0,972	0,086	0,209
5	6	6	5	5	1	3	9	9	4,650	0,410	1,000
6	3	3	1	3	1/3	1	5	6	2,013	0,177	0,433
7	1/3	1/3	1/4	1/3	1/9	1/5	1	1	0,346	0,031	0,074
8	1/4	1/3	1/5	1/4	1/9	1/6	1	1	0,306	0,027	0,066
Сумма									11,345	$W_{10 \max} = 0,410$	-

* Номер альтернативы соответствует порядковому номеру варианта вида бурового раствора в таблице 1:
 № 1 - «Эмулькарб» марки М; №2 - «Эмулькарб» марки Д; № 3 - «Megadril М» на минеральном масле;
 № 4 - «Megadril Д» на дизельном топливе; № 5 - «ИЭР - нефть»; № 6 - «ИЭР – дизельное топливо»;
 № 7 - СБР по рецептуре «СургутНИПИнефть»; № 8 - НМБРК-001 по рецептуре «СургутНИПИнефть»

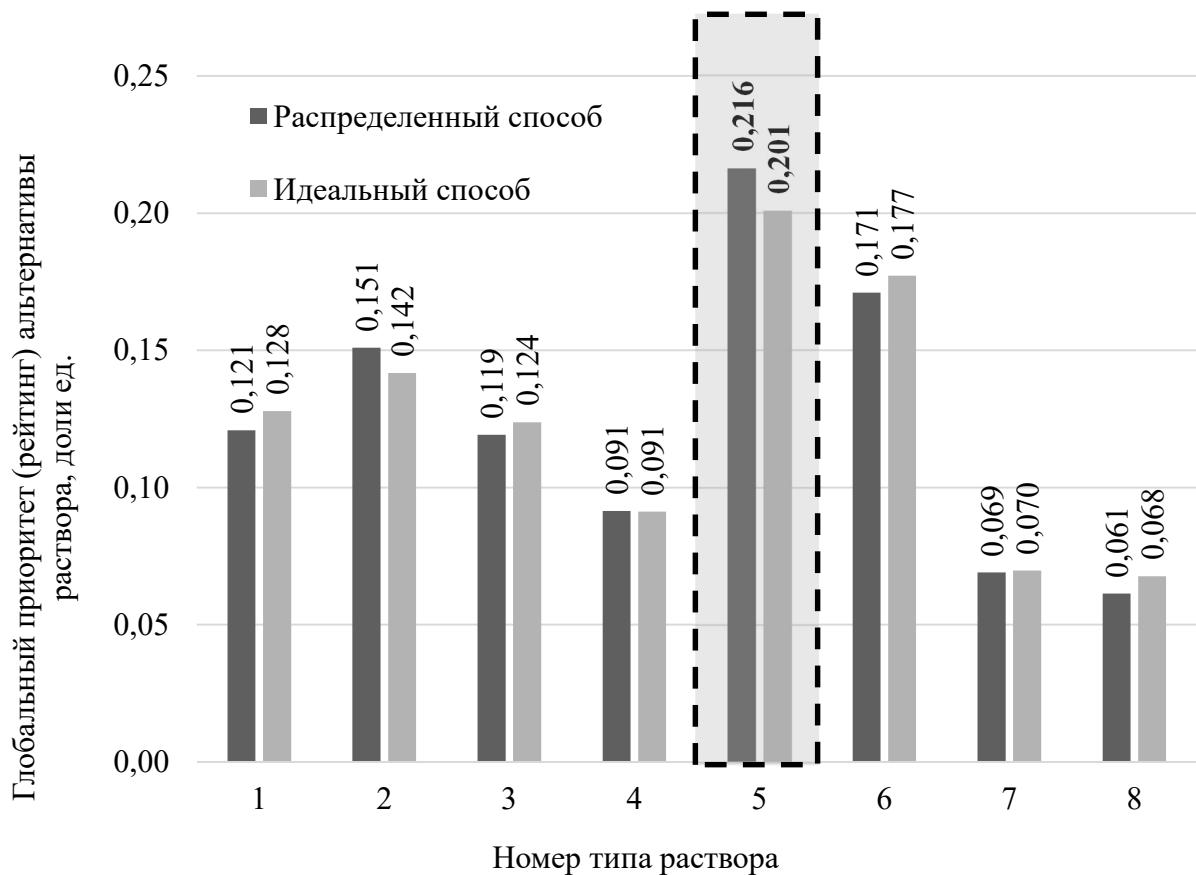


Рисунок 3.7 – Рейтинг вариантов типа бурового раствора:

1 - «Эмулькарб» марки М; 2 - «Эмулькарб» марки Д; 3 - «Megadril М» на минеральном масле; 4 - «Megadril Д» на дизельном топливе; 5 - «ИЭР – нефть»; 6 - «ИЭР – дизельное топливо»; 7 - СБР; 8 - НМБРК-001.

Оба значения принадлежат альтернативе № 5 (предлагаемый раствор «ИЭР – нефть»), следовательно, этот вариант бурового раствора является оптимальным для вскрытия пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения.

Следует отметить, что для окончательного решения о широком внедрении рекомендуемого бурового раствора необходимо учесть следующее: условия территориальной рассредоточенности месторождений Талаканской группы, и следовательно, затраты на приобретение первичных компонентов раствора и их доставку на производственную базу, необходимость специальной подготовки бурового оборудования с целью предотвращения попадания в раствор инородных веществ, профилактика потерь раствора и загрязнения окружающей среды, обеспечение безопасности работы буровых бригад.

3.6 Технология вскрытия продуктивного пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения

С целью максимального сохранения естественных ФЕС пласта предлагается изменить технологию строительства скважин в части конструкции и бурения ствола скважины в продуктивном горизонте [24, 30, 66]. Предлагаемый способ вскрытия продуктивного пласта заключается в комплексной технологии строительства горизонтальных участков, пробуренных под прямым углом к естественным трещинам на равновесии с применением ИЭР в качестве промывочной жидкости и в изменении типовой конструкции скважины. Предложенные изменения заключается в том, что бурение и спуск эксплуатационной колонны проводится в кровлю продуктивного горизонта В₁₀ (хамакинский горизонт) на глубину 1470 м по вертикали и цементируется до устья с целью недопущения вскрытия продуктивного пласта на растворе на водной основе с превышенным удельным весом. Далее производится бурение горизонтального участка скважины хвостовика, который обсаживается нецементируемыми перфорированными обсадными трубами диаметром 114 мм в интервале продуктивного пласта (рисунок 3.8).



Рисунок 3.8 – Предлагаемая схема окончания эксплуатационной добуриваемой скважины.

При этом углубление ствола под хвостовики для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта необходимо проводить в условиях минимальной репрессии (равновесия) [13, 37, 43]. Преимущества данного метода перед традиционной технологией:

- предотвращение загрязнения и сохранение естественной проницаемости прискважинной зоны продуктивного пласта;
- возможность безопасного бурения в зонах аномально низкого пластового давления и аномально низкой пластовой температуры.

«Скважины с данной конструкцией позволяют повысить отбор нефти за счет увеличения площади поверхности фильтрационных каналов. Данный вид скважин предпочтителен для создания связи между вертикально и горизонтально ориентированными геологическими образованиями, такими как возникшие естественным путем трещины, тонкослоистые интервалы и многослойные коллекторы. Горизонтальный участок, пробуренный под большими углами, пересекает большее число естественных трещин и во многих случаях позволяет повысить добычу из пласта в большей степени, чем наклонно-направленные и особенно вертикальные скважины» [6, 57].

Одним из определяющих условий безаварийного бурения горизонтального участка скважины является поддержание (регулирование) заданного дифференциального давления в системе «скважина – пласт», величина которого выбирается исходя из условий предупреждения поглощений промывочной жидкости, флюидопроявления, осыпей, обвалов и других осложнений ствола скважины, охраны недр и экологии. Регулирование режимов бурения должно поддерживать условие равновесия, когда величина забойного давления не превышает пластовое давление. В то же время в случае депрессии на продуктивный пласт величина её должна определяться исходя из геологических, технологических и технических условий при бурении в каждый момент времени и рассчитываться по формуле (3.17) [99]:

$$\Delta P \leq 0,15 \cdot \sigma_c \quad (3.17)$$

где ΔP – допустимая депрессия, МПа;

0,15 - 15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород);

σ_c – эффективные скелетные напряжения, МПа

Создание условия равновесия в ходе производства работ осуществляется путем снижения или увеличения плотности промывочной жидкости для бурения горизонтального участка скважины, а также регулирования его расхода при закачивании промывочной жидкости. В качестве промывочной жидкости для бурения горизонтальных участков предлагается раствор на углеводородной основе ИЭР.

Подготовительные работы перед началом добуривания скважин на ИЭР выполняются в соответствии с разработанными автором и внедрёнными в ПАО «Сургутнефтегаз» нормативно-техническими документами [100, 101].

Технология работ заключается в следующем. По окончании работ, связанных с цементированием эксплуатационной колонны \varnothing 168 мм, ожидания времени затвердевания цемента, проведения работ по определению качества цементирования и технического состояния эксплуатационной колонны проводится спуск в скважину компоновки для разбуривания технологической оснастки эксплуатационной колонны циркуляционного клапана обратного действия (ЦКОД) и башмака. Далее проводится разбуривание ЦКОД, цементного камня и башмака эксплуатационной колонны с углублением забоя на 1-2 м с проработкой до свободного прохождения КНБК и промывкой скважины ИЭР, после чего компоновка поднимается на устье скважины для смены элементов КНБК под бурение горизонтального участка скважины.

Для бурения горизонтальных участков скважины из эксплуатационных колонн диаметром 168 мм в условиях Восточно-Алинского месторождения используются долота диаметром 146 мм. Для строительства горизонтальных участков скважин применяется КНБК, включающая: долото диаметром (146 мм); винтовой забойный двигатель ВЗД; обратный клапан; немагнитная УБТ 3¹/₈" (2⁷/₈");

нижняя часть телесистемы EGSS (Wet Sub) с электромагнитным каналом передачи сигнала.

На месторождениях Восточной Сибири Республики Саха (Якутия) из-за небольших вертикальных глубин залегания продуктивного пласта для прохождения электромагнитного сигнала в КНБК сразу устанавливается верхняя часть телесистемы EGSS (GapSab). При необходимости до начала сборки КНБК для забуривания проводится спуск верхней части телесистемы EGSS (GapSab) для определения оптимальной глубины установки электромагнитного передатчика.

«Далее проводится сборка КНБК и забойной (нижней) части телеметрической системы EGSS для углубления на равновесии (Wet Sub). После сборки, тестирования и программирования забойной (нижней) части телесистемы EGSS производится спуск бурильной колонны с КНБК и забойной (нижней) частью телесистемы EGSS до интервалов с величиной зенитного угла 60° . При достижении заданной глубины спуска первой секции бурильной колонны выполняется сборка радиоприемника (соединителя) и спуск беспроводной передающей антенны (с механизмом фиксации) на геофизическом кабеле в бурильные трубы с периодической проверкой качества соединения и сигнала от забойной (нижней) компоновки. Проводится фиксация модуля беспроводного приема в модуле беспроводной передачи нижней части телесистемы (Wet Sub), с последующим закреплением кабеля в наконечник для соединения с забойной (верхней) частью телесистемы EGSS (Gap Sub) и проверяется качество соединения и сигнала от забойной (нижней) части телесистемы EGSS. После этого производится сборка забойной (верхней) части телесистемы EGSS и выполняется тестирование и программирование забойной (верхней) части телесистемы» [101].

«После сборки КНБК с забойной и верхней частью телесистемы EGSS проводится спуск бурильной колонны с установкой обратных клапанов. При проведении спуско-подъемных операций скорость ограничивается в зависимости от допустимых колебаний гидродинамического давления. В интервалах изменения углов и диаметров, а также в интервале привязки геологических реперов по глубине скорость спуска ограничена до 3-5 м/мин. В процессе спуска с целью проверки

индикатора веса и отсутствия посторонних предметов каждые 500 м выполняется тест на натяжение бурильной колонны путем подъема колонны на 15 м. Тест на натяжение проводится также за 20 м до и 20 м после изменения внутреннего диаметра ствола скважины, связанного с конструкцией скважины. При появлении посадок во время спуска КНБК в обсаженной части скважины проводится подъем КНБК на 20 м выше места посадки и выполняется повторный спуск. При появлении посадок во время спуска КНБК в открытом стволе скважины проводится промывка и проработка ствола скважины в данном интервале» [101].

Спуск компоновки в интервале обсаженной части ствола над башмаком эксплуатационной колонны и в интервале необсаженной части производится с записью Gamma-каротажа с привязкой геологических реперов по глубине. При достижении КНБК башмака эксплуатационной колонны проводится допуск компоновки до текущего забоя с промывкой, на забое скважины ИЭР на протяжении одного цикла циркуляции.

По окончании промывки проводится приподъем КНБК в интервал башмака эксплуатационной колонны с постоянной циркуляцией для калибровки программы АСУ бурения на равновесии. По окончании технологического отстоя проводится контрольный спуск КНБК с промывкой до глубины начала бурения удлинения горизонтального участка ствола скважины.

«Углубление ствола производится с механической скоростью не более 15 м/час для обеспечения эффективного выноса выбуренного шлама. Углубление в режиме равновесия проводится совмещенным методом (верхний привод/ротатор + ВЗД). Вращение ротором/верхним приводом осуществляется со скоростью не более 10 об/мин. Осевая нагрузка на долото должна обеспечивать получение оптимальной механической скорости и не превышать технические характеристики, указанные в паспорте долота. Касание забоя долотом должно происходить плавно, нагрузку на долото и режимы углубления следует изменять в зависимости от конкретных условий. В процессе бурения горизонтального участка скважины постоянно ведется контроль за количеством выносимого шлама. Для обеспечения выноса шлама при бурении горизонтального участка БС

производится закачивание пачек раствора вязко-упругого состава (ВУС). В качестве ВУС применяют органофильную глину с улучшенными структурообразующими способностями для всех безводных растворов. Состав содержит бентонит, обработанный аминами, улучшает выносящую способность, СНС и поддерживание частиц утяжелителя во взвешенном состоянии. Частота и объемы закачки пачек раствора ВУС определяются по результатам контроля выноса шлама и давления» [101].

Бурение горизонтального участка проводится до планового забоя, после чего проводится промывка скважины в течение двух циклов с поддержанием режима равновесия. Проводится подъем компоновки в интервал башмака эксплуатационной колонны с постоянной циркуляцией. После бурения горизонтального участка производится спуск обсадной колонны перфорированного хвостовика диаметром 114 мм. Пакерующий элемент устанавливается над башмаком эксплуатационной колонны (не менее 75 метров), обеспечивая центрирование и подвеску хвостовика [109].

Фильтровая часть хвостовика выполняется из перфорированных обсадных труб диаметрами 114 мм соответственно. Расстановка фильтров рассчитывается исходя из коллекторских свойств эксплуатационного объекта и обеспечения необходимой пропускной способности гидродинамических каналов в соответствии с потенциальной продуктивностью пласта.

Сборка компоновки хвостовика производится в следующей последовательности: фильтр; глухая труба; клапан диафрагменный; кран шаровый (в закрытом положении); вертлюжок.

3.7 Выводы по главе 3

1. Проведен анализ существующих систем растворов на углеводородной основе. В соответствии с программой лабораторных исследований рассмотрен ряд химических реагентов для инвертно-эмульсионного раствора.

2. Проведены исследования эффективности действий эмульгаторов, органобентонита, негашеной извести, гидрофобизирующих добавок, добавки легкого таллового масла на параметры ИЭР.

3. Разработаны и предложены две рецептуры растворов на углеводородной основе (дизельное топливо, нефть).

4. Проведены исследования и анализ результатов по оценке коэффициента восстановления кернового материала хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения с участием 8 рецептур буровых растворов.

5. Для обеспечения наилучших показателей свойств бурового раствора для первичного вскрытия хамакинского горизонта пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения получены оптимальные концентрации исследуемых реагентов для каждого из показателей свойств бурового раствора на основании графиков зависимостей поверхностей отклика.

6. На основании решений многокритериальных задач – методе анализа иерархий, с помощью векторов локальных приоритетов распределенным и идеальным способом установлено наибольшее значение обобщенного приоритета и определен оптимальный раствор для вскрытия хамакинского горизонта пласта В₁₀ Восточно-Алинского месторождения.

7. Экспериментально подтверждены преимущества растворов на углеводородной основе, в том числе разработанный ИЭР перед применяемым минерализованным раствором на водной основе. После воздействия фильтратов ИЭР коэффициент восстановления проницаемости составил в среднем 90 %, после воздействия буровых растворов на водной основе – 23 %.

8. Предложена оптимизированная технология для первичного вскрытия продуктивного пласта с изменением конструкции скважины и применения раствора на углеводородной основе.

ГЛАВА 4 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТАННЫХ РУО ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА

4.1 Технологическая эффективность предлагаемых технологий и технических решений с применением инвертно-эмульсионного раствора.

Опытно-промышленные работы с применением в качестве промывочной жидкости инвертно-эмульсионного бурового раствора на основе дизельного топлива проводились по разработанным мероприятиям (приложение Д) при бурении двух горизонтальных участков скважин и одной наклонно направленной скважины на Восточно-Алинском месторождении (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Номера и глубины скважин

Наименование параметра	Номера скважин		
	102Гр	128	125Гр
Глубина скважин по стволу, м	2318	1645	2074
Глубина скважины по вертикали, м	1541,2	1580	1705
Длина горизонтального участка, м	409	-	385
Интервал бурения, м	1901-2318	1583-1645	1685-2074
Проектный горизонт	Хамакинский горизонт, пласт В ₁₀		
Глубина пласта по вертикали, м	1510	1511	1521
Глубина проектного пласта по стволу, м	1901	1568	1685
Тип заканчивания	Хвостовик		
Спуск хвостовика, м	1901 - 2315	1583-1642	1685-2072
Тип бурового станка	БУ 2900/200 ЭПК-БМ		

Для бурения интервала под хвостовик скважины №102Гр всего приготовлено 109 м³ ИЭР $\rho = 0,978 \text{ кг/м}^3$ (таблица 4.2). Объем пополнения составил 11,5 м³ дизельного топлива, потери в скважине на фильтрацию в проницаемую зону пласта составили ~ 11 м³, потери ИЭР на поверхности во время СПО ~ 1 м³; потери ИЭР на системе очистки со шламом влажностью 70 % ~ 16,5 м³.

Таблица 4.2 – Параметры промывочной жидкости при бурении горизонтального окончания на скважине №102Гр

Параметры API		По программе промывки	На начало бурения интервала	По окончании бурения интервала
Плотность	г/см ³	1,00 (±0,02)	0,978	1,05
Пластическая вязкость	мПа*с	15-50	21,5	27,2
ДНС	дПа	30 – 150	46	88,8
СНС 10 сек./10мин.	дПа	25-45/25-75	29 / 45	54 / 79
Фильтрация НТНР	мл/30 мин	<5	2,2	2,4
Содержание песка	%	< 1	не измерялось	
Содержание твердой фазы	%	<14	6	9
У/В	%	60/40 - 70/30	68/32	62/38
Электростабильность	В	>250	400	450

Приготовление бурового раствора на скважине проводили в емкости объемом 60 м³, которая была вынесена из эшелона буровой установки и расположена напротив насосного блока. Емкость снабжена крышкой с люками, двумя лопастными мешалками, диспергатором (ДГ) и рубашкой с обогревом водяным паром. Приготовление ИЭР осуществлялось в 2 партии. Приготовление первой партии объёма производилось в следующей последовательности. Первоначально проведен набор дизельного топлива в объеме 7 м³, затем через эжектор добавлено СаО-900 кг, Орбент-91-1000 кг, Cleave FM-5 200 л, ЛТМ-4 200 л, диспергация бурового раствора продолжалась в течение двух часов. После чего в раствор добавили СаCl₂ в объёме 11 м³, диспергация бурового раствора 2 часа, добавление гидрофобизатора АБР-1 – 200 л, добор дизельного топлива в объёме 3 м³, затем ввод кольматанта КМ-10 1800 кг и разбавление дизельным топливом в объёме 3 м³.

Приготовление второй партии объёма ИЭР готовили в последовательности: набор в емкость дизельного топлива в объёме 25 м³, после чего в нее добавили Орбент-91 - 700 кг, СаО - 900 кг, Cleave FM-6 – 200 л, ЛТМ-4 – 200 л, затем перемешивание раствора в течение одного часа и введение в него 6 м³ СаCl₂, после чего диспергация раствора в течение 5 часов.

После диспергации и полной готовности раствора произвели замещение объёма скважины на ИЭР (в скважине находился солевой биополимерный раствор СБР), перед замещением закачали в скважину 1,5 м³ дизельного топлива в качестве буферного разделителя. Дальнейшее приготовление бурового раствора производили введением в него гидрофобизатора АБР-1 200 л, 6 м³ раствора CaCl₂ и 4-х часовая диспергация. Затем путем введения утяжелителя КМ-10 в объеме 1500 кг и гидрофобизатора АБР-1 200 л довели плотность раствора до требуемых параметров. Дообработка раствора введением Орбент-91-300 кг, Cleave FM-2 200 л, ЛТМ-1 200 л, 7,5 м³ рассола CaCl₂, после чего в течение 5 часов проводилась диспергация раствора.

По мере углубления горизонтального участка скважины хвостовика происходило увеличение отфильтровывания углеводородной основы ИЭР в пласт (увеличивалось соотношение водной фазы в эмульсии), поэтому требовалось пополнение раствора дисперсной средой. Всего за период бурения в раствор ввели дизельное топливо в объеме 11,5 м³. Других осложнений в процессе бурения горизонтального участка не наблюдалось.

При строительстве трех скважин с учетом потерь на отфильтровывание углеводородной основы ИЭР в пласт было приготовлено раствора в общем объеме 109 м³. Для бурения первого горизонтального интервала скважины и замещения её объёма потребовалось не более суток, за счет подогрева дизельного топлива до 60°С было получено ускорение процесса, что значительно сокращало время на процесс эмульгирования водной фазы. Бурение интервалов под хвостовики на трех скважинах прошло без осложнений. Спускоподъёмные операции КНБК, геофизические работы автономным комплексом приборов и спуск хвостовиков диаметром 114 мм проведены без затяжек и без посадок (приложение Е).

На практике отмечено, что несмотря на характерные высокие тиксотропные свойства ИЭР (таблица 4.2) во время бурения давление на манифольде составляло в среднем 15,7-17,7 МПа, то есть раствор оказывал незначительные гидравлические сопротивления в скважине, проходя через узкие зазоры элементов КНБК (телесистема, ВЗД. насадки долота и тому подобное). Низкая плотность ИЭР

позволяла легче доводить требуемую нагрузку и передавать крутящий момент на долото на забое горизонтальных участков скважин при удлинении (таблица 4.3).

Присутствие выбуренной породы в объеме ИЭР не влияло на реологические параметры в системе, значения пластической вязкости, ДНС и СНС оставались стабильными. При этом повторное использование ИЭР значительно снижает затраты на приготовление раствора [47].

Таблица 4.3 - Режим бурения горизонтальных участков скважин

Технологические параметры бурения	Давление на стояке, МПа		Q, л/с		Ротор, об/мин		V _{мех} , м/час	Нагрузка на
	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	средняя	Средняя
	12,8- 18,6	18,6- 20,6	13- 15	13- 15	20	20	3-12	5-21
Спускаемая компоновка	1. БИТ 146 В 713 Т №18143						0,16 м	
	2. ДГР-120 №33(0*46")						6,78 м	
	4. КОБ №105						0,36 м	
	5. Предохран. пер-к (НОС) № 101ПН						0,7 м	
	6. Подвесн. Пер-ник (НОС) №986УС						9,50 м	
	7. Предохран. пер-к (НОС) № 423ПС						0,66 м	
	8. Немагнитное УБТ (FM) №743 УС						9,2 м	
	9. ТБПН 89×9,4 "Л"						ост.	

4.2 Критерии оценки эффективности первичного вскрытия пласта на ИЭР

Для оценки эффективности предложенной автором технологий бурения горизонтальных окончаний скважин на ИЭР в сравнении с традиционными методами строительства скважин на хамакинский горизонт с применением растворов на водной основе и бурении по пласту в условиях репрессии, проведён анализ продуктивности скважин, законченных бурением различными способами. Продуктивность - это показатель, характеризующий возможности скважины по добыче нефти [49, 103]. Коэффициент продуктивности определяет то количество нефти, которое можно добыть из скважины за определённое время при снижении давления на одну атмосферу или снижение уровня нефти в скважине на один метр, рассчитывается как отношение дебита скважины к депрессии (формула 4.1).

$$\eta = Q_H / \Delta P, \quad (4.1)$$

где η - коэффициент продуктивности, м³/сут/МПа.

Q_n - дебит скважины, м³/сут.

ΔP - депрессия МПа.

Коэффициент продуктивности определяется по результатам гидродинамических исследований (ГДИС) и режимов эксплуатации скважин. Используя замеры на квазистационарных режимах, получают необходимые данные для проведения расчета коэффициента продуктивности для скважин Восточно-Алинского месторождения [112]. Сравнение проводилось по скважинам территориально близко расположенными и со схожими горно-геологическими характеристиками терригенного пласта хамакинского горизонта.

Для детального анализа качества вскрытия продуктивного горизонта с применением различных технологий и типов буровой жидкости, сравнения кондиционных значений параметров нефтегазонасыщенных пластов рассмотрим добычные способности скважин по соотношению коэффициента продуктивности к единице вскрытой мощности объекта (формула 4.2), и отдельно к проницаемости вскрытого коллектора (формула 4.3). Сравнительный анализ продуктивности эксплуатационных скважин представлен в таблице 4.4.

$$\eta_{(\text{прив.неф.})} = Q_n / (\Delta P \cdot h) \quad (4.2)$$

где $\eta_{\text{прив.неф.}}$ – удельный приведенный коэффициент продуктивности скважины по мощности пласта, м³/сут/(МПа·м).

h – нефтенасыщенная мощность пласта вскрытая данной скважиной, м.

$$\eta_{(\text{прив.пр.})} = Q_n / (\Delta P \cdot K_{\text{пр}}) \quad (4.3)$$

где $\eta_{\text{прив.пр.}}$ – удельный приведенный коэффициент продуктивности скважины по проницаемости пласта, (м³/сут·МПа·мкм²).

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости нефтенасыщенной части пласта, мкм².

Таблица 4.4 – Анализ продуктивности скважин Восточно-Алинского месторождения

Номер скважины	Начальные фактические параметры			Депрессия, МПа	Нефтенасыщенная толщина, м	K _{пр} , мкм ²	η _{нач.} , м ³ /сут•МПа	η _{прив.неф.} , м ³ /сут•(МПа•м)	η _{прив.пр.} , м ³ /сут•(МПа•мк м ²)
	Q _ж , м ³	Q _н , т	H _{дин}						
Бурение на равновесии с применением ИЭР на основе дизельного топлива									
108	47	39,40	700	4,84	8,8	0,290	9,72	1,10	3,81
128	50	11,70	720	4,93	14,6	0,170	10,14	0,69	4,08
102Гр	55	46,10	650	4,46	190,6	0,096	12,34	0,06	0,67
105Гр	65	54,50	103	0,00	116,2	0,210	65,00	0,56	2,66
106Гр	43	36,10	930	6,48	319,4	0,048	6,64	0,02	0,43
125Гр	75	62,90	350	1,88	229	0,043	39,98	0,17	4,06
Бурение в условиях репрессии с применением СБР									
63	18	15,10	440	2,59	16,4	0,085	6,95	0,42	4,99
124	9	6,70	1008	7,38	11,4	0,098	1,08	0,10	0,97
13-1	13	10,90	620	4,52	20,8	0,372	2,87	0,14	0,37
13-2	12	10,10	614	4,35	13,6	0,102	2,76	0,20	1,99
13-3	14	17,60	720	5,27	19,2	0,067	2,66	0,14	2,07
59	9	7,60	918	7,32	14,6	0,092	1,23	0,08	0,92
17-2	20	16,80	948	7,84	9,6	0,120	2,55	0,27	2,22
17-6	18	15,12	279	2,30	9,6	0,186	7,83	0,82	4,39
14-1	15	10,92	529	3,47	13,2	0,108	3,74	0,28	2,62
12-3	17	14,28	879	6,60	14,8	0,182	2,58	0,17	0,96
Капитальный ремонт (добуривание БС в условиях депрессии с применением раствора на нефтяной основе)									
60	30	25,20	1008	7,84	19,8	0,081	3,83	0,19	2,39
13-7	46	38,64	554	3,91	3,4	0,068	11,78	3,46	50,95
13-8	29	24,36	664	4,67	4	0,032	6,20	1,55	48,47
111Гр	60	50,40	663	4,49	824,6	0,095	13,35	0,02	0,17
129Гр	63	52,92	689	4,70	495	0,13	13,41	0,03	0,00
56Гр	42	35,28	1134	8,93	536,8	0,167	4,70	0,01	0,05
13-5Гр	50	42,00	403	2,71	636,2	0,158	18,46	0,03	0,18
25-5Гр	53	44,52	671	4,51	149,8	0,140	11,75	0,08	0,56

Анализ таблицы 4.4 показывает, что технология вскрытия продуктивных горизонтов на растворах с углеводородной основой значительно выгодно отличаются в отношении с традиционной технологией применения растворов на водноминерализованной основе. Этому свидетельствует подтверждение начальных параметров продуктивности скважин Восточно-Алинского месторождения (рисунок 4.1) (приложение Ж).

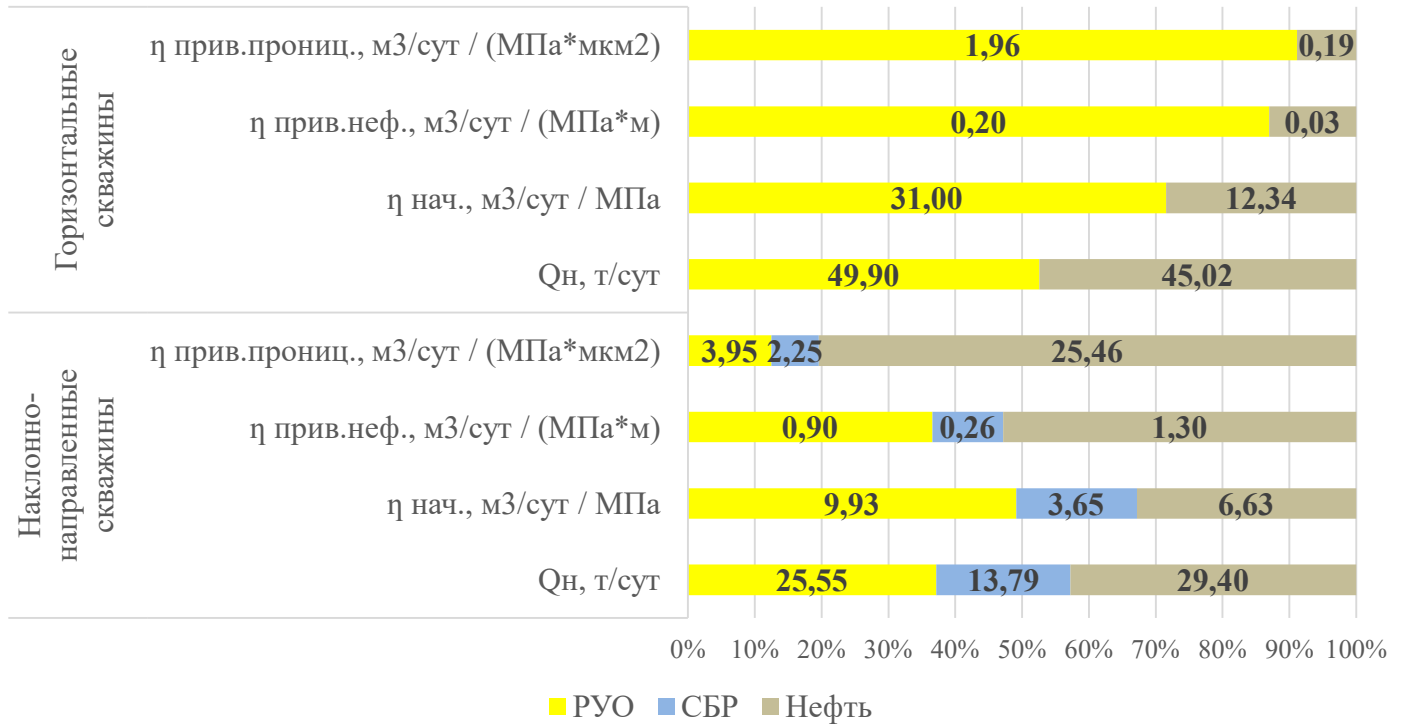


Рисунок 4.1 - Анализ начальных параметров продуктивности по скважинам Восточно-Алинского месторождения

Как правило, получая различные стартовые дебиты Q_i , получаем различные коэффициенты нефтеизвлечения (КИН), при этом, чем выше пусковые значения, тем выше КИН независимо от закона падения продуктивности скважин. Результаты, полученные после проведения работ по строительству скважин с применением ИЭР фактически сопоставимы со значениями по добыче нефти, полученными после добурирования скважин в режиме депрессии на нефти. Соответственно реализация и тиражирование технологии бурения скважин на месторождениях Восточной Сибири с применением ИЭР значительно позволит прирастить добычу нефти на месторождениях республики Саха.

4.3 Утилизация буровых шламов, образующихся при строительстве скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе

Учитывая значительные объемы обратной эмульсии, полученной после выполнения работ, обозначился вопрос ее разрушения на исходные компоненты для формирования технологического процесса по безопасному обращению ИЭР и недопущению причинения вреда экологии и процессам подготовки нефтепродуктов на месторождениях Восточной Сибири.

Для определения оптимальных марок деэмульгаторов, способных разрушить ИЭР совместно с предприятиями-изготовителями химической нефтехимической продукции были исследованы образцы ИЭР [113]. Также в рамках лабораторных исследований был испытан деэмульгатор Л-1046, применяемый в процессе подготовки на ЦППН НГДУ «Талаканнефть» и химическое вещество ксилол, относящийся к классу органических спиртов и обладающий деэмульгирующими свойствами по отношению к ИЭР. По результатам испытаний было установлено, что наиболее эффективно ИЭР разрушает коагулянт твердой фазы марки «UNI-FLOCK», применяющийся, в том числе при ремонтах по бурению дополнительных стволов, для очистки промывочной жидкости в процессе углубления скважин на депрессии. Для качественного разрушения ИЭР требуется введение в раствор 2%-объемных коагулянта «UNI-FLOCK», оптимальное установленное время полного разрушения после введения «UNI-FLOCK» составляет 360 мин (6 ч). Деэмульгатор Л-1046, ксилол и иные испытанные составы не справились с задачей разрушения ИЭР на компоненты. Результаты исследований деэмульгаторов представлены в приложении И. По результатам лабораторных исследований были проведены промышленные испытания коагулянта «UNI-FLOCK». В рамках испытаний были выработаны две порции ИЭР по 2 м³ – первая порция с добавлением 1% водного раствора 12% HCl (опыт по снижению КВЧ), плотностью 930 кг/м³, электростабильность 350-390 В и вторая порция плотностью 930 кг/м³, электростабильность 300-350 В. Спустя сутки после приготовления порций ИЭР добавлялся коагулянт «UNI-FLOCK» 2 % от общего объема и запускались перемешиватели установки на 20 мин, далее перемешивание останавливалось.

Параллельно из установки отбирались пробы готового ИЭР, которые аналогично подвергались деэмульсации в лаборатории. По результатам как промышленных, так и лабораторных испытаний начало расслоения ИЭР наблюдается по истечении 20-25 мин после введения и перемешивания деэмульгатора видимая реакция продолжается в течении 300-330 мин. По истечении 360 мин ИЭР полностью расслаивается на компоненты (приложение И).

Основным требованием в области охраны окружающей среды при бурении новых скважин, удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на депрессии с использованием комплекта оборудования «Углубление в режиме депрессии» является предотвращение или минимизация негативного воздействия технологических процессов на компоненты природной среды, в том числе:

- атмосферного воздуха;
- поверхностных водных объектов;
- грунтовых вод;
- почвенного покрова;
- растительности.

Бурение удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на депрессии осуществляется в соответствии с нормативными документами, актами, положениями, правилами по охране окружающей среды и действующим природоохранным законодательством. Одним из основных потенциальных источников загрязнения компонентов природной среды при бурении удлинений и ответвлений боковых стволов скважин на депрессии является буровой шлам, образующийся в результате выполнения указанных работ. По результатам лабораторных исследований буровой шлам в соответствии с федеральным классификационным каталогом отходов, утвержденным приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 №242 «Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов» относится к отходу «Шламы буровые при капитальном ремонте скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе умеренно опасные», имеет III класс опасности для окружающей среды, III класс по степени их

токсичности на среду обитания и здоровье человека (далее – БШ с применением РУО) [92].

К основным компонентам БШ с применением РУО (ИЭР), оказывающим негативное воздействие на окружающую среду, относятся: нефтепродукты; тяжелые металлы; поверхностные активные вещества; соли минеральные. На территории Восточной Сибири применяется технология обезвреживания БШ с применением РУО термическим методом, что позволяет полностью перерабатывать данный вид отхода. Для реализации данного метода на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении возведён и эксплуатируется специализированный объект «Шламонакопитель Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения» (далее – Шламонакопитель). Шламонакопитель представляет собой комплекс оборудования и сооружений для накопления, фазового разделения и термического обезвреживания нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов. Он предназначен для круглогодичного накопления загрязненного грунта, отходов, загрязненных нефтью, нефтепродуктами и иными загрязнителями, образующихся в процессе зачистки резервуаров и иного нефтепромыслового оборудования, а также при выполнении капитальных ремонтов скважин; для последующего их обезвреживания. На данном объекте были переработаны отходы, образовавшиеся при реализации опытно-промышленных работ по применению раствора ИЭР (приложение К).

В состав Шламонакопителя входят следующие объекты:

оборудование по термическому обезвреживанию нефтешламов «Сжигатель» с парафиновой камерой;

оборудование линии сепарации жидкой фазы (ЖФ) (декантер);

комплекс по фазовому разделению жидкой фазы нефтешламов (трикантер).

Поступающий на Шламонакопитель БШ с применением РУО накапливается в секции шламонакопителя твёрдой фазы (ТФ) в смеси с иными нефтесодержащими отходами. Далее ЖФ из секции шламонакопителя ТФ перекачивается в секции шламонакопителя для ЖФ в целях дальнейшей обработки на декантере или трикантере. ТФ отходов секции шламонакопителя загружается

фронтальным погрузчиком или экскаватором в приемный бункер, оснащенный просеивающим устройством для удаления крупных кусков дерева и металла. Из бункера по ленточному конвейеру нефтешлам подается во вращающуюся печь (главная камера). Перемещение твердого материала внутри печи обеспечивается за счет ее наклона и вращения. Нефтешлам нагревается в печи до температуры 350-400 °С, испаряющиеся углеводороды подаются в блок очистки (циклон) для удаления основного количества пыли из газового потока. Несгоревшие в печи углеводороды отводятся во вторичную камеру (оксидайзер), где сгорают полностью при температуре 800-1000 °С. На выходе из роторной печи твердый очищенный материал выгружается через «мокрый бункер» (где происходит охлаждение материала и предотвращается пылеобразование) на металлический лотковый конвейер и транспортируется к месту сбора (металлический контейнер). Извлеченные из нефтешлама пары углеводородов с помощью вытяжного вентилятора вытягиваются из роторной печи и поступают в циклон, где происходит их глубокая очистка от пыли.

По данной технологии отходы сжигаются с минимальными выбросами, а несгоревшие продукты (зольный остаток) используются для отсыпки слоев отходов на полигоне твердых бытовых и промышленных отходов Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Технология обезвреживания отходов термическими способами является наилучшей доступной технологией [95]. Применение технологии обезвреживания отходов термическим способом на установке «Сжигатель» в Восточной Сибири позволяет ПАО «Сургутнефтегаз» предотвратить захоронение свыше 5,5 тыс.м³ нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов ежегодно (100 %-ный уровень обезвреживания).

4.4 Оценка экономической эффективности предлагаемых технологий и технических решений

На Восточно-Алинском месторождении, были проведены опытно-промышленные работы по вскрытию пласта В₁₀ хамакинского горизонта на ряде скважинах с применением ИЭР [26, 47, 48, 58]. Три скважины пробурены под сопровождением приготовления и обработки раствора сервисной компанией и три

скважины силами ОАО «Сургутнефтегаз» по собственной рецептуре ИЭР, разработанной автором. Результаты освоения скважин, вскрытых на ИЭР, показали прирост дебита по нефти более чем в три раза по сравнению со средним по месторождению (таблица 4.4). Расчет экономического эффекта от применения ИЭР определяется за счет повышения дебита скважин. Экономический эффект от внедрения предлагаемых технологий за 19 месяцев работы опытных скважин составил более 328 млн. рублей.

Расход реагентов и стоимость 1 м³ бурового раствора «СБР» представлен в таблице 4.5. Расход реагентов на приготовление ИЭР и бурение шести скважин представлен в таблице 4.6. Результаты расчета экономического эффекта при бурении шести скважин с применением ИЭР на Восточно-Алинском месторождении представлен в таблице 4.7.

Таблица 4.5 - Расход реагентов и стоимость 1 м³ бурового раствора «СБР»

Наименование материала	Расход на 1 м ³ раствора, кг	Цена за 1 тонну без НДС 18%, руб	Стоимость 1 м ³ бурового раствора
Калий хлористый технический	132	12 000,00р.	1584,00р.
Na ₂ CO ₃	0,3	22 670,00р.	6,80р.
КМЦ	3	55 000,00р.	165,00р.
Биополимерный реагент	6	120 000,00р.	720,19р.
Смазочная добавка	3	66 000,00р.	198,00р.
Полиакриламид	2,4	204 840,00р.	491,60р.
Итого:			3 166,00р.

Таблица 4.6 – Материальные затраты при бурении опытных скважин с применением ИЭР

Наименование	Назначение	Обозначение	Mi Svaco Schlumberger Company скв.№№108, 105Гр, 106Гр			Обозначение	Раствор на углеводородной системе скв.№№102Гр, 128, 125Гр		
			цена 1 кг, руб	расход на 3 скв., кг	стоимость на 3 скв., руб		-	цена 1 кг, руб	расход на 3 скв., кг
Дизельное топливо	Дисперсная среда	-	31,3	107520	3365376	-	31,30	107520	3365376,00
Соль	Понизитель активности водной фазы	NaCL	6,5	8000	52000	CaCl ₂	18,46	13500	249210,00
Органофильная глина	Понизитель фильтрации, структурообразователь	VG-PLUS	315,84	1300	410592	Орбент-91	283,56	3000	850680,00
Известь	Омыляющий компонент кислот; стабилизатор эмульсии	LIME	21,39	5875	125666,25	Известь с	12,00	2600	31200,00
Асфальт	Контроль фильтрации, формирование непроницаемой корки	VERSATROL M	314,97	1475,5	464738,235	-	-	-	-
Эмульгатор	Диспергирование воды в д.т., образование стабильной эмульсии	ONE-MUL/VERSAMUL	473,84	5408	2562526,72	Cleave FM	356,70	3420	1219914,00
						ЛТМ	65,00	2160	140400,00
Смачивающий агент	-	VERSAWET	209,46	1248	261406,08	-	-	-	-
Разжижитель	-	VERSATIN HF	258,87	832	215379,84	-	-	-	-
Гидрофобизатор	Гелеобразующий агент, модификатор реологии	RHEFLAT PLUS	855,34	416	355821,44	АБР	229,57	1080	247935,60
		VERSAMOD	304,61	208	63358,88				
Кольматант	REAMIX FINE; REAMIX VERY FINE		87,00	0; 0		КМ-10	5,53	6000	33180,00
	Икарб 75		87,00	9000					
	Икарб 75М			15000					
Диспергатор ДГ-40					150000				150000,00
Инженерный сервис					453750				116000,00
Итого:					8 480 615,45				6 404 046,82

Таблице 4.7 - Расчет экономического эффекта

Показатели	Условные обозначения	Ед. изм.	Сравниваемые варианты		Источник данных
			базовый	новый	
1	2	3	4	5	6
Количество скважин	W	скв.	3	3	Управление по бурению
Среднесуточный дебит нефти	E	т/сут.	12,6	23,7	T / R / W
Среднее время работы скважины	R	сут.	577	577	НГДУ
Добыча нефти	T	т	21 811	41 003	НГДУ
Дополнительная добыча нефти	Q	т	-	19 192	ΔT
Цена нефти	Ц	руб./	-	18 739,00	Цена ПЭУ
Условно-переменная часть себестоимости добычи нефти	C _{пер}	руб./ т	-	288,04	факт 12 месяцев
Затраты на буровой раствор на углеводородной основе	D	руб.	-	14 884 664,84	Управление по бурению
Дополнительные затраты времени на бурение скважин на ИЭР	H	ч	-	593	Управление по бурению
Стоимость затрат, зависящих от времени работы бригады бурения	V	руб./ ч	-	18 497	ПРЦ, Утвержденные ПЭУ
Доход от реализации дополнительно добытой нефти	F	руб.	-	359 638 888,00	Ц * Q
Условно-переменные затраты, связанные с дополнительной добычей нефти	G	руб.	-	5 528 063,68	Q * C _{пер}
Дополнительные затраты, связанные с бурением на РУО	J	руб.	-	25 853 385,84	D + V * H
Экономический эффект за рассматриваемый период	Э	руб.	-	328 257 438,4	F - G - J
<i>срок окупаемости</i>	-	<i>сут.</i>	-	42	<i>справочно</i>
<i>порог добычи нефти,</i>	-	<i>т</i>	-	1 401	<i>справочно</i>

4.5 Выводы по главе 4

1. Промышленное испытание раствора на углеводородной основе при строительстве скважин на Восточно-Алинском месторождении подтвердило результаты лабораторных исследований, теоретические предположения и инженерные расчётные показатели.
2. Проведён сравнительный анализ продуктивности скважин, построенных в тождественных геологических условиях с применением различных систем буровых растворов. Оценена продуктивность скважин по приведённым показателям относительно проницаемости и нефтенасыщенной толщи пласта.
3. Исследован спектр химических реагентов-деэмульгатов, с помощью которых возможно эффективно разрушить обратные эмульсии, образующиеся в процессе бурения скважин.
4. Применяемые технологии обезвреживания отходов позволяют в полном объёме переработать нефтешламы и нефтезагрязненные грунты соблюдая природоохранное законодательство.
5. Применение РУО при первичных вскрытиях продуктивного коллектора терригенного пласта скважин Восточно-Алинского месторождения позволяет эффективно достичь потенциального дебита по ним, тем самым повышая КИН.
6. Применение раствора на углеводородной основе при бурении скважин позволило достичь экономической эффективности более 328 млн. рублей по трём скважинам за 19 месяцев эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Выявлены и обобщены специфические геологические и физико-химические особенности терригенных коллекторов хамакинского горизонта Восточно-Алинского НГКМ, определяющие необходимость разработки усовершенствованной рецептуры промывочных жидкостей для вскрытия исследуемого продуктивного разреза с целью достижения проектных дебитов скважин.

2. Определены основные причины и усугубляющие факторы снижения продуктивности скважин, сформулированы оптимальные требования к технологическим параметрам РУО, соблюдение которых обеспечит сохранение ФЕС при первичном вскрытии в условиях продуктивного пласта V_{10} хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения.

3. Разработаны и рекомендованы адаптированные составы растворов на углеводородной основе для вскрытия продуктивных терригенных коллекторов в осложненных условиях Восточно-Алинского месторождения Талаканской группы, их применение позволило добиться восстановления проницаемости по керну до 100 % (ИЭР на нефти) и 70,6 % (ИЭР на дизельном топливе).

4. Опытно-промышленное внедрение разработанных рецептур ИЭР при вскрытии продуктивного пласта V_{10} Восточно-Алинского месторождения обеспечило сохранение естественной проницаемости прискважинной зоны продуктивного пласта, о чем свидетельствуют дебиты скважин Восточно-Алинского НГКМ порядка 41,8 т/сут, что способствовало получению значительного экономического эффекта, (более 328 млн. руб.) за счёт повышения продуктивности скважин.

Продолжением развития темы диссертационной работы в будущем является разработка и адаптация составов растворов на углеводородной основе для применения в других циклах строительства и ремонта скважин (освоение, глушение, текущий и капитальный ремонт) на месторождениях Восточной Сибири.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АНПД	аномально-низкое пластовое давление
АСГР	асбесто-солегелевый раствор
АСПО	асфальтосмолопарафиновые отложения
АСУ	автоматическая станция управления
БС	боковой ствол
БШ	буровой шлам
ВУС	вязко-упругие системы
ВНК	водонефтяной контакт
ГИС	геофизические исследования скважин
ДНС	динамическое напряжение сдвига
ИЭР	инвертно-эмульсионные растворы (в рамках данной работы – как частное от РУО)
КМЦ	карбоксиметилцеллюлоза
КРС	капитальный ремонт скважин
ММП	многолетнемерзлые породы
НГДУ	нефтегазодобывающее управление
НСБР	насыщенный солевой биополимерный раствор
ОЭ	обратная эмульсия
ПАВ	поверхностно-активное вещество
ПДК	предельно-допустимая концентрация
ПЖ	промывочная жидкость
ПРС	подземный ремонт скважин
ПЗП	прискважинная зона пласта
ПЦТ	портландцемент тампонажный

ПЦТОА	портландцемент тампонажный облегчённый армированный
РУО	раствор на углеводородной основе
СБР	солевой биополимерный раствор
СНС	статическое напряжение сдвига
ЦПН	цех первичной подготовки нефти
ФЕС	фильтрационно-емкостные свойства

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Александров, В. М. Оценка перспектив нефтегазоносности вулканогенно-осадочного комплекса пород пермско-триасового возраста в Западной и Восточной Сибири / В. М. Александров, В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, С. А. Палеев // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 2. – С. 38-41.
2. Апеньшев, Д. С. Результаты морфотектонического анализа Талаканского месторождения / Д. С. Апеньшев, А. М. Карлов, В. А. Парфирьев, Д. В. Мещяреков, В. В. Быков // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 12-19.
3. Ангелопуло, О. К. Буровые растворы для осложненных условий / О. К. Ангелопуло, В. М. Подгорнов, В. Э. Авахов. – Москва : Недра, 1988. – 135 с. – ISBN 5-247-00003-X.
4. Афонин, В. Н. Совершенствование методов вскрытия продуктивных пластов и исследование процессов вытеснения нефти в условиях ЯАССР : отчет / В. Н. Афонин, В. С. Коновалов, С. Н. Антонцев. – Якутск, 1987. – 254 с.
5. Артамонов, В. Ю. Влияние буровых растворов на фильтрационные свойства газонасыщенных коллекторов / В. Ю. Артамонов, Е. А. Коновалов, В. Н. Афонин // Газовая промышленность. – 1984. – № 7. – С. 20-22.
6. Алиев, З. С. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин / З. С. Алиев, Б. Е. Сомов, С. А. Рогачев. – Москва: Техника, 2001. – 94 с. – ISBN 5-93969-007-6.
7. Бабаян, Э. В. Технология бурения с управлением забойным давлением в системе «скважина-пласт» : учебное пособие / Э. В. Бабаян. – Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 303 с. – ISBN 978-5-9729-0609-3.
8. Басарыгин, Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. ФГБОУ ВО «Кубанский гос. техн. ун-т» – Краснодар: Сов. Кубань, 2002. – 584 с. - ISBN 5-7221-0522-8.
9. Басарыгин, Ю. М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И.

Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с. – ISBN 5-8365-0092-4.

10. Бастриков, С.Н. Исследование сил сопротивления движению колонны труб в стволе скважины с целью выбора эффективных смазочных добавок к буровому раствору для условий месторождений Западной Сибири : специальность 05.15.10 Бурение скважин : дис. канд. техн. наук / С. Н. Бастриков, Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (СИБНИИ НП). – Тюмень, 1986. – 150 с.

11. Башкатов, Д. Н. Планирование эксперимента в разведочном бурении / Д. Н. Башкатов. - Москва : Недра, 1985. - 181 с.

12. Бердин, Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин / Т. Г. Бердин – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2001. – 198 с. – ISBN 5-8365-0085-1.

13. Бурян, Ю.А. Выбор типа скважинного гидравлического вибратора с применением метода анализа иерархий / Ю. А. Бурьян, И. Н. Квасов, В. Н. Сорокин // Газовая промышленность.- 2022. - № 10. – С. 82-89.

14. Булатов, А. И. Буровые промывочные и тампонажные растворы : учебное пособие для вузов / А. И. Булатов, П. П. Макаренко, Ю. М. Проселков. – Москва : Недра, 1999. – 424 с. – ISBN 5-247-03812-6.

15. Булатов, А. И. Контроль процессов бурения нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов, В. И. Демихов, П. П. Макаренко. – Москва : Недра, 1998. – 345 с. – ISBN 5-247-03808-8.

16. Войтенко, В. С. Прикладная геомеханика в бурении / В. С. Войтенко. – Москва: Недра, 1990. – 252 с. – ISBN 5-247-01792-7.

17. Войтенко, В. С. Управление горным давлением при бурении скважин / В.С. Войтенко. – Москва: Недра, 1985. – 181 с.

18. Гайдаров М.М-Р. Исследование и разработка буровых растворов для проводки скважин в глинистых и солевых отложениях : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореф. дис. д-ра техн. наук / М.М-Р. Гайдаров ; Санкт-Петербургский горный ун-т. – Санкт-Петербург, 2010. – 40 с.

19. Гилаев, Г. Г. К гидродинамике горизонтальных скважин / Г.Г. Гилаев, А.Г. Вартумян, А. Т. Кошелев [и др.] // Освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей : сборник докладов 3-й Международной конференции. – Краснодар: Сов. Кубань, 2002. – 528 с.

20. Городнов, В. Д. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов / В. Д. Городнов, В. Н. Тесленко, И. М. Тимохин. – Москва : Недра, 1975. – 272 с. – УДК 022.24.00.001.5

21. Гладков, Е. А. Пути решения проблем, возникающих при бурении скважин в Восточной Сибири / Е. А. Гладков, А. А. Ширибон, Е. Г. Карпова // Бурение и Нефть. – 2015. – № 4. – С. 42-45.

22. Грязнов, И. В. Исследование и совершенствование буровых и технологических жидкостей с использованием гель-технологий : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореф. дис. канд.тех.наук / И. В. Грязнов ; НЦ НВМТ РАН. – Москва, - 26 с.

23. Давыдов, В. К. Техника и технология вскрытия продуктивных пластов на месторождениях, находящихся на поздней стадии эксплуатации / В. К. Давыдов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 6. – С. 25-26.

24. Дружинина, И. В. Методика обоснования выбора оптимального состава бурового раствора для бурения скважин в интервалах разупрочненных горных пород / И. В. Дружинина, В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Рожкова, О. Н. Шемелина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2022. - № 10. - С. 1925. DOI: 10.33285/0130-3872-2022-10(358)-19-25.

25. Дружинина, И. В. Статистические методы обработки данных : учебное пособие / И. В. Дружинина, О. В. Тарасова, Н. С. Кулакова. – Тюмень : Из-во «ТИУ», 2019. – 176 с. – ISBN 978-5-9961-2048-2.

26. Закиров, Н. Н. Освоение нефтегазовых скважин Восточной Сибири / Н.Н. Закиров, В. А. Парфирьев // Международная научно-практическая конференции им. Д. И. Менделеева, посвященная 90-летию профессора Р. З. Магарила:

материалы конференции (Тюмень 2022) / Тюм. инд.ун-т. – Тюмень, Изд-во «ТИУ» 2022. – С. 32-34.

27. Ишбаев, Г. Г. Управление свойствами инвертно-эмульсионного бурового раствора / Г. Г. Ишбаев, М. Р. Дильмиев, А. В. Христенко, О. Г. Мамаева, А. В. Махмутшина // Бурение и нефть. – 2014. – № 5. – С. 31-33.

28. Казак, Е. С. Ионно-солевой комплекс пород баженовской свиты / Е. С. Казак, Т. А. Киреева, А. В. Казак, Н. Н. Богданович // Вестник Московского университета. Геология. – 2017. – № 4. – С. 68-75.

29. Картвелишвили, В. М. Риск-менеджмент. Методы оценки риска : учебное пособие / В. М. Картвешвили, О. А. Свиридова ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Российский экономический университет имени Г. В. Плеханова" (ФГБОУ ВО "РЭУ им. Г. В. Плеханова"). - Москва : ФГБОУ ВО «РЭУ им. Г. В. Плеханова», 2017. - 120 с. - ISBN 978-5-7307-1239-3.

30. Касьянов, Н. М. Вопросы повышения качества вскрытия продуктивных отложений : обзорная информация / Н. М. Касьянов, В. Ф. Штормин. – Москва: Недра, 1969. – 89 с.

31. Киреев, В. А. Курс физической химии / В. А. Киреев ; Химия – Москва : Гос. научно-техн. изд-во, 1975. – 420 с.

32. Коротаев, Ю. П. Расчет проникновения глинистого раствора в пласт / Ю.П. Коротаев, М. И. Швидлер. // Газовая промышленность.– 1971.– № 8.– С. 3-5.

33. Кошелев, В. Н. Научные и методические основы разработки и реализации качественного вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореф. дис. д-ра техн. наук / В. Н. Кошелев – Краснодар, 2004. – 48 с.

34. Куксов, А. К. Влияние на вытеснение бурового раствора и глинистой корки на качество разобщение пластов /А. К. Куксов, А. В. Черненко // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 2. – С. 28-39.

35. Леонтьев, Д.С. Применение метода планирования эксперимента при оценке водоизоляционных работ в нефтяных скважинах / Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, А. В. Кустышев, Д. В. Жапарова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. - № 5. – с. 24-30.

36. Лодина, И. В. Разработка и применение раствора на углеводородной основе для повышения качества вскрытия терригенных коллекторов скважин, расположенных в Восточной Сибири / И. В. Лодина, А. М. Карлов, В. В. Кондратьев, В. А. Парфирьев, В. В. Быков, С. А. Захаркин // Инженер Сургутнефтегаза. – 2016. – № 8. – С. 52-56.

37. Мухин, Л.К. Кольматирующая способность растворов на углеводородной основе : обзорная информация / Л. К. Мухин, В. Н. Соловьев, В. Н. Табученко. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1969. – 71 с.

38. Овчинников, В. П. Математическое моделирование показателей свойств бурового раствора для первичного вскрытия продуктивного пласта / В. П. Овчинников, И. В. Дружинина, В. А. Парфирьев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2023. - №8. - С. 19-26.

39. Овчинников, В. П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник : Вскрытие и разобщение / В.П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, И. Г. Яковлев [и др.] ; под ред. В. П. Овчинников. – Тюмень : ТИУ, 2017. – Т. 5. – 576 с. – ISBN 978-5-9961-1328-6, 978-5-9961-1329-3.

40. Паникаровский, В. В. Условия вскрытия и освоения Венд-Рифейских отложений / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский, Я. В. Бельтиков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 64-68.

41. Парфирьев, В. А. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Ю. В. Ваганов // Известия высших учебных заведений. – 2016. – № 6. – С. 97-100.

42. Парфирьев, В. А. Анализ строительства нефтяных скважин и опыт применения полисолевого биополимерного бурового раствора в осложнённых условиях Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, В. А. Борисенко,

Ю.В. Ваганов // 75 лет нефтяному образованию в Республике Башкортостан : материалы Всероссийской научно-технической конференции. – Уфа, 2018. – С. 49.

43. Парфирьев, В. А. Буровой раствор на углеводородной основе для бурения низкопроницаемых терригенных коллекторов месторождений Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров // Геология и нефтегазовый потенциал республики Саха (Якутия): проблемы разведки и освоения, посвящённая памяти заслуженного геолога РФ доктора геолого-минералогических наук В. С. Ситникова : материалы Всероссийской научной конференции (Якутск, 11 авг. 2022 г.) / Инс-т проб. Неф. И газа СО РАН. – Якутск, Изд-во АНО ДПО «МЦИТО», 2022. – Якутск, 2022. – С. 44-45.

44. Парфирьев, В. А. Буровые растворы, применяемые для вскрытия продуктивных пластов Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев, В.П. Овчинников, О. В. Рожкова // Материалы международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова : сборник статей (Тюмень 2022) / Тюменский индустриальный ун-т. – Тюмень, Из-во «ТИУ» 2022. – С. 196-199.

45. Парфирьев, В. А. Вскрытие терригенных коллекторов на месторождениях Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, В. А. Борисенко // Экологические проблемы нефтедобычи - 2018. : материалы VII Международной конференции с элементами научной школы для молодежи (Уфа, 21 декабря 2018 г.) / Уфимский государственный неф. тех. ун-т. – Уфа, Изд-во «Нефтегазовое дело», 2018. – С. 64-65.

46. Парфирьев, В. А. Глушение скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов // Актуальные проблемы науки и техники – 2019 : материалы Международной конференции (Уфа, 1 июня 2019 г.) / Уф. гос. неф. тех. ун-т. – Уфа, Изд-во «УГНТУ», 2019. – С. 274-275.

47. Парфирьев, В. А. Инвертно-эмульсионные растворы для вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев, Ю. В. Ваганов, Н. Н. Закиров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 3. – С. 44-53.

48. Парфирьев, В. А. Обоснование выбора типа бурового раствора для первичного вскрытия терригенного коллектора хамакинского горизонта / В. А. Парфирьев, В. П. Овчинников, И. В. Дружинина, Н. Н. Закиров, [и др.] // Нефтегазовое дело. УГНТУ. – 2023. – № 3. – С. 6-16.

49. Парфирьев, В. А. Обоснование технологии вскрытия хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 88-91.

50. Парфирьев, В. А. Определение потенциальных дебитов эксплуатационных скважин / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов, В. А. Борисенко // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы Международной научно-практической конференции (Тюмень 2021) / Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, Изд-во «ТИУ» 2021. С. 245-248

51. Парфирьев, В. А. Опыт применения раствора на углеводородной основе при вскрытии продуктивного пласта на месторождении Восточной Сибири / В.А. Парфирьев // Бурение и нефть. – 2022. – № 2. – С. 40-42.

52. Парфирьев, В. А. Освоение эксплуатационных скважин на терригенный коллектор хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А. П. Телкова и А. Н. Лапердина: материалы национальной научно-технической конференции (Тюмень 2021) / Тюм. инд. ун-т. – Тюмень, Изд-во «ТИУ» 2021. – С. 65-68

53. Парфирьев, В. А. Особенности освоения эксплуатационных скважин, пробуренных на терригенный коллектор хамакинского горизонта Восточно-Алинского месторождения / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, С. А. Палеев // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 96-98.

54. Парфирьев, В. А. Повышение проницаемости терригенного коллектора после воздействия бурового раствора на полимерной основе / В. А. Парфирьев, О.В. Спирина, А. Е. Анашкина, А. Ф. Семененко // Международный журнал прикладных инженерных исследований. – 2018. – Том 13, №2. – С. 879-884

55. Парфирьев, В. А. Полисолевой биополимерный буровой раствор для строительства скважин на месторождениях с терригенным коллектором в Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 48-53.

56. Парфирьев, В. А. Применение растворов на углеводородной основе при первичном вскрытии и разбуривании продуктивного горизонта на месторождении Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 112-114.

57. Парфирьев, В. А. Проблемы строительства скважин в Восточной Сибири и пути их решения / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 52-57.

58. Парфирьев, В.А. Разработка и применение технологических жидкостей для строительства скважин в условиях Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, В. П. Овчинников, П. В. Овчинников, О. В. Рожкова // Нефтяное хозяйство. – 2022. №10. – С.19-23.

59. Парфирьев, В. А. Рациональный подход первичного вскрытия продуктивных пластов Восточной Сибири / В. А. Парфирьев // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы III Международной научно-практической конференции, посвящённой памяти В. И. Муравленко сборник статей (Тюмень 2023) / Тюм. инд. ун-т. – Тюмень, Изд-во «ТИУ» 2023. – С. 171-173.

60. Парфирьев, В. А. Результаты сравнительных исследований ряда растворов на углеводородной основе / В. А. Парфирьев, В. П. Овчинников, О. В. Рожкова // Материалы международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со

сложными геолого-технологическими условиями их разработки», посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова : сборник статей (Тюмень 2022) / Тюм. инд. ун-т. – Тюмень, Из-во «ТИУ» 2022. – С. 202-205.

61. Парфирьев, В.А. Технологические решения при вскрытии продуктивного горизонта на месторождениях Восточной Сибири / В. А. Парфирьев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов, Г. А. Шлеин // сб. ст. Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Материалы докладов Международной академической конференции / Тюм. гос. ун-т – Тюмень: Из-во ТИУ, 2020. - С. 165-170.

62. Пащенко, А. А. Гидрофобизация / А. А. Пащенко, М. Г. Воронков, Л. А. Михайленко [и др.] ; Ин-т коллоидной химии и химии воды – Киев : Наукова думка, 1973. – 240 с.

63. Пеньков, А. И. Требования к свойствам и критериям оценки качества буровых растворов, обеспечивающих надлежащую подготовку ствола скважины к углублению / А. И. Пеньков, С. А. Рябоконт // Труды ОАО «НПО Бурение». – Краснодар, 2000. – Вып. 5. – С. 18-26.

64. Поп, Г. С. Технико-экономический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений: обзорная информация / Г. С. Поп, В. М. Кучеровский, Н. П. Гереш – Москва: ИРЦ «Газпром», 1995. – С. 100.

65. Протодьяконов М.М. Методика рационального планирования экспериментов / М. М. Протодьяконов, Р. И. Тедер; Ин-т физики Земли им. О. Ю. Шмидта – Москва : Издательство «Наука», 1970. – 76 с.

66. Рылов, Н. И. Технология заканчивания скважин с применением жидкостей на углеводородной основе / Н. И. Рылов, Р. А. Хабибуллин, Г. И. Захарова // Совершенствование технологических процессов на стадии заканчивания скважин: тезисы докладов Республиканской научно-практической конференции. – Гомель ; Киев, 1985. – С. 38-39.

67. Рябченко, В. И. Управление свойствами буровых растворов / В. И. Рябченко. – Москва: Недрa, 1990. – 230 с. – ISBN 5-247-01239-9.

68. Рязанцев, Е. Ф. Испытание скважин в процессе бурения / Е.Ф. Рязанцев, М. Л. Карнаухов, А. Е. Белов. – Москва : Недра, 1982. – 310 с. – УДК 622.244.6.

69. Саати, Т.Л. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Л. Саати. Перевод с английского Р. Г. Вачнадзе. – Москва : Радио и связь, 1993. - 314 с. - ISBN 5-256-00443-3.

70. Салихов, И. Ф. Математическое моделирование состава и свойств промысловых жидкостей на водной основе с применением бурового комплексного реагента БКР-5М / И. Ф. Салихов, Г. В. Конесев // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2014. - № 6. – с. 20-26.

71. Свихущин, Н. М. Влияние твердой и коллоидной фаз на снижение проницаемости призабойной зоны / Н. М. Свихущин, В. Д. Тур. // Бурение. – 1965. – № 1. – С. 17-18.

72. Телков, А. П. Прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтегазодобычи : [учебник] / А. П. Телков, С. И. Грачёв. - Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. - 502 с. - ISBN 978-5-902665-36-6.

73. Филимонова, И.В. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока / Л. В. Эдер, А.Я. Дякун, Т. М. Мамахатов. // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. - 2016. - Т. 2, № 1. - С. 43–60.

74. Фролова, Н. В. Влияние поверхностно-активных свойств смазочных добавок на повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов / Н. В. Фролова, К. С. Бартмотин, Ю. Н. Мойса [и др.]. // Труды НПО «Бурение». – 2004. – С. 9-18.

75. Хартман, К. Планирование эксперимента в исследовании технологических процессов. / К. Хартман, Э. Лецкий, В. Шефер [и др.] : Перевод с нем. Г. А. Фомина, Н. С. Лецкой ; под ред. Э. К. Лецкого – Москва : Издательство «Мир». - 554 с.

76. Чудинова, И.В. Обоснование и разработка составов полимерных промысловых жидкостей для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах : специальность 25.00.14 «Технология и техника

геологоразведочных работ» : дис. канд. техн. наук / И. В. Чудинова ; Санкт-Петербургский горный университет. - Санкт-Петербург, 2019. – 104 с.

77. Шагеев, Д. А. Методика разработки согласованных управленческих решений для выбора эффективных проектов. Часть 1 / Д. А. Шагеев // Вестник ЮУрГУ. Серия «Экономика и менеджмент». – 2019. – Т. 13, №2. – С. 145 - 164.

78. Шантарин, В. Д. Физико-химия дисперсных систем / В. Д. Шантарин, В.С. Войтенко; М-во геологии СССР; Западно-Сибирский науч.-исслед. и проект. - конструктор. ин-т технологии глубокого развед. бурения. – Москва: Недра, 1990. – 315 с.

79. Шевцов, В. Д. Регулирование давления в бурящихся скважинах / В. Д. Шевцов. – Москва: Недра, 1987. – 191 с.

80. Щукин, Е. Д. Лекции по физико-химической механике. / Е. Д. Щукин, В.И. Савенко, А. И. Малкин. – Москва : Нобель Пресс, 2015. - 679 с. – ISBN 978-5-519-14797-2.

81. Эдер, Л. В. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: тенденции, проблемы, современное состояние / Л. В. Эдер, И. В. Филимонова, С. А. Моисеев // Бурение и нефть. – 2015. – № 12. – С. 3-14.

82. Joshi S. D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells / S. D. Joshi // J. of Petrol. Techn. – 1988. – June. – P. 729-739.

83. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков [и др.] ; под общ. ред. А. Г. Калинина – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 645 с. – ISBN 978-5-902665-50-2.

84. Временная инструкция по применению соленасыщенных асбогелевых растворов для вскрытия терригенных и продуктивных пластов. – Якутск : ПГО Ленанефтегазгеология, 1987. – 198 с.

85. Временный регламент по буровым растворам для бурения скважин в терригенных, карбонатных и хемогенно-карбонатных отложениях Якутской АССР. – Якутск, 1985. – 158 с.

86. Выбор рецептуры технологической жидкости для строительства скважин. Методические рекомендации к практическим занятиям и лабораторным работам по

дисциплинам «Технологические жидкости для различных этапов строительства скважин», «Промывка скважины со сложными условиями», «Заканчивание скважин», «Научно-исследовательский семинар», «Системный анализ и моделирование» для обучающихся по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело», направленность «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» / И. В. Дружинина, В. П. Овчинников, С. Н. Бастриков, В. Г. Кузнецов, О. В. Рожкова ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2022. – 47 с.

87. Геологический проект проведения поисково-разведочных работ на Пеледуйском лицензионном участке на территории Республики Саха : договор № 427. – Томск, 2004. – 215 с.

88. ГОСТ 33697-2015 Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промысловых условиях : нац. Стандарт Российской Федерации : изд. Офиц. : утв. и введ. в действие Приказом Федер. Агенства по техн. регулированию и метрологии от 5 июля 2016 г. № 809-ст : введ. впервые : дата введ. 2017-08-01 / разработ. ООО «Энергосертпродукт». – Москва. – 2016. 128 с.

89. Групповой рабочий проект №1П на строительство поисковых скважин №№4903, 4905 Гадалинской площади и №№4902, 4904 Пеледуйской площади на кристаллический фундамент на Пеледуйском лицензионном участке (Республика Саха (Якутия): проектная документация / рук. кол. С. Н. Бастриков ; исполн. С. Н. Бастриков, А. М. Зимин [и др.]. – Сургут ; Тюмень ; Ленск, 2004. – 389 с.

90. Инструктивная карта по бурению поисковых скважин УПРР на лицензионных участках в Республике Саха (Якутия) : техн. документ / ОАО «Сургутнефтегаз» ; сост. А.М. Нешатаев, Э. Ф. Темиров. – Сургут, 2007. – 19 с.

91. Инструкция по технологии приготовления и химической обработке солевого биополимерного раствора для бурения наклонно-направленных скважин «СургутНИПИнефть». – Сургут, 2001. – 75 с.

92. ИТС 9-2020. Утилизация и обезвреживание отходов термическими способами : информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. – 2021. URL: www.gost.ru (дата обращения: 12.12.2022).

93. Механизм разрушения пород при горизонтальном бурении / Н. Ф. Кагарманов // Разрушение горных пород при горизонтальном бурении : труды 5-й Всесоюзной научно-технической конференции – Уфа : Из-во УГНИ, 1990. – С. 23-27.

94. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А. С. Анциферов, В. Е. Бакин, В. Н. Воробьев [и др.] ; под ред. А. Э. Контаровича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука ; АН СССР, Сиб. отд-ние, Ин-т геологии и геофизики, СНИИГГИМС – Новосибирск : Наука, 1986. – 245 с.

95. Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов : приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 №242. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/542600531> (дата обращения: 12.12.2022).

96. Определение подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов : метод. рекомендации / Гос. комис. по запасам полез. ископаемых при Совете Министров СССР и др.; сост.: М. А. Беляков, Б. Ю. Вендельштейн, В. Ф. Козяр. – Калинин : Изд-во Науч.-произв. об-ние «Союзпромгеотехника», 1990. – 261 с.

97. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов : стандарт отрасли : введ. взамен ОСТ 39-112-80 : дата введ. 2003-07-01 / разработ. ОАО «ВНИИнефть» – Москва : Госстандарт, 2003 – С. – 89.

98. Повышение качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов / Н. А. Петров [и др.] ; под ред. Г. В. Конесева - Санкт-Петербург : Недра, 2007. - 539 с. - ISBN 978-5-94089-104-8.

99. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые : справочное пособие / А. Г. Калинин, А. З. Левицкий, А. Г. Мессер, Н. В. Соловьев ; под ред. А. Г. Калинина – Москва : Недра-бизнесцентр, 2001. – 450 с.

100. Р 1800-076-2020. Регламент по приготовлению бурового раствора на углеводородной основе (РУО) для первичного вскрытия продуктивных пластов в скважинах на месторождениях НГДУ «Талаканнефть» : руководящий документ : утв. и введ. в действие приказом ПАО «Сургутнефтегаз» от 05 авг. 2020 г. № 1142 : введен в действие 2020-08-05 / разработ. НГДУ «Талаканнефть». – Сургут, 2020. – 21 с.

101. Р 1800-077-2020. Регламент по бурению удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на месторождениях НГДУ «Талаканнефть» : руководящий документ : утв. и введ. в действие приказом ПАО «Сургутнефтегаз» от 02 сент. 2020 г. № 1269 : введен в действие 2020-09-02 / разработ. НГДУ «Талаканнефть». – Сургут, 2020. – 37 с.

102. Разработка и внедрение буровых растворов на основе оксиэтилцеллюлозы пролонгированного действия (ОЭЦ-Т), высокомолекулярного полиакриламида и других полисахаридов : отчет / И. М. Тимохин, В. Н. Тесленко, Е. А. Коновалов – Аррелевка, 1989. – 21 с.

103. Разработка рациональной технологии бурения и крепления скважин в карбонатно-терригенных отложениях запада Якутии : геологический отчет / Ленанефтегазгеология ; исполн. И. И. Белей, С. С. Яковлев, Б. Д. Аннин. – Якутск, 1987. – 298 с. – Инв. № 436767.

104. РД 5753490-077-2010. Технологический регламент на проектирование и строительство нефтяных и газовых скважин в Республике Саха (Якутия) Буровые растворы : нормативно-технический документ утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 13 янв. 2011 г. №15 : введ. : дата введ. 2011-01-17 / разработ. ТО «СургутНИПИнефть». – Сургут, 2011. – 61 с.

105. Совершенствование техники и технологии строительства скважин : отчет о НИР / Том. гос. ун-т ; рук. И. И. Серов ; исполн. О. А. Хлопин. – Томск, 1990 г. – 269 с. – Инв. № 45.88.63\2.40.

106. СТО 165-2016. Растворы буровые и жидкости специальные, технологические для бурения скважин в Восточной Сибири : нормативно-технический документ : утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 17 апр. 2017 г. № 851 : дата введ. 2017-04-20 / разработ. ТО «СургутНИПИнефть». – Сургут, 2017. – 111 с.

107. Технологическая схема разработки Восточно-Алинского газонефтяного месторождения / Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз» ; рук. Р. В. Малкош ; исполн. Р. В. Малкош, В.В. Островский, В.В. Соколов, А. А. Ермак, З. В. Зайцева и др. – Тюмень, 2016. – 368 с. – УДК 622.276. – Инв. № 60-60-48-14-11-КТ.

108. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов / А. Н. Попов, А. И. Спивак, Т. О. Акбулатов [и др.] ; ред. А. И. Спивак. – Москва: Недра, 2004. – 509 с. – ISBN 5-8365-0129-7.

109. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» : утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 1 января 2021 года № 534. КонсультантПлюс : офиц. сайт. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372740/2b26ebb2e8d93d3b3d04a114ced4acee8dfb44b9/ (дата обращения: 12.12.2022).

110. Geological Aspects of Producing Reserves from Complex Gas Deposits / Yu. V. Vaganov, A. K. Yagafarov, I. I. Kleshchenko, V. A. Parfiriev, Zh. S. Popova // International Journal of Applied Engineering Research. – 2017. – Vol. 12, no. 24. - P. 16072-16082. - ISSN 0973-4562.

111. Increase in Permeability of the Terrigenous Reservoir after Exposure to Polymer-Based Drilling Mud / Yu. V. Vaganov, O. V. Spirina, A. E. Anashkina, V. A. Parfiriev, A. F. Semenenko // International Journal of Applied Engineering Research. – 2018. – Vol. 13, no. 2. – P. 879-884. - ISSN 0973-4562.

112. New Aspects of Multilateral Well Construction / J. F. Ohmer, T. P. Rosharon, M. K. Milan [et al.] //Oilfield Review. – 2002. – Autumn. – P. 52 – 69.

113. Wiertnictwo. Nafta. Gas Drilling. Oil. Gas : Rocznik / Akad. górnictwo-hutnicza. Wydz. wiertnictwa, nafty i gazu. - Kraków : Uczelniane wydaw. nauk.-dydaktyczne. – 1997. - ISSN 1507-0042.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Регламент по приготовлению бурового раствора на углеводородной основе

Р 1800-076-2020

Приложение
к приказу НГДУ «Талаканнефть»
от «05» 08 2020 г. № 1142

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ДОКУМЕНТ

РЕГЛАМЕНТ ПО ПРИГОТОВЛЕНИЮ
БУРОВОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ
(РУО) ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
НГДУ «ТАЛАКАННЕФТЬ»

Р 1800-076-2020

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН начальником НГДУ «Талаканнефть», специалистами службы контроля за качеством бурения, освоения новых скважин, капитального ремонта (КР6) скважин, специалистами аппарата при руководстве НГДУ «Талаканнефть»

2 ВВЕДЁН ВПЕРВЫЕ

3 УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ ПРИКАЗОМ НГДУ «Талаканнефть» от « 05 » 08 2020 г. № 1142

4 СРОК ДЕЙСТВИЯ – 5 лет

Содержание

1	Общие положения	4
2	Область применения	4
3	Термины, определения. Обозначения и сокращения	5
4	Раствор на углеводородной основе	5
5	Требования безопасности.....	18
6	Требования охраны окружающей среды	19
	ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ Р 1800-076-2020.	21

Р 1800-076-2020

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ УПРАВЛЕНИЕ
«ТАЛАКАННЕФТЬ»

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ДОКУМЕНТ

РЕГЛАМЕНТ ПО ПРИМЕНЕНИЮ
БУРОВОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ
(РУО) ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
НГДУ «ТАЛАКАННЕФТЬ».

Р 1800-076-2020

Введен в действие приказом от « 05 » 08 _____ 2020 г. № 1142Дата введения 05.08.2020

1 Общие положения

1. Настоящий регламент разработан с учетом опыта применения раствора на углеводородной основе при первичном вскрытии продуктивных пластов на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири.

2. Регламент устанавливает единый порядок приготовления и обработки бурового раствора на углеводородной основе.

3. При выполнении работ, регламентируемых данным документом, необходимо руководствоваться стандартами ПАО «Сургутнефтегаз» на крепление, вскрытие и испытание продуктивных горизонтов для месторождений и лицензионных участков в Восточной Сибири.

2 Область применения

1. Настоящий регламент устанавливает порядок приготовления и обработки бурового раствора на углеводородной основе на месторождениях и лицензионных участках ПАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири.

2. Настоящий регламент является основным документом при:

- приготовлении и обработке бурового раствора на углеводородной основе;
- составлении оперативно-технологической документации;
- производстве работ по первичному вскрытию продуктивных пластов на месторождениях и лицензионных участках ПАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири.

3. Регламент обязателен для нефтегазодобывающего управления «Талаканнефть».

3 Обозначения и сокращения

1. В настоящем регламенте применены следующие сокращения с соответствующими обозначениями:

- АНПД - аномально низкое пластовое давление
- ВБТ - ведущая бурильная труба
- ДНС - динамическое напряжение сдвига
- ГНВП - газонефтеводопроявление
- ЛТМ - легкое таловое масло
- КВД - кран высокого давления
- РУО - раствор на углеводородной основе
- СНС - статическое напряжение сдвига

4 Раствор на углеводородной основе (РУО)

1. Общие сведения

Буровой раствор на углеводородной основе (РУО) представляет собой обратную эмульсию минерализованной воды в дизельном топливе, стабилизированную специальными реагентами для обеспечения требуемых реологических и фильтрационных параметров. РУО разработан специально для вскрытия пластов В5 Ботубинского горизонта, В10 Хамакинского горизонта Алинского, Восточно-Алинского, Северо-Талаканского и Ленского месторождений с АНПД.

РУО оказывает минимальную гидростатическую нагрузку на пласт, обладает оптимальными реологическими параметрами для бурения в условиях низкой пластовой температуры 10 °С, инертен по отношению к набухающим ангидридам (CaSO₄), содержащимся в пласте В10 Хамакинского горизонта. Достоинством РУО является низкая фильтрация, совместимость фильтрата с пластовым флюидом, высокие антикоррозионные и смазывающие свойства, а также возможность многократного применения.

2. Состав и параметры РУО

Состав РУО, нормы расхода химических реагентов и его рекомендуемые параметры перечислены в таблицах 1, 2, 3.

- применение замкнутых систем циркуляции и очистки бурового раствора и шлама;
- исключение утечки бурового раствора и жидкостей через сальниковые узлы при бурении и и производстве ремонтно-профилактических работ;
- применение поддонов для сбора бурового раствора;
- обеспечение запаса материалов и химических реагентов, необходимых для приготовления и обработки РУ, в том числе при ГНВП;
- обеспечение хранения РУО в специально смонтированных для этой цели емкостях;
- обеспечение хранения сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом складе с гидроизолированным настилом, возвышающимся над уровнем земли, с укрытием от атмосферных осадков, или в помещении емкостного блока;
- обеспечение хранения жидких химических реагентов в специально оборудованных герметичных емкостях на обвалованных площадках, с надлежащей защитой от наезда транспортных средств, ржавчины и коррозии, а также с четкой маркировкой;
- обеспечение емкостями для перевозки повторно используемого РУО, изготовленными в закрытом исполнении и исключающими любую утечку содержимого в условиях перевозки, в частности, при изменении температуры, влажности воздуха или атмосферного давления.

8.2. Запрещается при бурении скважин захламлять отходами, загрязнять промышленными стоками, буровыми растворами, технологическими жидкостями, в том числе нефтесодержащими, территорию кустовой площадки и прилегающую к ней территорию.

8.3. При загрязнении территории кустовой площадки и прилегающей территории, отходы, загрязненный грунт и стоки должны быть вывезены на специализированные места для утилизации, обезвреживания, размещения.

Разработчики:

Начальник
НГДУ «Талаканнефть»

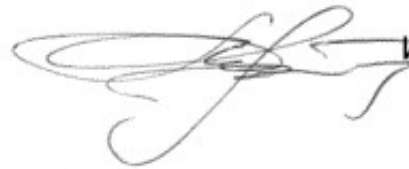


В.А.Парфирьев

Начальник СКБР
НГДУ «Талаканнефть»

С.А.Палеев

Ведущий инженер
НГДУ «Талаканнефть»



И.В.Лодина

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер
НГДУ «Талаканнефть»



В.В.Быков

Главный геолог – заместитель
начальника НГДУ «Талаканнефть»



А.М.Карлов

Заместитель главного инженера



О.Б.Воробей

Инженер II категории ПО
НГДУ «Талаканнефть»



О.А.Антонова

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Регламент по бурению удлинения и ответвлений боковых стволов

Р 1800-077-2020

Приложение
к приказу НГДУ «Талаканнефть»
от «02» 09 2020 г. № 1269

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ДОКУМЕНТ

**РЕГЛАМЕНТ ПО БУРЕНИЮ УДЛИНЕНИЯ И ОТВЕТВЛЕНИЙ
БОКОВЫХ СТОЛОВ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
НГДУ «ТАЛАКАННЕФТЬ»**

Р 1800-077-2020

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН начальником НГДУ «Талаканнефть», специалистами службы контроля за качеством бурения, освоения новых скважин, капитального ремонта (КР6) скважин, специалистами отдела по проектированию и анализу эффективности геолого-технических мероприятий НГДУ «Талаканнефть».

2 ВВЕДЁН ВПЕРВЫЕ

3 УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ ПРИКАЗОМ
НГДУ «Талаканнефть» от «02» 09 2020 г. № 1269

4 СРОК ДЕЙСТВИЯ – 5 лет

Содержание

1	Область применения	4
2	Нормативные ссылки	4
3	Обозначения и сокращения.....	5
4	Общие положения.....	5
5	Организационно-технические мероприятия перед бурением удлинений и ответвлений боковых стволов скважин на депрессии.....	6
	5.1 Критерии определения возможности бурения удлинения и ответвлений БС скважин на депрессии	6
	5.2 Методика расчёта депрессии на пласт.....	7
6	Бурение удлинения и ответвлений боковых стволов скважин с использованием комплекта оборудования БДБТ (бурения на депрессии на бурильных трубах).....	11
	6.1 Подготовительные работы.....	11
	6.2 Технология сборки КНБК.....	12
	6.3 Технология бурения удлинения и ответвлений БС скважин на депрессии.....	16
7	Выбор промывочной жидкости и её очистка от выбуренной породы при бурении удлинения и ответвлений боковых скважин на депрессии.....	18
	7.1 Выбор промывочной жидкости.....	18
	7.2 Технология очистки промывочной жидкости при бурении удлинения и ответвлений БС скважин на депрессии.....	20
8	Обсаживание удлинений после углубления боковых стволов скважин на депрессии.....	23
9	Требования безопасности.....	25
	9.1 Общие требования.....	25
	9.2 Требования по соблюдению противофонтанной безопасности...	27
10	Требования охраны окружающей среды.....	28
	10.1 Общие положения.....	28
	10.2 Мероприятия по охране окружающей среды.....	30
	10.3 Ответственность сторон в области охраны окружающей среды..	30
	10.4 Мероприятия по безопасному обращению с отходами производства и потребления.....	33
	10.5 Мероприятия по обращению со стоками.....	34
	10.6 Ответственность в области охраны окружающей среды при бурении удлинения и ответвлений БС скважин на депрессии.....	34

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»
НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ УПРАВЛЕНИЕ «ТАЛАКАННЕФТЬ»

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ДОКУМЕНТ

РЕГЛАМЕНТ ПО БУРЕНИЮ УДЛИНЕНИЯ
И ОТВЕТВЛЕНИЙ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ТАЛАКАННЕФТЬ»

Р 1800-077-2020

Введен в действие приказом от «02» сентября 2020 г. № 12.69

Дата введения 02.09.2020

1 Область применения

1.1 Настоящий регламент устанавливает в нефтегазодобывающем управлении «Талаканнефть» технологию и организацию проведения работ при бурении удлинения и ответвлений боковых стволов ранее пробуренных, вновь добывающих эксплуатационных скважин на депрессии на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири с применением комплекта оборудования по углублению боковых стволов скважин в режиме депрессии с использованием бурильных труб.

1.2 Регламент является основополагающим при обеспечении плановой и оперативной технологической документацией при бурении удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на депрессии.

1.3 Регламент обязателен для Управления по капитальному ремонту скважин и повышению нефтеотдачи пластов и нефтегазодобывающего управления «Талаканнефть» в части выбора скважин для проведения работ по бурению удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на депрессии.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

СТО 12–2017 Рекультивация нефтезагрязнённых земель на разных типах почв

СТО 193–2017 Строительство скважин. Методика расчёта норм водопотребления и водоотведения

СТО 197–2010 Порядок приема-сдачи скважины в ремонт и из ремонта

10.6.4 Ответственность сторон в области охраны окружающей среды

10.6.4.1 В соответствии со статьей 75 Федерального закона №52-ФЗ за нарушение законодательства в области охраны окружающей среды устанавливается имущественная, дисциплинарная, административная и уголовная ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

10.6.4.2 Ответственность за нарушения природоохранного законодательства предусмотрена главой 8 КоАп РФ.

Разработчики:

Начальник
НГДУ «Талаканнефть»



В.А.Парфирьев

Начальник СКБР
НГДУ «Талаканнефть»



С.А.Палеев

Заместитель начальника СКБР
НГДУ «Талаканнефть»

В.А.Молоштанов

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер
НГДУ «Талаканнефть»



В.В.Быков

Главный геолог – заместитель
начальника НГДУ «Талаканнефть»



Я.А.Круглов

Заместитель главного инженера

Е.А.Мильгунов


Инженер II категории ПО
НГДУ «Талаканнефть»



О.А.Антонова

ПРИЛОЖЕНИЕ В**Отчет о результатах исследований**

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
«СургутНИПИнефть»
по бурению
ПАО «Сургутнефтегаз»

М.А.Дюсюнгалиев
«03» _____ 2020 г.

ОТЧЕТ

о результатах исследований по определению степени влияния буровых растворов на водной и углеводородной основе на фильтрационно-ёмкостные свойства пласта В10 Алинского и Восточно-Алинского месторождений

г. Сургут

В соответствии с приказом №3488 от 20.10.2014 специалистом НИЛ буровых, тампонажных растворов и специальных жидкостей И.В.Лодиной при участии начальника НГДУ «Талаканнефть» В.А.Парфирьева были подобраны рецептуры буровых растворов на углеводородной основе и проведены исследования по определению их степени влияния на фильтрационно-ёмкостные свойства пласта В10 Алинского и Восточно-Алинского месторождений в сравнении буровыми растворами на водной основе, применяющимися в настоящее время, в соответствии с программой исследований.

В исследовании испытывали следующие буровые растворы:

1. Раствор на углеводородной основе (РУО) на минеральном масле - «Эмулькарб» марки М (ТУ 2458-015-50783875-2010), ООО НПП «Буринтех» г. Уфа;
2. РУО на основе дизельного топлива - «Эмулькарб» марки Д (ТУ 2458-015-50783875-2010), ООО НПП «Буринтех» г. Уфа;
3. РУО на основе минерального масла «Megadril M», ООО «ИКФ» г.Волгоград;

4. РУО на основе дизельного топлива - «Megadril Д», ООО «ИКФ» г.Волгоград;

5. РУО на основе дизельного топлива;

6. РУО на основе минерального масла;

7. Буровой раствор на водной основе - солевой биополимерный буровой раствор (СБР) по рецептуре В.1 РД 5753490-077-2010;

8. Буровой раствор на водной основе - НМБРК-001 (Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»).

Технологические параметры буровых растворов при температуре 20°C (обычные условия) и при пластовой температуре 10 °С Восточно-Алинского месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технологические свойства буровых растворов

№	Буровой раствор	Параметры										
		ρ , кг/м ³	T, c	ϕ_{600}	ϕ_{300}	СНС, дПа	η_{sp} , мПа *с	τ_0 , дПа	B, см ³	T _ф , %	углев/ вода	Э, Вт
1	«Эмулькарб» марки М											
	t – 24 °С	1040	64	78	47	17/25	32	73	0	20	60/20	1700
	t – 10 °С	1040	120	125	74	21/37	51	110	0	20	60/20	1500
2	«Эмулькарб» марки Д											
	t – 24 °С	1030	80	72	53	86/91	19	163	1	22	62/16	1600
	t – 10 °С	1000	н/т	185	141	259/240	44	465	1	22	62/16	1600
3	«Megadril» на мин. масле											
	t – 24 °С	1035	48	47	29	42/71	18	53	4	8	64/26	400
	t – 10 °С	1035	70	64	38	38/71	26	60	4	8	64/26	400
4	«Megadril» на диз.топ.											
	t – 24 °С	1030	80	58	36	50/77	22	67	5,2	24	54/22	500
	t – 10 °С	1030	144	102	60	52/82	42	86	5,0	24	54/22	500
5	«РУО -Масло»											
	t – 24 0С	1000	60	71	42	11/14	29	62	1	10	60/30	650
	t – 10 0С	1000	140	151	88	38/71	63	120	1	10	60/30	650
6	«РУО -Дизель»											
	t – 24 °С	1000	80	58	37	34/41	21	77	1	8	52/40	800
	t – 10 °С	1000	145	95	58	47/57	37	100	1	8	52/40	800
7	СБР по рецептуре В.1 РД 5753490-077-2010.											
	t – 24 °С	1193	80	110	68	28/39	33	168	16	10	0/90	2
	t – 10 °С	1193	180	174	106	53/67	68	182	16	10	0/90	2

Для проведения исследований было изготовлено 28 образцов цилиндров (диаметром и длиной по 3 см) из кернового материала разведочной скважины №304-27Р Алинского месторождения (интервал отбора 1448 – 1470 м). В НИЛ исследования керна и пластовых флюидов у изготовленных образцов были измерены первоначальные ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства). Четыре образца были отбракованы из-за низкой первоначальной проницаемости (менее 1 - 2 мД) и пористости (менее 6 %). Исходные образцы имели различные значения ФЕС. Для обеспечения равных условий сравниваемым буровым растворам были сформированы 10 колонок, состоящих из 2 образцов. Сформированные колонки разбиты на три типа с приблизительно равными петрофизическими характеристиками.

Для сравнения трех рецептур РУО на дизельном топливе и СБР были сформированы 4 колонки (1 этап). Первый образец в колонках имел проницаемость порядка 600 мД, второй 15 - 18 мД.

Для сравнения трех рецептур РУО на основе минерального масла и повторно СБР (2 этап) были сформированы 4 колонки с проницаемостями порядка 100-130 мД (первый образец в колонке) и 30 – 50 мД (второй образец в колонке).

На третьем этапе повторно сравнивались одна из наиболее эффективных эмульсий РУО и раствора на водной основе НМБРК-001 (разработка ТО «СургутНИПИнефть»). Для этого были подобраны 2 колонки со значениями проницаемости 300 – 400 (первый образец) и 60 – 80 мД (второй образец).

Степень влияния буровых растворов на коллекторские свойства пласта В10 определялось двумя независимыми методами. Первый метод оценки осуществляли на установке FDTES-100-140 по изменению проницаемости колонки керна до и после прокачивания исследуемых жидкостей. Условием эксперимента на установке FDTES-100-140 являлось выдерживание кернов, заполненных фильтратом буровых растворов в течение двух недель (время от окончания бурения до освоения скважин) для завершения химических взаимодействий между вещественным составом

коллектора и фильтратами буровых растворов. Результаты экспериментов на установке FDTES-100-140 представлены в отчетах (приложение 2).

Второй метод заключался в сравнении ФЕС образцов керна до и после воздействия исследуемых буровых растворов на установке FDTES-100-140 в соответствии с аккредитованными методиками МВИ 11-35-2003, МВИ 11-54-2010 (проницаемость по гелию, пористость по азоту). Результаты исследования, выполненные в ИНИЛ исследования керна и пластовых флюидов представлены в акте (приложение 3).

Объединенные результаты исследований по двум независимым методам, представлены в таблице 2. По первому этапу сравнительных экспериментов можно заключить, что восстановление проницаемости колонки кернов на установке FDTES-100-140 после СБР составило - 9 %, после РУО на дизельном топливе – 40-70 %. Изменение ФЕС образцов керна после воздействия растворов РУО на дизельном топливе составило 78 - 98 %, СБР – 15 -13 %. Результаты, полученные двумя методами - сопоставимы. Некорректным получился эксперимент с эмульсией «Megadril-D». Восстановления проницаемости на установке составило 476%, что возможно из-за прорыва жидкости по боковой поверхности колонки и обжимающей резиновой манжете.

Восстановление проницаемости на установке FDTES-100-140, по второму этапу сравнительных экспериментов для РУО на основе минерального масла: «Эмулькарб М» (Буринтех) составило - 46,7%, для РУО «Megadril-M» (ИКФ) – 57%, для РУО на минеральном масле «СургутНИПИнефть» - 100%, для СБР – 18,1 %. Восстановление ФЕС образцов керна после воздействия РУО на основе минерального масла составило 75 - 100 %, СБР - 18,2 % (образец № 22582-14). Второй образец в колонке СБР (№22535-14), не участвовал в сравнении, так как значение проницаемости у него увеличилось в 4,7 раза (с 59 мД до 380 мД), что однозначно связано с образованием трещины.

В заключительном эксперименте (3 этап) принял участие РУО «СургутНИПИнефть» на дизельной основе. Приоритет был отдан РУО с

известным составом. Восстановление проницаемости на установке FDTS-100-140 для РУО составило 27,3%, для НМБРК-001 – 13,1%.

У образцов №22539-14 (РУО) и 22536-14 (НМБРК-001), принимавших участие в третьем этапе эксперимента произошло изменение открытой пористости более чем на 10%, свидетельствующее о нарушении их целостности. Поэтому судить об изменении ФЕС можно по оставшимся двум образцам. Так изменение проницаемости для образца № 22528-14, после воздействия РУО составило - 68,3 %; для образца №22584-14, после воздействия раствора НМБРК-001 - 46,3%.

Можно отметить, что в условиях эксперимента на установке FDTS-100-140, при перепаде давления 35-40 атм (500 psi) все РУО имели низкое значение фильтрации. Особенно низкую фильтрацию имела эмульсия «Эмулькарб М», которая практически не фильтровалась.

По результатам проделанной работы можно сделать следующие обобщающие выводы:

1. Восстановление проницаемости на установке FDTS-100-140 для всех типов колонок, по трем этапам сравнительных экспериментов, составило в среднем для растворов на углеводородной основе - 57 %, для растворов на водной основе – 13%.

2. Восстановление фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) образцов ядра пласта В10 Алинского месторождения, определенное по методикам МВИ 11-35-2003, МВИ 11-54-2010 до и после воздействия фильтратов РУО составило в среднем – 90 %, после воздействия буровых растворов на водной основе составило в среднем – 23 %.

3. Результаты исследований по определению влияния промывочных жидкостей на коллекторские свойства продуктивного пласта В10 Алинского месторождения, полученные двумя независимым методами, хорошо сопоставляются между собой, и подтверждают преимущества растворов на углеводородной основе перед применяющимися в настоящее время минерализованным раствором на водной основе СБР и улучшенным НМБРК-001. РУО оказывают значительно меньшее негативное воздействие на продуктивный коллектор.

4. Одним из достоинств РУО, подтвержденным экспериментами на установке FDTS-100-140, является низкое значение фильтрации. Эмульсионные буровые растворы как на дизельном топливе, так и на минеральных маслах значительно меньше проникали в моделирующие пласт колонки керна. При этом эксперимент на установке FDTS-100-140 не учитывал преимуществ РУО связанных с их значительно меньшей, по сравнению с буровыми растворами на водной основе, гидростатической нагрузкой на продуктивный пласт В10, характеризующийся аномально низким пластовым давлением (11,5 МПа).

5. При сопоставлении результатов ФЕС до и после проведения исследований на установке FDTS-100-140 было обнаружено у нескольких образцов значительное увеличение абсолютной газовой проницаемости (№ 22535-14, 22539-14) и/или пористости (№ 22539-14, 22536-14), что можно объяснить нарушением целостности образцов с образованием микротрещин. Отсюда следует немало важный вывод, что результаты, полученные на установки FDTS-100-140 можно считать корректными только при сопоставлении ФЕС образцов до и после испытания.

Инженер II категории
НИО ССС «СургутНИПИнефть»



А.А.Бутко

Ведущий инженер НГДУ «Талаканнефть»



И.В.Лодина

Начальник НГДУ «Талаканнефть»



В.А.Парфирьев

Таблица 2 - РЕЗУЛЬТАТЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА АЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СКВ № 304-27Р ПОСЛЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Распределение образцов по этапам эксперимента	Буровой раствор	№ образца лабораторный	Порядок установки образца в колонну на установке FDTB-140-100	Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)						Восстановление проницаемости на установке FDTB-140-100, %	Объем закачанной жидкости в керн, м³.	Объем горючего пространства, м³
				Абсолютная газовая проницаемость параллельно направлению, Кпр (мД)		Остаточная газовая проницаемость, %	Открытая пористость по гелию (Кп), %		Остаточная Открытая пористость, %			
				Начальная	После воздействия буровых растворов		Начальная	После воздействия буровых растворов				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1 этап – Эксперимент по сравнению РУО на основе дизельного топлива (3 рецептуры) и СБР	1.1 Эмулькарб марки Д (Буритех)	22531-14	1	607,61	475,7	78	12,36	12,48	100,9	43,6	0,9	2,65
		22587-14	2	17,85	16,94	94	10,47	10,51	100,3			2,24
	1.2 СБР	22586-14	1	622,19	94,62	15,2	13,26	13,20	99,3	9	3,6	2,83
		22540-14	2	14,75	2,03	13,7	8,90	8,96	100,6			1,92
	1.3 Megadrill-D (ИКФ)	22537-14	1	696,11	640,85	96,2	13,56	13,80	101,7	476,6	2,2	2,89
		22542-14	2	3,85	3,81	98,9	10,29	10,57	97,3			2,51
	1.4 РУО НИПИ (диз.топливо)	22585-14	1	644,60	525,49	81,5	13,32	13,39	100,5	70,6	0,77	2,82
		22530-14	2	15,19	14,36	94,5	8,68	8,82	101,6			1,58
2 этап – Эксперимент по сравнению РУО на основе минерального масла (3 рецептуры) и СБР	2.1 СБР	22582-14	1	105,36	19,22	18,2	6,73	6,74	100,1	18,1	6	1,44
		22535-14	2	50,11	380,13	643	4,78	7,74	161,9			1,02
	2.2 Эмулькарб марки М (Буритех)	22525-14	1	105,51	102,23	96,8	11,25	11,44	101,6	46,7	0,073	2,42
		22578-14	2	29,90	29,24	97,7	12,86	13,13	102			2,72
	2.3 Megadrill –М (ИКФ)	22526-14	1	97,38	90,29	92,7	11,31	11,41	100,8	57	0,99	2,42
		22579-14	2	40,71	39,66	97,9	13,27	13,36	100,6			2,78
	2.4 РУО НИПИ (мин. масло)	22533-14	1	135,48	102,48	75,6	11,96	11,84	100,6	100	1,33	2,59
		22527-14	2	24,50	24,92	101,7	12,58	12,7	97,6			2,67
3 этап – Повторный эксперимент по сравнению между собой РУО и НМБРК-001	3.1 РУО (диз.топл.)	22528-14	1	328,5 0	224,46	68,3	9,20	9,44	102,6	27,3	2,9	1,98
		22539-14	2	64,98	89,02	138,9	9,27	10,51	113,3			1,98
	3.2 НМБРК-001	22536-14	1	465,0 5	303,56	65,27	10,6	11,68	110,1	13,1	4,4	2,25
		22584-14	2	85,38	39,57	46,34	9,61	9,66	100,5			2,04

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 - Парные сравнения по критериям второго уровня качественной модели обоснования выбора состава бурового раствора и вычисление нормированных и идеальных приоритетов альтернатив

1. Плотность		Вариант рецептуры (альтернатива) *								Среднее геометрическое $\overline{R_{ГМ}^1}$	Нормированный приоритет W_1	Идеальный приоритет I_1
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	1/2	1	1	1/2	1/2	7	7	1,254	0,114	0,558
	2	2	1	2	2	1	1	9	9	2,246	0,205	1,000
	3	1	1/2	1	1	1/2	1/2	7	8	1,275	0,116	0,568
	4	1	1/2	1	1	1/2	1/2	7	8	1,275	0,116	0,568
	5	2	1	2	2	1	1	9	9	2,246	0,205	1,000
	6	2	1	2	2	1	1	9	9	2,246	0,205	1,000
	7	1/7	1/9	1/7	1/7	1/9	1/9	1	1	0,211	0,019	0,094
	8	1/7	1/9	1/8	1/8	1/9	1/9	1	1	0,205	0,019	0,091
Сумма										10,960	$W_{1max} = 0,205$	-
2. Условная вязкость		Вариант рецептуры (альтернатива)								Среднее геометрическое $\overline{R_{ГМ}^2}$	Нормированный приоритет W_2	Идеальный приоритет I_2
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	-	4	1/2	1/2	1/2	1/5	3	0,842	0,079	0,231
	2	-	1	-	-	-	-	-	-	1,000	0,094	0,275
	3	1/4	-	1	1/6	1/6	1/6	1/9	1/2	0,252	0,024	0,069
	4	2	-	6	1	1	1	1/3	4	1,486	0,140	0,408
	5	2	-	6	1	1	1	1/3	4	1,486	0,140	0,408
	6	2	-	6	1	1	1	1/3	5	1,534	0,144	0,421
	7	5	-	9	3	3	3	1	7	3,642	0,343	1,000
	8	1/3	-	2	1/4	1/4	1/5	1/7	1	0,382	0,036	0,105
Сумма										10,624	$W_{2max} = 0,343$	-

Примечание: Номер альтернативы соответствует порядковому номеру варианта рецептуры бурового раствора в таблице 1: № 1 «Эмулькарб» марки М; №2 «Эмулькарб» марки Д; № 3 «Megadril» на минеральном масле; № 4 «Megadril» на дизельном топливе; № 5 Предлагаемый раствор «ИЭР - нефть»; № 6 Предлагаемый раствор «ИЭР - дизель»; № 7 СБР по рецептуре «СургутНИПИнефть»; № 8 НМБРК-001 по рецептуре «СургутНИПИнефть»

Продолжение таблицы Г.1

3. Пластическая вязкость		Вариант рецептуры (альтернатива) *								Среднее геометрическое $\overline{R}_{ГМ}^3$	Нормированный приоритет W_3	Идеальный приоритет I_3
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	1/2	1/4	1/2	2	1/2	3	5	0,992	0,090	0,277
	2	2	1	1/3	1	3	1	4	6	1,622	0,147	0,453
	3	4	3	1	3	6	2	7	9	3,584	0,326	1,000
	4	2	1	1/3	1	4	1	5	6	1,729	0,157	0,483
	5	1/2	1/3	1/6	1/4	1	1/5	1	3	0,504	0,046	0,141
	6	2	1	1/2	1	5	1	5	7	1,907	0,173	0,532
	7	1/3	1/4	1/7	1/5	1	1/5	1	2	0,419	0,038	0,117
	8	1/5	1/6	1/9	1/6	1/3	1/7	1/2	1	0,249	0,023	0,069
Сумма										11,007	$W_{3max} = 0,326$	-
4. Водоотдача		Вариант рецептуры (альтернатива)								Среднее геометрическое $\overline{R}_{ГМ}^4$	Нормированный приоритет W_4	Идеальный приоритет I_4
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	1	2	3	1	1	9	5	2,013	0,203	1,000
	2	1	1	2	2	1	1	8	4	1,834	0,184	0,911
	3	1/2	1/2	1	1	1/2	1/2	7	2	0,983	0,099	0,488
	4	1/3	1/2	1	1	1/2	1/2	6	2	0,917	0,092	0,455
	5	1	1	2	2	1/2	1	8	4	1,682	0,169	0,835
	6	1	1	2	2	1	1	8	4	1,834	0,184	0,911
	7	1/9	1/8	1/7	1/6	1/8	1/8	1	1/5	0,179	0,018	0,089
	8	1/5	1/4	1/2	1/2	1/4	1/4	5	1	0,500	0,050	0,248
Сумма										9,942	$W_{4max} = 0,203$	-

Продолжение таблицы Г.1

5. СНС через 1 мин.		Вариант рецептуры (альтернатива) *								Среднее геометрическое $\overline{R_{ГМ}^5}$	Нормированный приоритет W_5	Идеальный приоритет I_5
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	9	2	2	2	2	2	2	2,213	0,233	1,000
	2	1/9	1	1/8	1/8	1/8	1/8	1/8	1/8	0,160	0,017	0,072
	3	1/2	8	1	1	1	1	1	1	1,189	0,125	0,537
	4	1/2	8	1	1	1	1	1	1	1,189	0,125	0,537
	5	1/2	8	1	1	1	1	1	1	1,189	0,125	0,537
	6	1/2	8	1	1	1	1	1	1	1,189	0,125	0,537
	7	1/2	8	1	1	1	1	1	1	1,189	0,125	0,537
	8	1/2	8	1	1	1	1	1	1	1,189	0,125	0,537
Сумма										9,508	$W_{5max} = 0,233$	-
6. СНС через 10 мин.		Вариант рецептуры (альтернатива)								Среднее геометрическое $\overline{R_{ГМ}^6}$	Нормированный приоритет W_6	Идеальный приоритет I_6
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	9	2	2	2	1	1	1	1,707	0,183	1,000
	2	1/9	1	1/8	1/7	1/8	1/8	1/8	1/8	0,162	0,017	0,095
	3	1/2	8	1	1	1	1	1	1	1,189	0,128	0,697
	4	1/2	7	1	1	1	1	1	1	1,170	0,126	0,685
	5	1/2	8	1	1	1	1	1	1	1,189	0,128	0,697
	6	1	8	1	1	1	1	1	1	1,297	0,139	0,760
	7	1	8	1	1	1	1	1	1	1,297	0,139	0,760
	8	1	8	1	1	1	1	1	1	1,297	0,139	0,760
Сумма										9,308	$W_{6max} = 0,183$	-

Продолжение таблицы Г.1

7. Электро- стабильность		Вариант рецептуры (альтернатива) *								Среднее геометрическое $\overline{R_{ГМ}^7}$	Нормированный приоритет W_7	Идеальный приоритет I_7
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	1	6	6	5	4	8	8	3,828	0,313	0,926
	2	1	1	7	6	5	5	9	9	4,132	0,338	1,000
	3	1/6	1/7	1	1	1	1/2	2	2	0,683	0,056	0,165
	4	1/6	1/6	1	1	1	1/2	3	3	0,771	0,063	0,187
	5	1/5	1/5	1	1	1	1	4	4	0,946	0,077	0,229
	6	1/4	1/5	2	2	1	1	5	5	1,223	0,100	0,296
	7	1/8	1/9	1/2	1/3	1/4	1/5	1	1	0,322	0,026	0,078
	8	1/8	1/9	1/2	1/3	1/4	1/5	1	1	0,322	0,026	0,078
Сумма										12,227	$W_{7max} = 0,338$	-
8. Содержание твердой фазы		Вариант рецептуры (альтернатива)								Среднее геометрическое $\overline{R_{ГМ}^8}$	Нормированный приоритет W_8	Идеальный приоритет I_8
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	1	1/7	2	1/6	1/7	1/6	1/6	0,342	0,030	0,157
	2	1	1	1/8	1	1/7	1/8	1/7	1/7	0,287	0,025	0,132
	3	7	8	1	9	1	1	1	1	2,177	0,190	1,000
	4	1/2	1	1/9	1	1/8	1/9	1/8	1/8	0,243	0,021	0,112
	5	6	7	1	8	1	1	1	1	2,069	0,181	0,951
	6	7	8	1	9	1	1	1	1	2,177	0,190	1,000
	7	6	7	1	8	1	1	1	1	2,069	0,181	0,951
	8	6	7	1	8	1	1	1	1	2,069	0,181	0,951
Сумма										11,433	$W_{8max} = 0,190$	-

Продолжение таблицы Г.1

9. ДНС		Вариант рецептуры (альтернатива) *								Среднее геометрическое $\overline{R_{ГМ}^9}$	Нормированный приоритет W_9	Идеальный приоритет I_9
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	1/8	1	1	1	1	1/2	1	0,707	0,061	0,119
	2	8	1	9	8	8	8	6	7	5,939	0,514	1,000
	3	1	1/9	1	1	1	1	1/3	1/3	0,577	0,050	0,097
	4	1	1/8	1	1	1	1	1/2	1/2	0,648	0,056	0,109
	5	1	1/8	1	1	1	1	1	1	0,771	0,067	0,130
	6	1	1/8	1	1	1	1	1/2	1/2	0,648	0,056	0,109
	7	2	1/6	3	2	1	2	1	1	1,189	0,103	0,200
	8	1	1/7	3	2	1	2	1	1	1,070	0,093	0,180
Сумма										11,551	$W_{9max} = 0,514$	-
10. Восстановление проницаемости зернового материала		Вариант рецептуры (альтернатива)								Среднее геометрическое $\overline{R_{ГМ}^{10}}$	Нормированный приоритет W_{10}	Идеальный приоритет I_{10}
		1	2	3	4	5	6	7	8			
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	1	1	1	1	1/6	1/3	3	4	0,951	0,084	0,204
	2	1	1	1	1	1/6	1/3	3	3	0,917	0,081	0,197
	3	1	1	1	1	1/5	1	4	5	1,189	0,105	0,256
	4	1	1	1	1	1/5	1/3	3	4	0,972	0,086	0,209
	5	6	6	5	5	1	3	9	9	4,650	0,410	1,000
	6	3	3	1	3	1/3	1	5	6	2,013	0,177	0,433
	7	1/3	1/3	1/4	1/3	1/9	1/5	1	1	0,346	0,031	0,074
	8	1/4	1/3	1/5	1/4	1/9	1/6	1	1	0,306	0,027	0,066
Сумма										11,345	$W_{10max} = 0,410$	-

Таблица Г.2 – Синтез обобщенных приоритетов вариантов составов бурового раствора

Распределенный способ

Критерий	Плотность	Условная вязкость	Пластическая вязкость	Водоотдача	СНС (через 1 мин.)	СНС (через 10 мин)	Электро-стабильность	Содержание твердой фазы	ДНС	Квп	-	
Транспонированный вектор	0,191	0,039	0,042	0,208	0,041	0,041	0,018	0,117	0,066	0,237	-	
-	Значения нормированных приоритетов альтернатив (из таблицы Г.1)										Распределенный глобальный приоритет	
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	0,114	0,079	0,090	0,203	0,233	0,183	0,313	0,030	0,061	0,084	0,121
	2	0,205	0,094	0,147	0,184	0,017	0,017	0,338	0,025	0,514	0,081	0,151
	3	0,116	0,024	0,326	0,099	0,125	0,128	0,056	0,190	0,050	0,105	0,119
	4	0,116	0,140	0,157	0,092	0,125	0,126	0,063	0,021	0,056	0,086	0,091
	5	0,205	0,140	0,046	0,169	0,125	0,128	0,077	0,181	0,067	0,410	0,216
	6	0,205	0,144	0,173	0,184	0,125	0,139	0,100	0,190	0,056	0,177	0,171
	7	0,019	0,343	0,038	0,018	0,125	0,139	0,026	0,181	0,103	0,031	0,069
	8	0,019	0,036	0,023	0,050	0,125	0,139	0,026	0,181	0,093	0,027	0,061

Продолжение таблицы Г.2

Идеальный способ

Критерий	Плотность	Условная вязкость	Пластическая вязкость	Водоотдача	СНС (через 1 мин.)	СНС (через 10 мин)	Электростабильность	Содержание твердой фазы	ДНС	Квп	-		
Транспонированный вектор приоритетов (вес критерия) V_i	0,191	0,039	0,042	0,208	0,041	0,041	0,018	0,117	0,066	0,237	-		
-	Значения идеальных приоритетов альтернатив (из таблицы Г.1)										Взвешенные значения	Идеальный глобальный приоритет	
Вариант рецептуры (альтернатива)	1	0,558	0,231	0,277	1,000	1,000	1,000	0,926	0,157	0,119	0,204	0,508	0,128
	2	1,000	0,275	0,453	0,911	0,072	0,095	1,000	0,132	1,000	0,197	0,563	0,142
	3	0,568	0,069	1,000	0,488	0,537	0,697	0,165	1,000	0,097	0,256	0,492	0,124
	4	0,568	0,408	0,483	0,455	0,537	0,685	0,187	0,112	0,109	0,209	0,362	0,091
	5	1,000	0,408	0,141	0,835	0,537	0,697	0,229	0,951	0,130	1,000	0,798	0,201
	6	1,000	0,421	0,532	0,911	0,537	0,760	0,296	1,000	0,109	0,433	0,704	0,177
	7	0,094	1,000	0,117	0,089	0,537	0,760	0,078	0,951	0,200	0,074	0,277	0,070
	8	0,091	0,105	0,069	0,248	0,537	0,760	0,078	0,951	0,180	0,066	0,269	0,068
Сумма взвешенных значений идеальных приоритетов											3,973	-	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Организационно-технические мероприятия

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
начальника управления
по бурению по технологии
Ф.Р.Яхшибеков
« 11 » 03 2016 г

ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ
по бурению скважин №102Гр, №128, №125Гр на кусте №9 Восточно-Алинского месторождения
в Республике Саха (Якутия) с применением растворов на углеводородной основе (РУО)
в рамках проведения опытно-промышленных работ

№ п/п	Наименование	Срок исполнения	Ответственный исполнитель	Контроль исполнения
1	2	3	4	5
Подготовительные работы к бурению хвостовиков				
1	Обеспечить ремонт в условиях ЦБПО БНО корпуса верхнего подводящего патрубка от гидравлического диспергатора ДГ-40 и организовать доставку его на БПО КЭГРБ 1 Талакан до начала спуска эксплуатационной колонны на скважине 125Гр.	до начала работ по монтажу емкости ЕР-60.	Главный механик УПРР А.В.Иванов, Главный технолог УПРР А.П.Маркин, Заместитель начальника С.В.Сапсалева.	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
2	Обеспечить доставку на БПО КЭГРБ 1 Талакан подвеску хвостовика ПХН114/168 в количестве двух штук.	до начала строительства хвостовика	Начальник ТОЗР Ю.С.Яковлев, Заместитель начальника С.В.Сапсалева	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
3	Выдать техническому отделу ЛВМУ наряд-казак на демонтаж наружного шнекового конвейера.	до начала работ по демонтажу	Начальник отдела А.Л.Симонов	Главный инженер УПРР

	поднятия крыши модуля вибросит, установки отсекающей задвижки на линии гидроциклонов в блоке очистки, с перемещением в зону складирования незадействованного оборудования.			В.А.Коваленко
4	Произвести завоз грунта согласно поданным заявкам от УПРР (мелкий песок) для обвалования емкости ЕР-60, емкости (контейнера) сбора шлама, отсыпки кузова самосвала, локализации разливов углеводородов.	на весь период строительства хвостовика	Главный инженер ВДРСУ А.Л.Марков	Заместитель начальника УПРР М.Г.Петриченко, Начальник ВДРСУ А.Р.Михайлов
5	Обеспечить планировку территории кустовой площадки, приведение периметральной обваловки и пандусов в соответствии с рабочей документацией по инженерной подготовке кустовой площадки.	до начала строительства хвостовика	Заместитель начальника КЭГРБ-1 А.В. Зонов	Заместитель начальника УПРР М.Г.Петриченко
6	Произвести завоз на кустовую площадку следующих материалов: долота PDC 146 мм – 2 шт.; ГЗД ДРУ-120 в маслостойком исполнении – 2 шт.; кассеты 320 меш – 6 шт; хим. реагенты для приготовления РУО; обтиратор бурильного инструмента – 3 шт.; фильтр ФС 114х7,4 «ОТТМ» - согласно рабочему проекту; приемный контейнер для сбора шлама – 2 шт.; подвеску хвостовика ПХН114/168 – 3 шт.	до начала строительства хвостовика	Главный технолог УПРР А.М.Нешатаев Начальник ТО А.Л.Симонов	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко Заместитель начальника УПРР М.Г.Петриченко
7	Обеспечить наличие на буровой площадке: материалов, необходимых для ликвидации небольших утечек и разливов РУО (лопаты, мешки, ветошь); металлических контейнеров с крышкой для сбора ветоши, загрязненной РУО.	до начала строительства хвостовика	Заместитель начальника КЭГРБ-1 А.В. Зонов	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко Заместитель начальника УПРР М.Г.Петриченко
8	Выполнить обваловку площадок под размещение: емкости ЕР-60, приемного контейнера (бункера) для	до начала строительства	Заместитель начальника РИТС-	Заместитель начальника УПРР

	сбора бурового шлама и ёмкости для сбора буровых сточных вод.	хвостовика	2, инженер ПГ КЭГРБ 1	М.Г.Петриченко
9	Выполнить обвязку емкости ЕР-60, приемного контейнера (бункера) для сбора бурового шлама и ёмкости для сбора буровых сточных вод паровыми регистрами.	до начала строительства хвостовика	Начальник РИТС-2	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
10	После работ по переобвязке циркуляционной системы, произвести опрессовку манифольдов, коллекторов, задвижек, емкости ЕР-60. Обеспечить герметичность центробежных насосных установок, протечки сальниковых узлов недопустимы. Произвести контрольный запуск смонтированной циркуляционной системы на солевом растворе с составлением акта.	до начала строительства хвостовика	Главный инженер КЭГРБ-1, Заместитель начальника РИТС-2	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
11	Установить датчики уровня, температуры и плотности на емкости ЕР-60.	до начала строительства хвостовика	Начальник партии ГТИ	Начальник ТЭГР СНГФ
12	Установить и обвязать диспергатор ДГ-40 и гидросмеситель (эжектор) на емкости ЕР-60.	до начала строительства хвостовика	Главный механик КЭГРБ-1	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
13	До начала бурения хвостовиков с применением РУО иметь в ёмкостях солевой раствор с удельным весом 1,18-1,22 г/см ³ в объеме не менее 80 м ³ .	до начала строительства хвостовика	Главный технолог УПРР А.М.Нешатаев	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
14	Произвести выдачу ТУТТ №1, УПРР дизельного топлива с участка первичной переработки нефти и получения битума. Согласно поданной заявки УПРР.	до начала строительства хвостовика	Начальник ЦИТС НГДУ «ТН» О.Ю.Пашков	Главный инженер НГДУ «ТН» В.В.Быков
15	Произвести предварительный завоз дизельного топлива для приготовления РУО на кустовую площадку №9 Восточно-Алинского месторождения.	до начала строительства хвостовика	Зам. начальника ТУТТ №1 (по производству) Д.В.Стариков, Зам. начальника КЭГРБ-1	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко, Начальник ТУТТ №1 И.О.Стратан

			Е.А.Хамитов Зам. начальника ТЦКС СТУ Р.Р.Ширванов, Зам. начальника ТУТТ №1 (по производству) Д.В.Стариков, Начальник службы по организации авиа и автомобильных перевозок В.А.Шимин, Начальник ЦИТС НГДУ «ТН» О.Ю.Пашков	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко, Начальник ТУТТ №1 И.О.Стратан, Главный инженер СТУ Д.Е.Матюнин, Главный инженер НГДУ «ТН» В.В.Быков
16	Для обеспечения бурения скважин на РУО выделить следующую специальную технику по заявке УПРР: цементируочный агрегат ЦА-320, самосвал с бортом для вывоза шлама, вакуумную бочку АЦН для откачки жидкой фазы, автомобиль УДС, крановую технику. Количество специальной техники выделить согласно потребности УПРР. Обеспечить выделение тяжелой тракторной техники (Каматцу) для установки ЕР-60 в зону монтажа и работы.	на весь период строительства хвостовика		
17	Обеспечить вывоз, хранение, утилизацию отработанного раствора на углеводородной основе, твердого бурового шлама, жидкого бурового шлама, эмульсии по телефонограмме КЭГРБ 1 УПРР.	на весь период строительства хвостовиков	Начальник ЦИТС НГДУ «ТН» О.Ю.Пашков	Главный инженер НГДУ «ТН» В.В.Быков
18	Исключить хранение, утилизацию отработанного раствора на углеводородной основе, раствора пригодного к повторному применению, твердого бурового шлама, жидкого бурового шлама, эмульсии на территориях подконтрольных УПРР.	на весь период строительства хвостовиков	Начальник ЦИТС НГДУ «ТН» О.Ю.Пашков	Главный инженер НГДУ «ТН» В.В.Быков
19	Во избежание спорных вопросов в процессе бурения и по окончании опытно-промысловых работ, повторное использование раствора на углеводородной основе определяется по согласованию НГДУ «ТН» с Управлением по бурению и УПРР.	по окончании опытно-промысловых работ	Главный инженер НГДУ «ТН» В.В.Быков, Главный инженер УПРР В.А.Коваленко, Главный технолог-	Начальник НГДУ «ТН» В.А.Парфирьев, Начальник УПРР В.В.Куценко, Первый заместитель

			начальник отдела Управления по бурению.	начальника управления по бурению по технологии Ф.Р.Яхшибеков.
Охрана труда, промышленная и пожарная безопасность				
20	Обеспечить постоянное наличие технической воды в объеме 120 м ³ в блоке БДЕ для нужд пожаротушения и водопровод для оперативного обеспечения технической водой пожарной техники.	до начала строительства хвостовика	Начальник РИТС-2, Мастер буровой А.В.Плишкин	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
21	Обеспечить работников буровой бригады и работников, задействованных на работах с РУО, СИЗ, спецодеждой и СИЗОД, согласно потребности. Обеспечить работников защитными и восстанавливающими кремами.	до начала строительства хвостовика	Руководитель СОТиПБ А.Ф.Бутенко	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
22	Разработать график измерения загазованности воздушной среды, согласно разработанной схемы с указанием мест измерения и обеспечить дежурство работников ЛГР УПРР для измерения загазованности прибором «Колион-1».	до начала строительства хвостовика	Главный технолог КЭГРБ-1	Заместитель начальника КЭГРБ-1 А.В.Зонов
23	Обеспечить необходимым количеством огнетушителей для установки по блокам БУ 2900/175 ЭПК-БМ (насосный блок, блок очистки, роторная площадка, емкость ЕР-60).	до начала строительства хвостовика	Руководитель СОТиПБ А.Ф.Бутенко	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
24	Произвести проверку работоспособности эвакуатора верхового рабочего согласно производственной инструкции по техническому обслуживанию эвакуатора и экстренной эвакуации верхового рабочего при помощи эвакуатора.	до начала строительства скважин.	Главный механик КЭГРБ-1, Группа по ОТиПБ КЭГРБ-1	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
25	Обеспечить оснащение блоков и модулей буровой установки БУ 2900/175 ЭПК-БМ, в которых возможно возникновение или проникновение воспламеняющихся газо-воздушных смесей,	до начала строительства хвостовика	Начальник отдела И.М.Болгов	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко

	автоматической системой контроля загазованности воздушной среды (автоматическими газоанализаторами) согласно утвержденной схеме.			
26	Проверить работоспособность датчиков (автоматических газоанализаторов) газоаналитической системы СГАЭС-ТГМ/108 с составлением акта готовности к работе. Обеспечить вывод сигнала от датчиков на звуковую сигнализацию.	до начала строительства хвостовика	Специалисты группы автоматизации, связи и КИПиА	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко
27	Провести повторный инструктаж работникам о мерах безопасности при работе с РУО по ИОТВ-72, ИПБВ-02-01 и разработанным в соответствии с п.24 инструкциями.	до начала строительства хвостовика	Начальник РИТС-2, Мастер буровой (или лицо его замещающее)	Заместитель начальника КЭГРБ-1 А.В.Зонов, Руководитель СОТиПБ А.Ф.Бутенко
28	Провести инструктаж работников сторонних организаций о мерах безопасности при работе с РУО, а так же по безопасному их перемещению по территории кустовой площадки. Обеспечить минимальное нахождение специалистов сторонних организации в опасных зонах.	до начала строительства хвостовика	Мастер буровой (или лицо его замещающее)	Заместитель начальника РИТС-2
29	Провести тренировочное занятие с работниками буровой бригады по возможным нештатным ситуациям при работе с РУО (пожар, розлив РУО, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ и до взрывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов и паров и пр.).	до начала строительства хвостовика	Группа по ОТиПБ КЭГРБ 1, Заместитель начальника РИТС-2	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко, Начальник КЭГРБ-1 А.В.Зонов, Руководитель СОТиПБ А.Ф.Бутенко
30	Обеспечить постоянный режим работы вентиляции	до начала	Главный энергетик	Главный инженер

	с момента начала работ до окончания строительства скважины.	строительства хвостовика	КЭГРБ-1	УПРР В.А.Коваленко, Главный энергетик УПРР П.В.Швецов
31	Выполнить проверку качества заземления оборудования и заземляющих устройств с оформлением акта рабочей комиссии.	до начала строительства хвостовика	Главный энергетик КЭГРБ-1	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко, Главный энергетик УПРР П.В.Швецов
32	Обеспечить наличие искрогасителей на цементировочном агрегате ЦА-320.	перед подготовлением РУО	Заместитель начальника ТЦКС СТУ Р.Р.Ширванов	Главный инженер СТУ Д.Е.Матюнин
Бурение под хвостовик				
33	Провести технологическую учебу с персоналом буровой бригады, партии ИТС, ГТИ об особенностях бурового раствора на основе углеводородов.	до начала строительства хвостовика	Специалист СургутНИПНефть	Главный технолог УПРР А.М.Нешатаев,
34	Обеспечить бурение скважин в соответствии с требованиями утверждённых рабочих проектов на бурение скважин №102Гр, №128, №125Гр на кусте №9 Восточно-Алинского месторождения, программы приготовления и обработки РУО «СургутНИПНефть», действующих нормативно-технических документов ОАО «Сургутнефтегаз» и настоящих организационно-технических мероприятий.	в процессе строительства под хвостовик	Главный технолог КЭГРБ-1, Специалист СургутНИПНефть	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко, Специалист СургутНИПНефть
35	Назначить ответственных лиц из числа работников буровой бригады за заполнением приемного контейнера (бункера) для сбора бурового шлама и ёмкости для сбора буровых сточных вод. Обеспечить контроль уровня заполнения.	в процессе строительства под хвостовик	Мастер буровой или лицо его замещающее	Заместитель начальника РИТС-2
36	Обеспечить периодическую зачистку площадок возле вибросит, шнекового конвейера и емкости ЕР-60 от РУО. Ограничить разбрызгивание и разливы РУО.	в процессе строительства под хвостовик	Мастер буровой или лицо его замещающее	Заместитель начальника РИТС-2
37	В случае возникновения нештатных (аварийных) ситуаций при работе с РУО, немедленно прекратить все работы, загерметизировать устье скважины и покинуть объект согласно схеме оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, сообщить руководству. При появлении загазованности принять меры по ее устранению, а при концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м ³ – работы приостановить и вывести работников из опасной зоны согласно схеме оповещения и управления эвакуацией людей при достижении концентраций паров углеводородов в воздухе помещения допустимых пределов.	в процессе строительства под хвостовик	Мастер буровой, Заместитель начальника РИТС-2	Главный инженер УПРР В.А.Коваленко, Заместитель начальника КЭГРБ-1 А.В.Зонов

СОСТАВИЛ

Главный инженер УПРР

СОГЛАСОВАНО

Заместитель начальника управления по бурению
ОАО «Сургутнефтегаз» по вышестроениюГлавный технолог – начальник
технологического отдела управления по бурению
ОАО «Сургутнефтегаз»

Начальник НГДУ «Талаканнефть»

Начальник УПРР

Управляющий трестом «Сургутнефтегазофизика»

И.о.начальника Лянторского ВМУ

Директор «СургутНИПНефть»

Начальник СТУ

В.А.Коваленко

А.Г.Кузьмин

А.А.Салусов

В.А.Парфиров

В.В.Куценко

П.П.Шайкуллин

А.А.Крафт

И.Л.Еременко

С.В.Миронов




ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Акт о проведении ОПР

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
начальника управления
по бурению по технологии
ПАО «Сургутнефтегаз»

Ф.Р.Яхшибеков
« 24 » 05 2022 г.

АКТ

21.05.2022

О проведении ОПР

Основание: организационно-технические мероприятия по бурению скважин с применением растворов на углеводородной основе (РУО)

Составлен комиссией в составе:

1. А.М.Карлов - главный геолог – заместитель начальника НГДУ «Талаканнефть»;
2. С.А.Палеев - начальник службы контроля за качеством бурения, освоения и капитальным ремонтом (КР-6) скважин НГДУ «Талаканнефть»;
3. Е.В.Грот - главный инженер КЭГРБ-1 УПРР ПАО «Сургутнефтегаз».

Ну кусту № 9 Восточно-Алинского НГКМ силами буровой бригады КЭГРБ-1 УПРР проведены опытно-промышленные работы (ОПР) по бурению интервала продуктивного пласта В10 под хвостовик на скважинах № 102 Гр, № 125 Гр с горизонтальным окончанием и интервала под хвостовик наклонно-направленной скважины № 128 с использованием бурового раствора на углеводородной основе (РУО), разработанного при непосредственном участии В.А. Парфирьева.

Буровой раствор на углеводородной основе (РУО) представляет собой обратную эмульсию минерализованной воды в дизельном топливе, стабилизированную специальными реагентами для обеспечения требуемых реологических и фильтрационных параметров. РУО разработан автором В.А.Парфирьевым при содействии специалистов из СургутНИПИнефть специально для вскрытия пласта В10 Хамакинского горизонта Алинского и Восточно-Алинского месторождения с аномально низким пластовым давлением (АНПД), низкой пластовой температурой и с включениями ангидрита. На основании экспертной оценки технологических и экономических отделов была подтверждена целесообразность и высокая эффективность применения данного раствора. В процессе строительства скважин, интервала под хвостовик, отсутствовали осложнения при бурении, спуско-подъёмных операций и геофизических работ. Параметры РУО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры промывочной жидкости при бурении

Параметры API		По программе промывки	на начало бурения интервала	по окончании бурения интервала
Плотность	г/см ³	1,00 (±0,02)	0,978	1,05
Пластическая вязкость	мПа*с	15-50	21,5	27,2
ДНС	дПа	30 – 150	46	88,8
СНС 10 сек./10мин.	дПа	25-45/25-75	29 / 45	54 / 79
Фильтрация НТНР	мл/30 мин	<5	2,2	2,4
Содержание песка	%	< 1	не измерялось	
Содержание твердой фазы	%	<14	6	9
У/В	%	60/40 - 70/30	68/32	62/38
Электростабильность	В	>250	400	450

По результатам добуривания интервалов под хвостовик горизонтальных и наклонно-направленных окончаний на РУО и освоения вышеперечисленных скважинах был достигнут значительный прирост дебита нефти из продуктивного пласта в сравнении с базовыми скважинами. Средний прирост начального дебита нефти на одну скважину, построенную с применением РУО составил более 80% по сравнению со скважинами, пробуренными на растворах на водной основе на Восточно-Алинском месторождении со схожими геологическими условиями.

Главный геолог – заместитель
начальника НГДУ «Талаканнефть»

А.М.Карлов

Главный инженер КЭГРБ-1 УПРР
ПАО «Сургутнефтегаз»

Е.В.Грот

Начальник службы контроля
за качеством бурения, освоения
и капитальным ремонтом (КР-6)
скважин НГДУ «Талаканнефть»

С.А.Палеев

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Акт о проведении ОПР

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель главного геолога
(по контролю за разбуриванием
месторождений и планированию
объёмов буровых работ)
ПАО «Сургутнефтегаз»

 О.Г. Маслов
«10» 06 2021 г.

АКТ

о проведении опытно-промышленных работ по бурению
с применением бурового раствора на углеводородной основе (ИЭР)
на Восточно-Алинском месторождении
ПАО «Сургутнефтегаз»

Мы, нижеподписавшиеся, начальник НГДУ «Талаканнефть» В.А.Парфирьев, главный геолог – заместитель начальника НГДУ «Талаканнефть» А.М.Карлов, начальник СКБР НГДУ «Талаканнефть» С.А.Палеев, ведущий инженер НГДУ «Талаканнефть» И.В.Лодина, составили настоящий акт о том, на скважинах №102Гр, №128, №125Гр Восточно-Алинского НГКМ ПАО «Сургутнефтегаз», были проведены опытно-промышленные работы по бурению интервалов под хвостовик с использованием разработанного коллективом авторов ПАО «Сургутнефтегаз» (В.А.Парфирьев, И.В.Лодина и др.) бурового раствора на углеводородной основе инвертного эмульсионного раствора (ИЭР), в целях оценки повышения эффективности первичного вскрытия продуктивного горизонта В10, в части сохранения ФЕС пласта.

Опытно-промышленные работы по бурению скважин с применением разработанного бурового раствора на углеводородной основе (ИЭР) проходили в схожих горно-геологических условиях с бурением скважин с применением раствора на водной основе солевого биополимерного раствора (СБР).

В процессе проведения опытно-промышленных работ были произведены контрольные замеры дебитов скважин. Параметры работы скважин приведены в сравнении со средним дебитом скважин, пробуренным на растворе на водной основе (СБР) и представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты опытно-промышленных работ

Скважина	Длина интервала хвостовика, м	Дебит жидкости, м ³ /сут	Обводнённость, %	Дебит нефти, т/сут	Средний дебит скважин на СБР, т/сут
102Гр	417	55	0,0	46,5	27,2
125Гр	389	72	0,0	60,9	
128н/н	62	55	0,0	46,5	17,4
Среднее	307	55	0,0	51,3	22,3

В результате проведённых работ установлено, что применение разработанного ИЭР позволило достичь качественное первичное вскрытие пласта с максимальным сохранением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта В10, о чем свидетельствует среднее увеличение притока нефти скважины более чем в 2 раза или на 29 т/сут в сравнении с дебитами скважин пробуренным на СБР в аналогичных условиях Восточно-Алинского месторождения

Начальник НГДУ «Талаканнефть»



В.А. Парфирьев

Главный геолог – заместитель
начальника НГДУ «Талаканнефть»



А.М. Карлов

Начальник СКБР НГДУ «Талаканнефть»



С.А. Палеев

Ведущий инженер НГДУ «Талаканнефть»



И.В. Лодина

ПРИЛОЖЕНИЕ И**Акт внедрения****ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

ул. Григория Кукуевецкого, 1, корпус 1, г. Сургут,
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра,
Тюменская область, Российская Федерация, 628415

Тел.: (3462) 42-61-33, 42-60-28
Факс: (3462) 42-64-94, 42-64-95

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель главного геолога
по контролю за разбуриванием
месторождений и планированию
объектов буровых работ)
ПАО «Сургутнефтегаз»
О.Г. Маслов
15 11 20 22 г.


АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Настоящим актом подтверждается, что технология и составы инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР), разработанные с участием Парфирьева Василия Анатольевича и являющиеся результатом его диссертационной работы «Исследование и разработка технологических растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия пластов с терригенным коллектором месторождений Восточной Сибири» на соискание ученой степени кандидата технических наук:

1. Использованы при разработке проектной документации (технологических схем разработки месторождений с терригенным коллектором в Восточной Сибири ПАО «Сургутнефтегаз») и составлении программ геолого-технических мероприятий ПАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири в период с 2020 по 2022 г.

2. Применение разработанных инвертно-эмульсионных растворов включено в технологические регламенты «Регламент по приготовлению бурового раствора на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов в скважинах на месторождениях НГДУ «Талаканнефть», и «Регламент по бурению удлинения и ответвлений боковых стволов скважин на месторождениях НГДУ «Талаканнефть». (введенные в действие приказами №1142 от 05.08.2020 и №1269 от 02.09.2020 соответственно).

На основании проектной документации с учётом требований технологических регламентов успешно реализовано и пробурено с применением разработанного раствора на углеводородной основе при первичном вскрытии терригенного коллектора на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» Восточной Сибири более 100 скважин. В результате применения названного раствора были достигнуты

потенциально-возможные дебиты на всех скважинах, за счёт эффективного первичного вскрытия продуктивного горизонта с сохранением естественной проницаемости прискважинной зоны пласта. Рекомендуемый состав раствора на углеводородной основе для вскрытия продуктивных терригенных коллекторов в осложненных условиях Восточно-Алинского месторождения позволяет получить восстановление проницаемости по керну до 97 %, что способствует увеличению продуктивности скважин более чем в 3 раза. Экономический эффект от применения данной рецептуры раствора составил более 900 млн. рублей.

Заместитель главного
геолога – заместителя
начальника НГДУ «Талаканнефть»



А.Ф.Галиев

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Результаты испытания эмульсии

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 НГДУ «Талаканнефть»

 В.В.Быков
 «17» 04 2016 г.

Производственно-исследовательская
 лаборатория физико-химического анализа
 Цех подготовки и перекачки нефти
 НГДУ «Талаканнефть»
 ПАО «Сургутнефтегаз»
 Россия, Республика Саха (Якутия),
 Ленский район, Талаканское НГКМ
 тел. (4047) 51-583, (41137) 51-583

Результаты испытания эмульсии от 15.04.2016 г.

1. Цель испытаний

Оценка воздействия коагулянта коллоидной фазы на процесс деэмульсации нефтяной эмульсии.

2. Объект испытаний

2.1 Эмульсия (состав: нефть-60%, вода-35%, эмульгатор «Cleave»-5%)
 Дата отбора: 09.04.2016 г.

2.2 Нефть сырая
 Место отбора: вход на ЦПС
 Дата отбора: 09.04.2016 г.

2.3 Коагулянт коллоидной фазы РУО «UNI-FLOCK»
 Дата отбора: 09.04.2016 г.

2.4 Деэмульгатор Л-1046
 Место отбора: заводская тара, ЦППН
 Дата отбора: 09.04.2016 г.

3. Условия проведения испытаний: $t = 24,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 96,5 \text{ кПа}$,
 влажность = 31 %.

4. Результаты испытаний эмульсии

4.1 Определение исходных данных эмульсии

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
1	Плотность при 20°C	кг/м ³	933,7	ГОСТ 3900-85
2	Массовая доля воды	%	19,9	СТ РК ИСО 10336-2004
3	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	89514	ГОСТ 21534-76

4.2 Результаты испытания эмульсии при воздействии коагулянта «UNI-FLOCK»

Этап №1. К исследуемой пробе эмульсии добавили коагулянт «UNI-FLOCK», процент подачи коагулянта составил 0,5%, перемешали в течение 5 минут, наблюдали за процессом в статических условиях при заданных условиях.

За время наблюдения в течение 6 часов, на стенках мерного цилиндра видны мелкие диспергированные капельки воды, нефтяная пленка вокруг капель воды сохраняется. Эмульсия остается устойчивой: не разрушается и не разделяется на нефть и воду, по консистенции остается вязкой. После проведения разделения фаз через воронку с бумажным фильтром сгустки твердой фазы не выявлены.



Рисунок 1.1 – Внешний вид эмульсии после добавления 0,5% коагулянта после 6 часов отстоя



Рисунок 1.2 – Остатки эмульсии на внутренней поверхности цилиндра после 6 часов отстоя



Рисунок 1.3 – Воронка с бумажным фильтром после разделения фаз эмульсии

По истечении 2 и 4 часов в верхней части слоя эмульсии определялось содержание хлористых солей и остаточной воды. Результаты приведены в таблице 2:

Таблица 2

Время	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
Через 2 часа	Массовая доля воды	%	0,30	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1189	ГОСТ 21534-76

Продолжение таблицы 2

Через 4 часа	Массовая доля воды	%	0,47	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1404	ГОСТ 21534-76

На рисунках 1.4, 1.5, 1.6 изображена проба эмульсии спустя 2, 4 и 6 часов отстоя соответственно.



Рисунок 1.4 – Эмульсия + 0,5% коагулянта после 2 часов отстоя

Рисунок 1.5 – Эмульсия + 0,5% коагулянта после 4 часов отстоя

Рисунок 1.6 – Эмульсия + 0,5% коагулянта после 6 часов отстоя

Этап №2. К исследуемой пробе эмульсии добавили коагулянт «UNI-FLOCK», процент подачи коагулянта составил 1,0%, перемешали в течение 5 минут, наблюдали за процессом в статических условиях при заданных условиях.

За время наблюдения в течение 6 часов, капельки воды на стенках мерного цилиндра отсутствуют, при этом эмульсия продолжает оставаться устойчивой: не разрушается и не разделяется на нефть и воду, по консистенции становится менее вязкой. После проведения разделения фаз через воронку с бумажным фильтром сгустки твердой фазы так же не выявлены.

По истечении 2 и 4 часов в верхнем слое эмульсии так же определялось содержание хлористых солей и остаточной воды. Результаты приведены в таблице 3:

Таблица 3

Время	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
Через 2 часа	Массовая доля воды	%	0,33	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	2128	ГОСТ 21534-76
Через 4 часа	Массовая доля воды	%	0,31	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1842	ГОСТ 21534-76

На рисунках 2.1, 2.2, 2.3 изображена проба эмульсии спустя 2, 4 и 6 часов отстоя соответственно.



Рисунок 2.1 – Эмульсия + 1,0% коагулянта после 2 часов отстоя



Рисунок 2.2 – Эмульсия + 1,0% коагулянта после 4 часов отстоя



Рисунок 2.3 – Эмульсия + 1,0% коагулянта после 6 часов отстоя

Этап №3. К исследуемой пробе эмульсии добавили коагулянт «UNI-FLOCK», процент подачи коагулянта составил 2,0%, перемешали в течение 5 минут, наблюдали за процессом в статических условиях при заданных условиях.

За время наблюдения в течение первых 4 часов произошло разрушение эмульсии на нефть и воду, объем воды, собравшейся в нижней части цилиндра, составил 85 см³.

При увеличении времени отстаивания до 6 часов объем воды, собравшейся в нижней части цилиндра, не увеличился и остался на прежнем уровне 85 см³. После проведения разделения фаз через воронку с бумажным фильтром сгустки твердой фазы так же не выявлены.

По истечении 2 и 4 часов в верхнем слое эмульсии так же определялось содержание хлористых солей и остаточной воды. Результаты приведены в таблице 4:

Таблица 4

Время	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
Через 2 часа	Массовая доля воды	%	0,34	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1548	ГОСТ 21534-76
Через 4 часа	Массовая доля воды	%	0,27	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1264	ГОСТ 21534-76

На рисунках 3.1, 3.2, 3.3 изображена проба эмульсии спустя 2, 4 и 6 часов отстоя соответственно.



Рисунок 3.1 – Эмульсия + 2,0% коагулянта после 2 часов отстоя



Рисунок 3.2 – Эмульсия + 2,0% коагулянта после 4 часов отстоя



Рисунок 3.3 – Эмульсия + 2,0% коагулянта после 6 часов отстоя

4.3 Результаты испытания эмульсии при воздействии деэмульгатора Л-1046

К исследуемой пробе эмульсии добавили деэмульгатор Л-1046, с удельным расходом 40 г/тону, пробу перемешали в течение 5 минут, наблюдали за процессом в статических условиях при заданных условиях.

Установленное наблюдение в течение 6 часов показало, что визуальных изменений не произошло: нет межфазного разделения на нефть и воду, нет осадков, на стенках цилиндра не образуются капли воды.

По истечении 2 и 4 часов в верхнем слое эмульсии определялось содержание хлористых солей и остаточной воды. Результаты приведены в таблице 5:

Таблица 5

Время	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
Через 2 часа	Массовая доля воды	%	2,78	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	2829	ГОСТ 21534-76
Через 4 часа	Массовая доля воды	%	0,56	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1316	ГОСТ 21534-76

На рисунках 4.1, 4.2, 4.3 изображена проба эмульсии спустя 2, 4 и 6 часов отстоя соответственно.



Рисунок 4.1 – Эмульсия + Л-1046 с дозировкой 40 г/т после 2 часов отстоя

Рисунок 4.2 – Эмульсия + Л-1046 с дозировкой 40 г/т после 4 часов отстоя

Рисунок 4.3 – Эмульсия + Л-1046 с дозировкой 40 г/т после 6 часов отстоя

5. Результаты испытаний эмульсии (сырая нефть)

5.1 Определение исходных данных эмульсии (сырая нефть)

Таблица 6

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
1	Плотность при 20°C	кг/м ³	843,0	ГОСТ 3900-85
2	Массовая доля воды	%	16,0	СТ РК ИСО 10336-2004
3	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	21994	ГОСТ 21534-76

5.2 Результаты испытания эмульсии (сырая нефть) при воздействии коагулянта «UNI-FLOCK»

Этап №1. К исследуемой пробе эмульсии добавили коагулянт «UNI-FLOCK», процент подачи коагулянта составил 0,5%, перемешали в течение 5 минут, наблюдали за процессом в статических условиях при заданных условиях.

Установленное наблюдение в течение 6 часов показало, что межфазное разделение эмульсии на нефть и воду произошло после 2 часов отстаивания. Объем отделившейся воды составил примерно 10 см³, при этом степень обезвоживания нефти с увеличения продолжительности времени отстаивания не изменилась.

По истечении 2 и 4 часов в верхней части слоя эмульсии определялось содержание хлористых солей и остаточной воды. Результаты приведены в таблице 7:

Таблица 7

Время	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
Через 2 часа	Массовая доля воды	%	0,50	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1529	ГОСТ 21534-76
Через 4 часа	Массовая доля воды	%	0,42	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1137	ГОСТ 21534-76

На рисунках 5.1, 5.2, 5.3 изображена проба эмульсии спустя 2, 4 и 6 часов отстоя соответственно.



Рисунок 5.1 – Нефть сырая +
0,5% коагулянта после
2 часов отстоя

Рисунок 5.2 – Нефть сырая +
0,5% коагулянта после
4 часов отстоя

Рисунок 5.3 – Нефть сырая +
0,5% коагулянта после
6 часов отстоя

Этап №2. К исследуемой пробе эмульсии добавили коагулянт «UNI-FLOCK», процент подачи коагулянта составил 1,0%, перемешали в течение 5 минут, наблюдали за процессом в статических условиях при заданных условиях.

Установленное наблюдение в течение 6 часов показало, что межфазное разделение эмульсии на нефть и воду произошло после 2 часов отстаивания. Объем отделившейся воды составил примерно 20 - 25 см³, при этом степень обезвоживания нефти с увеличением продолжительности времени отстаивания не изменилась.

По истечении 2 и 4 часов в верхнем слое эмульсии так же определялось содержание хлористых солей и остаточной воды. Результаты приведены в таблице 8:

Таблица 8

Время	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
Через 2 часа	Массовая доля воды	%	0,76	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1725	ГОСТ 21534-76
Через 4 часа	Массовая доля воды	%	0,73	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1640	ГОСТ 21534-76

На рисунках 6.1, 6.2, 6.3 изображена проба эмульсии спустя 2, 4 и 6 часов отстоя соответственно.



Рисунок 6.1 – Нефть сырая + 1,0% коагулянта после 2 часов отстоя

Рисунок 6.2 – Нефть сырая + 1,0% коагулянта после 4 часов отстоя

Рисунок 6.3 – Нефть сырая + 1,0% коагулянта после 6 часов отстоя

Этап №3. К исследуемой пробе эмульсии добавили коагулянт «UNI-FLOCK», процент подачи коагулянта составил 2,0%, перемешали в течение 5 минут, наблюдали за процессом в статических условиях при заданных условиях.

Установленное наблюдение в течение 6 часов показало, что межфазное разделение эмульсии на нефть и воду наступило после 2 часов отстаивания. Объем отделившейся воды составил примерно 10 см³. С увеличением продолжительности времени отстаивания (до 4 и 6 часов) объем отделившейся воды увеличился и составил 25 см³.

По истечении 2 и 4 часов в верхнем слое эмульсии так же определялось содержание хлористых солей и остаточной воды. Результаты приведены в таблице 9:

Таблица 9

Время	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
Через 2 часа	Массовая доля воды	%	0,77	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1807	ГОСТ 21534-76
Через 4 часа	Массовая доля воды	%	0,72	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	1784	ГОСТ 21534-76

На рисунках 7.1, 7.2, 7.3 изображена проба эмульсии спустя 2, 4 и 6 часов отстоя соответственно.



Рисунок 7.1 – Нефть сырая + 2,0% коагулянта после 2 часов отстоя

Рисунок 7.2 – Нефть сырая + 2,0% коагулянта после 4 часов отстоя

Рисунок 7.3 – Нефть сырая + 2,0% коагулянта после 6 часов отстоя

5.3 Результаты испытания эмульсии (сырая нефть) при воздействии дезэмульгатора Л-1046

К исследуемой пробе эмульсии добавили дезэмульгатор Л-1046, с удельным расходом 40 г/тону, пробу перемешали в течение 5 минут, наблюдали за процессом в статических условиях при заданных условиях.

Установленное наблюдение в течение 6 часов показало, эмульсия остается быть устойчивой: не разрушается и не разделяется на нефть и воду, количество выделившейся воды незначительно (следы).

По истечении 2 и 4 часов в верхнем слое эмульсии определялось содержание хлористых солей и остаточной воды. Результаты приведены в таблице 10:

Таблица 10

Время	Наименование показателя	Ед. изм	Результаты испытаний	НД на метод испытания
Через 2 часа	Массовая доля воды	%	0,45	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	759	ГОСТ 21534-76
Через 4 часа	Массовая доля воды	%	0,27	СТ РК ИСО 10336-2004
	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	574	ГОСТ 21534-76

На рисунках 8.1, 8.2, 8.3 изображена проба эмульсии спустя 2, 4 и 6 часов отстоя соответственно.



Рисунок 8.1 – Нефть сырая + Л-1046 с дозировкой 40 г/т после 2 часов отстоя

Рисунок 8.2 – Нефть сырая + Л-1046 с дозировкой 40 г/т после 4 часов отстоя

Рисунок 8.3 – Нефть сырая + Л-1046 с дозировкой 40 г/т после 6 часов отстоя



Рисунок 8.4 – Нижняя часть цилиндра после 6 часов отстоя со следами воды

Выводы:

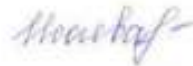
1. При воздействии коагулянта коллоидной фазы РУО «UNI-FLOCK» на процесс деэмульсации нефтяной эмульсии, содержащей в своем составе эмульгатор «Cleave», заметный положительный эффект (межфазное разделение на нефть и воду) наблюдался только при его процентной дозировки в 2,0%.

2. При воздействии коагулянта коллоидной фазы РУО «UNI-FLOCK» на процесс деэмульсации нефтяной эмульсии (сырой нефти) заметный положительный эффект (межфазное разделение на нефть и воду) наблюдался при всех его заданных процентных дозировках: 0,5%, 1,0%, 2,0%.

3. При воздействии коагулянта коллоидной фазы РУО «UNI-FLOCK» как на эмульсию, содержащую в своем составе эмульгатор «Cleave», так и на сырую нефть, при его процентных дозировках 0,5%, 1,0% и 2,0% процесс коагуляции твердой фазы не происходит.

4. При воздействии деэмульгатора Л-1046, с удельным расходом 40 г/т, как на эмульсию, содержащую в своем составе эмульгатор «Cleave», так и на сырую нефть, межфазного разделения на нефть и воду не происходит.

Инженер-химик I категории



Н.В.Исаева

Начальник НГДУ «Талаканнефть»



В.А.Парфирьев

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Справка

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 НГДУ «Талаканнефть»
 ПАО «Сургутнефтегаз»


 В.В.Быков
 « 09 » декабря 20 21 г.

СПРАВКА

После проведения опытно-промышленных работ по бурению интервалов под хвостовик на двух горизонтальных скважинах и одной наклонно-направленной скважине на Восточно-Алинского месторождения ПАО «Сургутнефтегаз» с использованием бурового раствора на углеводородной основе (РУО), в целях переработки и утилизации было вывезено на шламонакопитель НГДУ «Талаканнефть» 27,5м³ (48т) шлама (выбуренной породы), загрязнённого углеводородами (таблица 1).

Таблица 1 – Объёмы выбуренной породы

Скважина	Длина интервала хвостовика, м	Общий объем РУО*, м ³	Сброс загрязнённого РУО под утилизацию, м ³	Объём шлама, м ³	Количество шлама, т
102Гр	417	120,5	0	13,18	23,1
125Гр	389	154,5	10	12,3	21,5
128н/н	62	86,5	23	1,96	3,4
Итого	868	-	33*	27,44	48

*- объём РУО закаченного в нефтесборный коллектор с последующей переработкой на ЦППН НГДУ «Талаканнефть».

Начальник ООС
 НГДУ «Талаканнефть»

Заместитель начальника
 НГДУ «Талаканнефть»




Ю.И.Агаева

А.А.Адян

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2023664366

**Программа для расчёта количества вводимых
компонентов регулирования параметров раствора при
бурении скважин**

Правообладатель: *Парфиров Василий Анатольевич (RU)*

Авторы: *Парфиров Василий Анатольевич (RU), Закиров
Николай Николаевич (RU), Палеев Сергей Александрович
(RU)*

Заявка № **2023663839**

Дата поступления **04 июля 2023 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ **04 июля 2023 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
ВХОДНОЕ ПОТОКОВОЕ ЭЛЕКТРОННОЕ ПОДПИСЬ
Создано в системе «АИС ФПСИ» (ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА)
Подпись: **Ю.С. Зубов**, **Ю.С. Зубов**
ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА

Ю.С. Зубов

