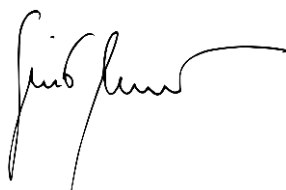


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

ИСЛАМОВ Шамиль Расихович



**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ
СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ В УСЛОВИЯХ
ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
кандидат технических наук, доцент
Мардашов Дмитрий Владимирович

Санкт-Петербург – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 ОБЗОР МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	11
1.1 Особенности глушения скважин в карбонатных коллекторах	11
1.2 Анализ мирового опыта глушения нефтяных скважин в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с контролем поглощения	14
1.3 Влияние технологических жидкостей на коллекторские свойства продуктивных пластов	40
1.4 Обобщение опыта применения жидкостей глушения скважин в осложненных условиях	42
1.5 Теоретическое обоснование использования эмульсий на углеводородной основе для глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов	44
1.6 Выводы по главе 1	48
ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	49
2.1 Методика приготовления блокирующего состава БГЭР-МК	49
2.2 Методика определения физико-химических свойств блокирующих составов БГЭР и БГЭР-МК	51
2.3 Методика определения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция»	57
2.4 Методика исследования блокирующей способности состава БГЭР-МК при моделировании трещинного коллектора	57
2.5 Методика проведения фильтрационных исследований блокирующего состава БГЭР-МК на образцах естественного керна с трещиной	61
2.6 Выводы по главе 2	67
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА БЛОКИРУЮЩЕГО ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННОГО РАСТВОРА С МРАМОРНОЙ КРОШКОЙ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	68
3.1 Подбор типа и оптимальной концентрации реагента-эмульгатора	69
3.2 Результаты определения блокирующей способности составов при моделировании трещинного коллектора и подбор типа наполнителя	74

3.3 Результаты определения физико-химических свойств блокирующих составов БГЭР и БГЭР-МК	81
3.4 Результаты проведения фильтрационных исследований блокирующего состава БГЭР-МК на образцах естественных кернов	89
3.5 Выводы по главе 3	100
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	102
4.1 Обоснование выбора технологии глушения скважин	102
4.2 Проектирование глушения скважин с применением блокирующего состава БГЭР-МК	103
4.3 Подготовительные работы к глушению скважин.....	108
4.4 Приготовление блокирующего состава БГЭР-МК в промысловых условиях.....	110
4.5 Технология проведения работ по глушению скважины с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК	111
4.6 Освоение скважины после проведения подземного ремонта.....	113
4.7 Экономическая эффективность глушения нефтяных скважин с применением блокирующего состава БГЭР-МК в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов	114
4.8 Выводы по главе 4	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	120
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	122
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения (ООО «Газпромнефть-Оренбург»).....	139
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт рассмотрения материалов кандидатской диссертационной работы (ООО «РН-Уватнефтегаз»).....	140
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Результаты определения термостабильности эмульсионных составов	143

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности

В мировом балансе от 40 до 60 % запасов нефти приурочено к карбонатным коллекторам. Ожидается, что их доля будет расти как по причине относительно низких темпов выработки запасов, так и в связи с увеличением геологических и геологоразведочных исследований нефтяных месторождений с карбонатным типом коллектора. Необходимо подчеркнуть, что в настоящее время на разрабатываемых месторождениях с таким типом коллектора проблема, связанная с ухудшением коллекторских свойств продуктивных пластов после глушения скважин перед их подземным ремонтом, проявляется весьма часто, и, в масштабах крупных нефтегазодобывающих предприятий, приводит к потере десятков тысяч тонн добычи углеводородного (УВ) сырья в год. Соответственно, на основные показатели работы скважин оказывают влияние количество проведенных операций глушения, а также тип применяемых при этом технологических жидкостей (ТЖ). В связи с этим, разработка эффективных рецептов жидкостей глушения скважин (ЖГС), позволяющих не только решить, но и предотвратить данную проблему, является актуальной.

Анализ горно-геологических условий, в которых эксплуатируются скважины, вскрывающие трещинно-поровые карбонатные коллекторы в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД), показал, что применение традиционных водно-солевых ЖГС приводит к их поглощению продуктивным пластом. При этом объемы поглощаемых ЖГС могут в несколько раз превышать объемы скважинного пространства, что неизбежно ведет к росту водонасыщенности призабойной зоны пласта (ПЗП) и, как следствие, ухудшению ее фильтрационно-емкостных свойств, длительным срокам освоения скважин и вывода их на режим эксплуатации. Нередко в данных условиях скважины и вовсе не выходят на доремонтный режим эксплуатации, в результате чего, для восстановления притока после подземного ремонта, требуется дополнительное воздействие на ПЗП.

Указанные проблемы особенно характерны для месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) с трещинно-поровым карбонатным коллектором и АНПД.

Для решения проблемы поглощения при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом предлагается множество различных блокирующих составов, однако далеко не все они в полной мере соответствуют требованиям, предъявляемым к подобного рода ТЖ, особенно в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД. В связи с этим, разработка эффективных рецептур блокирующих составов и технологий их применения перед подземным ремонтом в осложненных геолого-физических условиях разработки месторождений является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

На различных этапах развития нефтегазовой отрасли в решение проблем борьбы с поглощением ЖГС продуктивным пластом перед подземным ремонтом существенный вклад внесли отечественные и зарубежные ученые: Акимов О.В., Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Глущенко В.Н., Демахин С.А., Здольник С.Е., Зейгман Ю.В., Зозуля Г.П., Кендис М.Ш., Конесев Г.В., Магадова Л.А., Мусабиров М.Х., Орлов Г.А., Петров Н.А., Позднышев Г.Н., Рогачев М.К., Рябоконь С.А., Силин М.А., Стрижнев К.В., Телин А.Г., Токарев М.А., Токунов В.И., Binks V.P., Bridges K.L., Caenn R., Chesser V.G., Meehan D.N., Rylance M., Warren F.P. и другие.

Цель диссертационной работы

Повышение эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и аномально низких пластовых давлений.

Идея работы

Поставленная цель достигается путем применения блокирующих составов, предотвращающих поглощение технологических жидкостей продуктивным пластом за счет использования разнофракционного минерального наполнителя.

Задачи исследований:

1. Проанализировать мировой опыт технологий глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов с контролем поглощения ТЖ продуктивным пластом.

2. Разработать блокирующий состав для повышения эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД.

3. Исследовать физико-химические, реологические и фильтрационные свойства разработанного блокирующего состава.

4. Исследовать блокирующую способность разработанного состава в сравнении с наиболее распространенными ЖГС при моделировании трещин разной степени раскрытости в условиях различных перепадов давлений.

5. При моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин оценить потенциальное влияние разработанного блокирующего состава на фильтрационные характеристики ПЗП и эффективность их восстановления.

6. Обосновать технологию глушения и последующего освоения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД с применением разработанного блокирующего состава.

7. Оценить ожидаемую технологическую и экономическую эффективность от реализации разработанной технологии глушения нефтяных скважин.

Научная новизна работы:

1. Установлена зависимость изменения седиментационной устойчивости блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора (БГЭР), представляющего собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную реагентом-эмульгатором, который является смесью продуктов реакции аминов и аминоспиртов с жирными кислотами, с разнофракционным минеральным наполнителем на основе карбоната кальция

– мраморная крошка (БГЭР-МК), от соотношения водной/УВ фаз и концентрации наполнителя.

2. Установлен механизм формирования разработанным составом БГЭР-МК непроницаемого блокирующего экрана, заключающийся в создании на входе в трещину гидродинамического затвора за счет арочного эффекта разнофракционной мраморной крошки, прочность которого зависит от фракционного состава наполнителя, степени раскрытости трещины и действующего на него перепада давления.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Разработан (патент РФ №2736671) блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой (БГЭР-МК) для применения при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД (Приложение А).

2. Разработана технология глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК. Даны рекомендации по последующему освоению скважин после подземного ремонта.

3. Разработаны и внедрены инструкции по проведению контроля параметров блокирующих составов, используемых при глушении нефтяных и газовых скважин, на объектах ООО «Газпромнефть-Оренбург» (Приложение Б).

4. Предложенная рецептура блокирующего состава БГЭР-МК и технология его применения при глушении скважин рекомендованы к внедрению на месторождениях компании ООО «РН-Уватнефтегаз» (Приложение В).

5. Разработана методика оценки блокирующей способности и фильтрационных свойств ТЖ при моделировании процесса глушения и освоения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД.

б. Разработаны программы для ЭВМ с целью подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещинно-порового коллектора (№2020616170), а также для расчета основных параметров ЖГС при подземном ремонте (№2020615706), с возможностью их использования на промысле (Приложение Г и Д).

Методология и методы исследований

Работа выполнена в соответствии со стандартными методами теоретических и экспериментальных исследований (определение плотности, термостабильности, вязкости, коррозионной активности и др.), а также с применением специально разработанных экспериментальных методик (оценка седиментационной устойчивости, определение блокирующей способности и др.). Обработка всех полученных экспериментальных данных проведена с использованием методов математической статистики.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанный блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор, представляющий собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную реагентом-эмульгатором, являющимся смесью продуктов реакции аминов и аминоспиртов с жирными кислотами, с разнофракционным минеральным наполнителем на основе карбоната кальция (мраморная крошка), является термостабильной и седиментационно устойчивой технологической жидкостью, которая рекомендуется к применению в качестве блокирующей жидкости глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и аномально низких пластовых давлений.

2. Применение в блокирующем составе разнофракционной мраморной крошки способствует формированию на входе в трещины карбонатных пород-коллекторов непроницаемого блокирующего экрана, предотвращающего поглощение жидкостей глушения и способствующего сохранению фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

Достоверность полученных результатов работы подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного высокотехнологичного оборудования лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета, высокой сходимостью расчетных величин с экспериментальными данными, воспроизводимостью полученных результатов.

Апробация результатов

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались и обсуждались на международных и всероссийских научно-технических конференциях, форумах и симпозиумах, в том числе: научной студенческой сессии горняков (Польша, г. Краков, Горно-металлургическая академия им. Станислава Сташица, 2017 г.); международной конференции «Freiberg-St.Petersburg Colloquium of Young Scientists» (Германия, г. Фрайберг, Фрайбергская горная академия, 2018 г.); Российско-Британском сырьевом диалоге (Великобритания, г. Лондон, ИОМЗ, 2018 г.); международном инженерном симпозиуме (Азербайджан, г. Баку, АГУНП, 2019 г.); международном молодежном научно-практическом форуме «Нефтяная столица» (Россия, г. Ханты-Мансийск, Правительство ХМАО – Югры, 2019 г.); международном конкурсе докладов молодых ученых Института материалов, минералов и горного дела (ИОМЗ) (Россия, г. Санкт-Петербург, СПбГУ, 2019 г.); VI форуме будущих лидеров Мирового нефтяного совета (Россия, г. Санкт-Петербург, СПбГУ, 2019 г.); международном научно-техническом и инвестиционном форуме по химическим технологиям и нефтегазопереработке «Нефтехимия-2019» (Беларусь, г. Минск, БГТУ, 2019 г.); Российско-Германском сырьевом форуме (Россия, г. Санкт-Петербург, СПбГУ, 2019 г.); семинаре в рамках образовательного проекта «ENERGENIOUS» (Норвегия, г. Ставангер, Университет Ставангера, 2020 г.).

Публикации

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 12 печатных работах, в том числе в 2 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), в 5 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus; получен 1 патент на изобретение и 2 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, включающего 131 наименование. Материал диссертации изложен на 151 странице машинописного текста, включает 37 таблиц, 44 рисунка и 6 приложений.

Автор выражает благодарность: научному руководителю, доценту Мардашову Дмитрию Владимировичу; заведующему кафедрой РНГМ СПГУ профессору Рогачеву Михаилу Константиновичу; Никитину Марату Николаевичу, Мартину Райлансу, Исламову Равилю Расиховичу и коллективам компаний: ООО «РН-Уватнефтегаз» (г. Тюмень), «БиПи Эксплорейшн Оперейтинг Компани Лимитед» (г. Москва) и ООО «Газпромнефть-Оренбург» (г. Оренбург). Отдельная благодарность за помощь и советы Бондаренко Антону Владимировичу, Григорьеву Алексею Сергеевичу и Милич Йоване, а также всем другим членам кафедры РНГМ СПГУ.

ГЛАВА 1 ОБЗОР МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО- ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

1.1 Особенности глушения скважин в карбонатных коллекторах

В настоящее время одним из направлений повышения добычи нефти в России является вовлечение в активную разработку нефтяных залежей, приуроченных к низкопроницаемым карбонатным коллекторам. В мировом балансе от 40 до 60 % запасов нефти приурочено именно к такому типу коллектора. В связи с увеличением геологических и геологоразведочных исследований карбонатных пород можно ожидать, что эта доля будет расти в дальнейшем [38, 99].

Для карбонатных коллекторов характерно наличие трещиноватости [42]. Трещины в породе могут быть образованы в результате тектонических процессов при образовании геологических разломов и складок в карбонатных пластах [3]. Такие трещины называются естественными. Также трещины бывают техногенного происхождения, образованные в результате проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и соляно-кислотной обработки (СКО) [51, 106].

Естественная и техногенная трещиноватости повышают коэффициент продуктивности скважины, что обеспечивает повышение дебита скважин по нефти. Однако с другой стороны трещины могут создавать дополнительные проблемы, связанные с их прорывом в водоносный пласт или в вышерасположенную газовую шапку, притягивая к скважинам воду и газ. Также они могут способствовать поглощению жидкости глушения пластом при проведении текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС) [3, 100].

В результате теоретического исследования работ, связанных с описанием структур и свойств карбонатных коллекторов, были выделены характерные особенности, влияющие на успешность глушения скважины, представленные на рисунке 1.1 [5, 18].

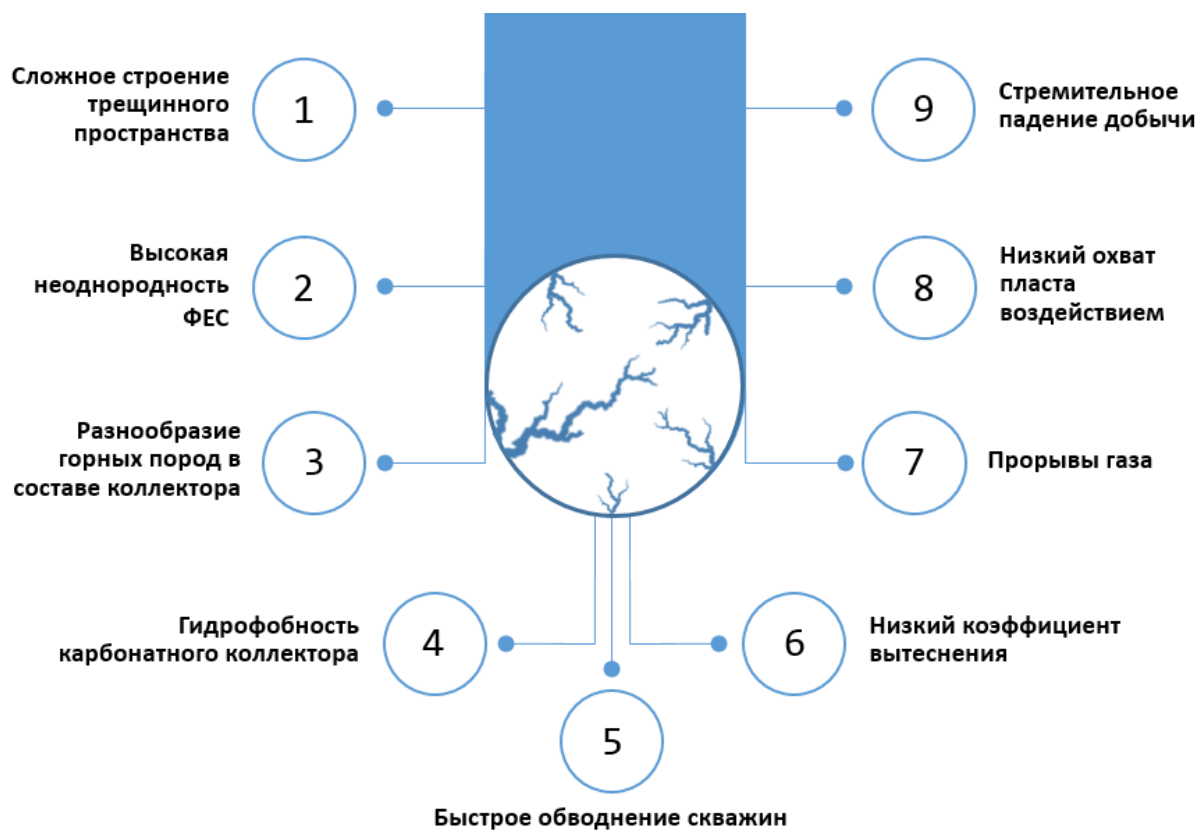


Рисунок 1.1 – Факторы, влияющие на успешность процесса глушения скважин

При расчетах технологических параметров процесса глушения скважин необходимо учитывать все вышепредставленные факторы.

В процессе глушения скважин ТЖ взаимодействуют с продуктивными пластами, соответственно, любая отличающаяся от пластовой жидкость потенциально может оказать негативное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов. Сохранение ФЕС в ПЗП является важным фактором для последующего сохранения продуктивности скважины [38].

Таким образом, можно выделить следующие основные причины ухудшения ФЕС: коагуляция твердыми частицами, набухание пластовых глин, изменение смачиваемости пород, образование водного барьера, эмульсионного блока и нерастворимого осадка, а также парафиновое или битумное засорение.

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что ухудшение ФЕС ПЗП зависит не только от геологических характеристик пласта, но и от

технических параметров глушения и ТЖ, применяемых при подземном ремонте. Согласно этому, ТЖ подбирается таким образом, чтобы минимизировать любое негативное влияние на ПЗП [45, 54, 81].

В ходе теоретических исследований было выявлено, что все ТЖ для глушения нефтяных и газовых скважин можно классифицировать следующим образом (рисунок 1.2) [9, 11, 14, 15, 54, 111].



Рисунок 1.2 – Категории технологических жидкостей глушения скважин

Выбранная для проведения работ ТЖ должна удовлетворять требованиям, представленным на рисунке 1.3 [6, 11, 38, 54].

Целесообразным требованием является возможность регулирования свойств жидкости глушения в широких пределах. Также последующее восстановление характеристик ТЖ с целью их повторного применения позволяет значительно снизить затраты на химические реагенты и сократить время их приготовления [11, 38, 45, 54].

В заключение можно сказать, что процесс глушения скважин в карбонатных коллекторах должен осуществляться таким образом, чтобы продуктивность скважины оставалась на том же уровне, что и до проведения работ, или же восстанавливалась за минимальный период времени. В связи с этим, при выборе ТЖ нужно уделять внимание не только вышеописанным технологическим факторам и геологическим характеристикам пласта-

коллектора, но и экономической рентабельности технологии, а также соответствию требованиям экологичности и безопасности.

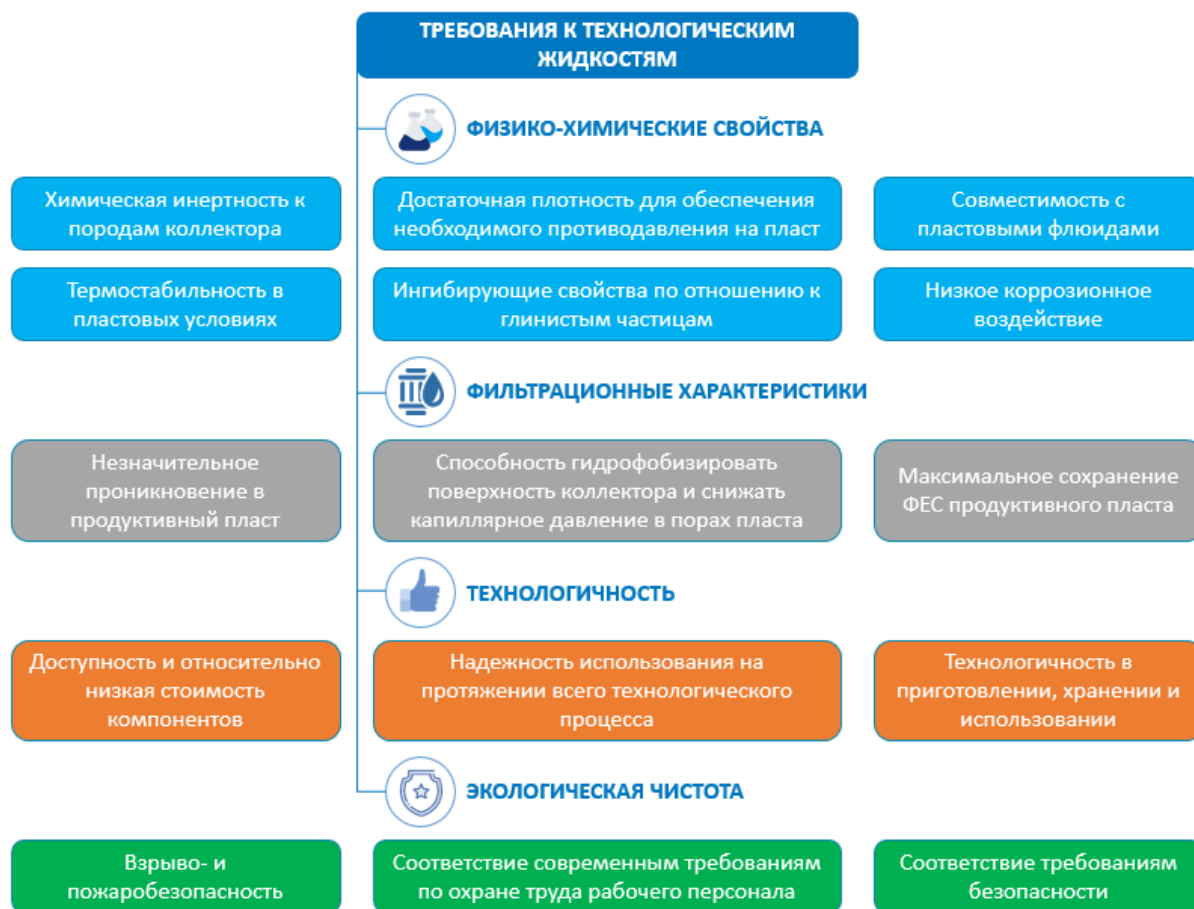


Рисунок 1.3 – Требования, предъявляемые к свойствам технологических жидкостей

1.2 Анализ мирового опыта глушения нефтяных скважин в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с контролем поглощения

В рамках проведения анализа мирового опыта глушения нефтяных скважин в трещинно-поровых коллекторах с контролем поглощения были проанализированы патенты РФ по базе Федерального института промышленной собственности (1996-2020 гг.), зарубежные патенты (1991-2020 гг.), российские и зарубежные периодические издания (1995-2020 гг.), научно-техническая литература (1996-2020 гг.), а также другие источники (рисунок 1.4).

Некоторые составы ЖГС не принимались во внимание из-за своей многокомпонентности, сложности в приготовлении, связанной с необходимостью точной дозировки реагентов. Вся эта совокупность

недостатков нередко делает применение способов и составов технологически и экономически неэффективными.



Рисунок 1.4 – Доля проанализированных источников литературы

1.2.1 Отечественный опыт

Анализ отечественного опыта глушения нефтяных скважин с контролем поглощения позволил выделить два основных способа снижения поглощения в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с пониженными и АНПД [47]: повышение вязкости ТЖ и применение в ТЖ эффективных закупоривающих наполнителей, создающих малопроницаемую фильтрационную корку. Для реализации этих двух направлений можно выделить 4 типа блокирующих составов, представленных на рисунке 1.5.

При этом следует отметить, что не существует единственного подхода и способа снижения поглощения ЖГС [28]. Также есть опыт одновременного применения нескольких способов ограничения поглощения ТЖ на скважинах, где ранее проводились ГРП и СКО [64, 67].

В работах [31, 34, 66, 68] отмечается, что эффективная вязкость блокирующих эмульсионных и полимерных составов не должна превышать 400 мПа·с из-за ограничений в части технологического оборудования по закачке в скважину. Повышенные значения вязкости таких составов обеспечивают снижение их фильтрации в условиях проницаемости не более

1 мкм² и при репрессиях не более 5 МПа. ЖГС на УВ основе, а именно обратные эмульсии (ОЭ), позволяют сохранить смачиваемость в гидрофильных коллекторах.

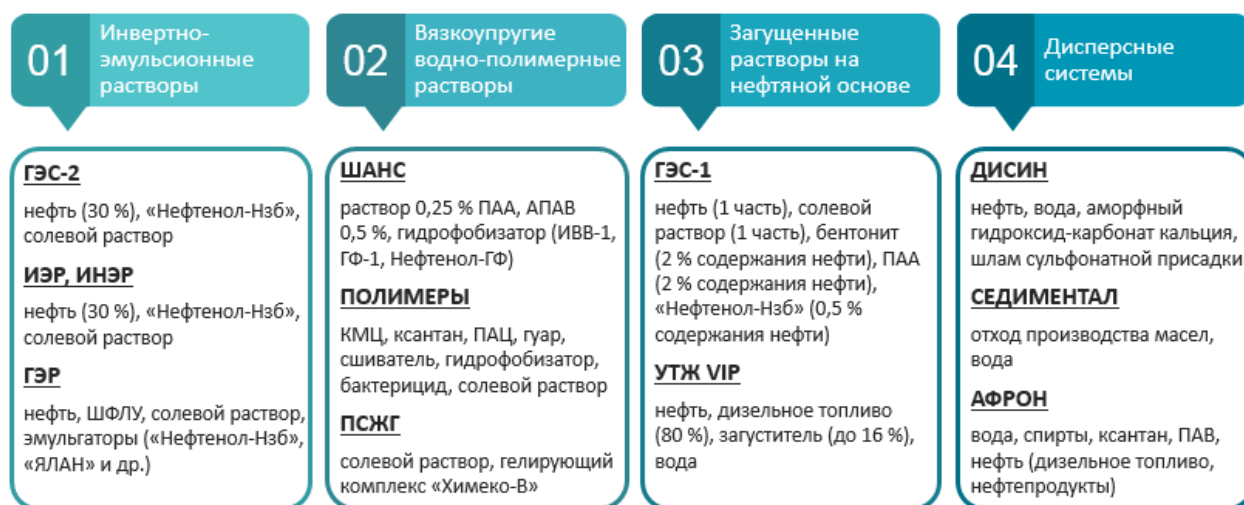


Рисунок 1.5 – Основные типы блокирующих составов

Для глушения нефтяных скважин, вскрывающих пласты с высокими значениями коэффициентов проницаемости, в которых проводились ГРП и СКО, а также наличием целевых фильтров, предлагается применять суспензионные блокирующие составы [127], выдерживающие высокие репрессии.

В компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» имеется опыт применения суспензионных блокирующих ЖГС с минеральным наполнителем – микрокальцитом, которые показали высокую эффективность, о чем свидетельствуют статистические данные о снижении поглощения раствора с 90 до 9 м³ на скважину [33]. Несмотря на очевидные преимущества данной технологии из-за риска отложений карбонатных солей в системе сбора нефти возникла необходимость совершенствования технологии. Было предложено в качестве минерального наполнителя использовать галит, т.е. суспензию твердого галита (соль поваренная) в загущенных солевых растворах (NaCl, CaCl₂) с саморазрушающейся твердой фазой [2]. Для стабилизации суспензии твердого галита используются загущающие полимеры – ксантан (9 кг/м³) и полианионная целлюлоза (3 кг/м³). Главное преимущество технологий с использованием галита заключается в способности частиц растворяться при

промывке скважины водой перед запуском электроцентробежного насоса или при контакте с обводненной продукцией после запуска насоса, что позволяет минимизировать риск кольтматации ПЗП. Данная технология была успешно применена в более чем 2000 скважинах в дочерних обществах компании ПАО «Роснефть» [2, 31].

Технология глушения с применением различных наполнителей заключается в создании малопроницаемой фильтрационной корки, которая предотвращает поглощение ЖГС продуктивным пластом за счет правильно подобранного фракционного состава, закупоривающего все трещинно-поровое пространство на входе в трещину в ПЗП. Правильность подбора важна из-за риска проникновения в ПЗП мелких частиц наполнителя, что может привести к снижению коэффициентов проницаемости и, соответственно, к осложнениям при выводе скважины на режим эксплуатации. В свою очередь, более крупные частицы наполнителя не могут образовать фильтрационную корку, соответственно, фильтрат проникает в продуктивный пласт и не происходит предотвращение поглощения в него ЖГС. Таким образом, рекомендуется использовать в блокирующих составах ЖГС разнофракционные наполнители, механизм действия которых представлен на рисунке 1.6.

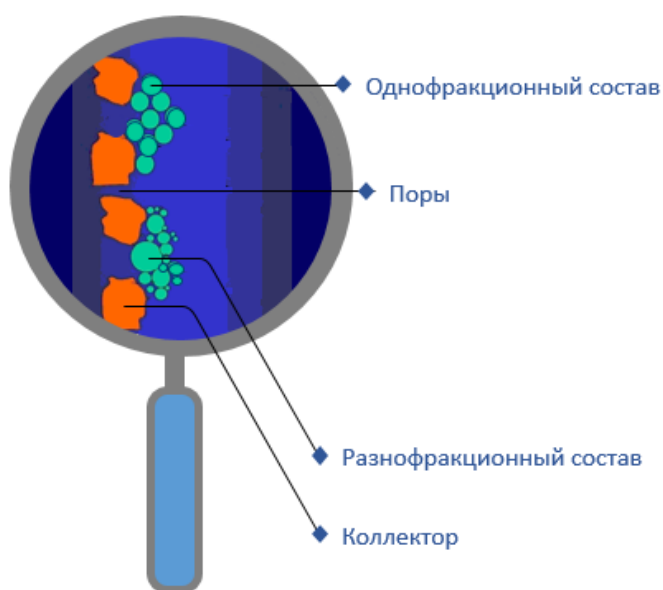


Рисунок 1.6 – Схема механизма формирования фильтрационной корки при применении наполнителей в жидкостях глушения скважин

В таблице 1.1 представлен перечень наполнителей, наиболее пригодных для использования в условиях трещинного коллектора, из которых наиболее дешевым является «галит». Кроме того, данный наполнитель обладает достаточно широким диапазоном фракционного состава, что в условиях трещинного коллектора актуально, поскольку согласно [17] раскрытость трещин может составлять от единиц до сотен микрометров (по данным Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института 85 % трещин обладают раскрытостью 10-30 мкм). В некоторых случаях отмечается наличие единичных, преимущественно вертикально-ориентированных, трещин раскрытостью до 10-18 мм.

Таблица 1.1 – Перечень наполнителей, наиболее пригодных для использования в условиях трещинно-порового коллектора

Наименование наполнителя	Краткая характеристика и фракционный состав	Средняя стоимость одной тонны наполнителя, тыс.руб. (на 2020 г.)
Концентрат «минеральный галит» (ТУ 2111-004-00352851-05), тип С	Концентрат «минеральный галит» предназначен для использования в качестве противогололедного материала, для подготовки и очистки воды, применяемой в технических целях, для приготовления буровых растворов, производства хлора и каустика, и других технических целей. Тип С (до 4,5 мм включительно – не менее 85 %, более 4,5 мм – не более 15 %). Фракционный состав может составлять более 40 мм. Основная доля кристаллов (около 74 %) имеет размер до 0,5 мм.	3-4
Мраморная крошка (ТУ 5716-001-56390243-2015)	Мраморная крошка – это сыпучий материал, получаемый в результате дробления мрамора, с размером зерен от 0,2 до 5 мм. Классификация мраморной крошки по фракционному составу начинается с 0,2 мм и завершается 3 мм. Фракционированная мраморная крошка выпускается с шагом фракций 0,5 мм: 0,2-0,5; 0,5-1; 1-1,5; 1,5-2; 2-2,5. Размер фракции может достигать 10-20 мм.	5-7
Микрокальцит (ТУ 5743-003-39929736-2013)	Микрокальцит – иначе мрамор молотый или микромрамор. Благодаря уникальным физико-химическим показателям микрокальцит – высококачественный минеральный наполнитель. Микрокальцит – наиболее экологичный материал. Он химически нейтрален, негорюч и имеет низкие показатели водопоглощения. Микрокальцит представляет собой порошкообразное вещество. Отличается от песка более тонким помолом. Как правило имеет белый, серый или желтый цвет. Добывается на мраморных карьерах путем измельчения мрамора до фракции от 1 до 500 мкм.	2-6

Продолжение таблицы 1.1

	Подразделяется на фракции путем классификации по крупности зерен. Микрокальцит подразделяют на следующие фракции (мкм): 2; 5; 10; 40; 60; 80; 100; 160; 315; 500. Фракционный состав начинается с 0,002 мм и завершается 0,63 мм.	
Алюмосиликатные микросферы (ТУ 5717-580-39124899-2015)	Ценность алюмосиликатных микросфер определяется тем, что они обладают уникальными свойствами и являются перспективным наполнителем для композиционных материалов. При добавлении микросфер в композицию происходит снижение ее плотности. В нефтегазовой промышленности применяется как добавка к буровым растворам для скважин различного назначения, при производстве облегченных тампонажных смесей [86], жидкостей для глушения нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, для приготовления адсорбентов, предназначенных для очистки воды от нефти и нефтепродуктов. Фракционный состав до 500 мкм.	20-50
Другие наполнители (водонабухающие полимерные материалы, волокнистые добавки и т.д.)	<p><i>Полиэкспан</i> – композиция полимеров, армирующих и модифицирующих добавок. Обладает высокой адгезией к поверхности пород. Применяется для водоизоляционных работ. Образовывает прочные гели при контакте с водой уже через 3 минуты. Полный процесс гелеобразования составляет не более 60 минут. Реагент увеличивается в объеме более чем в 10-20 раз.</p> <p><i>Полиблок</i> – водоизолирующий и закупоривающий химически сшитый полимерный материал с размером гранул от 0,1 до 5 мм, отличается замедленным набуханием в воде. Реагент может транспортироваться в глинистом растворе и в УВ жидкостях.</p> <p><i>Политан</i> – полимер, водоизолирующий реагент. С низкой вязкостью и высокой проникающей способностью, характеризующийся высокой адгезией к горным породам и металлу. При контакте с водой отверждается с кратным увеличением объема за счет газа выделяющегося при реагировании.</p> <p><i>Полиплаг</i> – состоит из волокнистых и чешуйчатых материалов органического происхождения, зернистых минеральных наполнителей и полимерных модификаторов природного и синтетического происхождения. Оказывает минимальное воздействие на реологические свойства. Содержание волокнистой части – более 70 %. Размер гранул: 6А – остаток на сите 1,35 мм – 50 %; Б30 – менее 30 мм; Б10 – остаток на сите 10 мм – 49 %. Растворимость в 15 % растворе HCl – не менее 30 %.</p> <p><i>Полифибр</i> – модифицированное полимерное волокно (диаметр 20 и 22 мкм, длина – 6 и 12 мм, соответственно). Создает первичный каркас для удержания более мелких наполнителей.</p>	<p>Полиэкспан – 300; Полиблок – 32; Полиплаг – 35-118; Полифибр – 304,0; КФ-0,63, 2, 5, 10 – 42</p>

Анализ отечественного опыта глушения нефтяных скважин, в которых ранее проводились ГРП или СКО, показал, что «щадящее» глушение является наиболее экономически целесообразным решением. Технология заключается в поэтапной закачке одной-двух блокирующих пачек, где в качестве первой пачки могут использоваться основные типы блокирующих составов (см. рисунок 1.5), с целью предотвращения поглощения ЖГС и изменения ФЕС пород-коллектора [59]. В качестве второй пачки применяют сшитые полимерные системы – «жидкие пакеры», устанавливаемые на всю зону перфорации с целью предотвращения газонефтеводопроявления (ГНВП) [31].

Из проанализированных литературных данных следует, что наиболее предпочтительными блокирующими составами являются структурированные УВ системы, которые могут дополнительно вмещать кислоторастворимые твердые наполнители [48]. В послеремонтный период при этом может потребоваться проведение дополнительных кислотных обработок для удаления наполнителя. Однако в случае применения щадящих эмульсионных составов существует вероятность создания блокирующего экрана с недостаточной для удерживания газа прочностью. Альтернативой в данном случае может являться применение гелеобразующих составов [61] с наполнителями. Одним из направлений снижения плотности и фильтрации обратных эмульсий и полимерных растворов является наполнение их алюмосиликатными микросферами с концентрацией до 30 % масс. [17].

Результаты многочисленных наблюдений операций по глушению скважин различными типами растворов позволяют расположить их по убывающему негативному воздействию на ПЗП в следующем порядке: ОЭ; пластовые воды + поверхностно-активные вещества (ПАВ); пластовые воды + ПАВ + полиакриламид; водные растворы солей хлористого кальция или натрия + ПАВ и без ПАВ. Отечественные промысловые данные результатов глушения обратными эмульсиями свидетельствуют о сохранении фильтрационных свойств ПЗП в послеремонтный период [17, 75].

Если говорить об их технологических характеристиках ОЭ, то следует упомянуть о реологических свойствах и устойчивости. На эти характеристики оказывает влияние соотношение УВ и водной фаз, их состав, а также тип и концентрация реагента-эмульгатора, методология и порядок приготовления и др. Кроме седиментационной устойчивости для обоснования выбора состава также необходимо учитывать стабильность в динамических условиях. Для сохранения агрегативной устойчивости необходимо, чтобы ОЭ обладали определенным предельным напряжением сдвига. При этом эксплуатационные характеристики определяются на основе начальной деформации сдвига. ОЭ, особенно высококонцентрированные, при различных типах течения могут разрушаться, что еще раз свидетельствует о важности их устойчивости в динамических условиях.

Таким образом, активное исследование и развитие существующих и перспективных ОЭ для использования в качестве ЖГС должно занимать важную роль при внедрении новых технологий [34, 52].

С целью уменьшения интенсивности поглощения ЖГС на водной основе их традиционно загущают различными полимерами. Широкий спектр водорастворимых полимеров полисахаридной (крахмалы), карбоксиметилцеллюлозной, полиакриловой, полиакриламидовой основы для обработки ЖГС производит ЗАО «Полицелл» [17, 75]. Одним из распространенных направлений в глушении скважин является применение вязко-упругих составов, «сшитых» поливалентными металлами полимеров, преимущественно полисахаридной основы. Это обеспечивает надежное экранирование ПЗП от интенсивного проникновения водного фильтрата. В то же время у данных технологий есть ряд недостатков, одним из которых является сложная последовательность технологических операций и трудоемкость их проведения [1].

Еще одним недостатком полимерных блокирующих составов является необходимость применения деструкторов.

Деструкторы можно использовать двумя способами: совместно с ЖГС во время ПРС или индивидуально после ПРС.

Первый способ заключается в контакте деструктора со всем объемом ЖГС, его полной деструкции и, соответственно, высоким коэффициентом восстановления проницаемости. Для эффективной борьбы с поглощением раствора в работе [113] в качестве замедлителя описывается полигликолевая кислота. Как недостаток данного способа можно выделить невозможность замедления разжижения ЖГС на срок более 2 суток [33].

Второй способ не зависит от времени работ и обеспечивает контроль поглощения на протяжении всего ПРС [60]. Однако, следует помнить об адсорбционных свойствах полимеров и различии реологических свойств ЖГС и деструкторов, которые делают разрушение невозможным, и соответственно, продуктивность частично теряется из-за снижения коэффициента проницаемости [33].

При проведении процесса глушения скважин, эксплуатирующих два и более объекта с высокопроницаемыми трещинами ГРП [61], либо с высокой степенью кавернозности продуктивного коллектора и АНПД с целью борьбы с поглощениями и ГНВП наиболее распространенным является введение в блокирующий состав дисперсных понизителей фильтрации, из которых наиболее приемлемым является специально фракционированный мел [72]. По зарубежным данным средний размер дисперсных частиц в ЖГС должен составлять $1/3$ среднего размера пор продуктивного коллектора с их концентрацией не менее 5 % об. Твердые частицы могут быть представлены NaCl , $\text{Ca}(\text{OH})_2$ или CaCO_3 . В качестве стабилизатора используют водорастворимые полимеры: крахмал, гидроксипропилгуар, гидроксипропилцеллюлозу и др. [17, 75].

Для предотвращения долговременной закупорки пор пласта, обычно, используют карбонат кальция (CaCO_3), поскольку частицы карбоната можно удалить путем кислотной обработки [59]. К сожалению, скорость диффузии кислоты к закупоривающим частицам будет медленной, потому что

карбонатный раствор загущен. Даже после того, как кислота диффундирует через загущенную жидкость, основная часть кислоты будет потрачена на доломитовый пласт, прежде чем очередь дойдет до растворения частиц.

В работе [87] описан опыт применения эмульсионного суспензионного гидрофобного состава с большим спектром наполнителей для горизонтальных открытых стволов.

С технологической точки зрения интересен способ глушения скважин [56], заключающийся в спуске на забой полимерных стержней, в частности из метилцеллюлозы, которые дополнительно включают кристаллический газовыделяющий агент: карбид кальция, нитрит натрия и др. Это обеспечивает быстрое гелирование скважинной воды напротив интервала перфорации при одновременном упрощении и удешевлении процесса глушения. Однако, время растворения стержня из метилцеллюлозы велико, что ведет к замедлению образования гелеобразующего состава для глушения скважины [54].

Одной из перспективных ЖГС является состав на УВ основе «УТЖ VIP» НПО «Бурение». Данный состав обладает способностью к интенсивному загущению с ростом температуры [75]. Опыт применения данной технологии свидетельствует о снижении поглощений ЖГС и сокращении сроков освоения объектов без дополнительного воздействия на ПЗП в послеремонтный период.

Довольно эффективно показала себя технология глушения с использованием мицеллярной дисперсии «ДИСИН» [85], которая позволяет создать в ПЗП непроницаемый барьер, удаляемый УВ, а остатки – растворами минеральных кислот и их смесями.

В условиях высокопроницаемых пластов для глушения скважин были разработаны такие ЖГС, которые отличаются высокой вязкостью и низкими фильтрационными способностями, например, полисахаридная жидкость глушения (ПСЖГ) на водной или водно-солевой основе [76]. Данная ЖГС является гелем на основе модифицированных гуаров. Принцип действия ПСЖГ заключается в эффективном блокировании пор и каналов фильтрации за счет добавления сшивающих агентов, влияющих на образование сшитых

структур полимера. Недостатком данного состава является его значительное поглощение в условиях низкого пластового давления и высокой проницаемости пласта, а также последующие осложнения при выводе скважины на режим эксплуатации [50, 57].

В последние несколько лет активно ведутся исследования по разработке ЖГС, которые содержат в своем составе афроны. Афроны представляют собой микроскопические пузырьки газа, которые защищены от влияния внешней среды двухслойной оболочкой, состоящей от водно-солевого раствора и ПАВ. Главное отличие данной технологии от других заключается в отсутствии твердых наполнителей, используемых для снижения фильтрации. В свою очередь от пен афроны отличаются составом оболочки, так как пузырьки воздуха в пене защищены только мономолекулярным слоем ПАВ, а также за счет своего строения афроны являются более прочными и стабильными. Несмотря на очевидную перспективность применения ЖГС с афронами технология значительно осложнена непростым процессом внедрения и диспергирования воздушных пузырьков в водную фазу.

1.2.2 Зарубежный опыт

Зарубежный опыт глушения нефтяных скважин в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с контролем поглощения значительно отличается от отечественных технологий. В зарубежных компаниях широко применяются сшитые и водонабухающие полимерные составы для повышения вязкости ЖГС, а также технологии, связанные с образованием временной малопроницаемой фильтрационной корки и неразлагаемого барьера в ПЗП.

Повышение вязкости ЖГС

Если при уменьшении плотности ТЖ ее поглощение пластом не снижается, следует применить второй метод – повысить вязкость жидкости с помощью растворимых полимеров с высоким молекулярным весом. Эффективность этого метода зависит от гидратации и реологических характеристик полимеров. Поведение этих жидкостей почти всегда характеризуется снижением вязкости при увеличении скорости сдвига [95].

Для загущения растворов с разной степенью эффективности за рубежом применяются самые разные природные, полусинтетические и синтетические полимеры с длинной цепью [128]. Во всех случаях начальная вязкость после добавления полимера зависит от концентрации гидратированного полимера. При этом экспоненциального повышения вязкости и сопротивления течению при заданной концентрации можно добиться путем поперечной сшивки молекул полимера в растворе. Во многих случаях для такой сшивки регулируется рН и добавляются соли двух- или трехвалентного металла. Конечным результатом является вязкопластичный гель с очень высокой вязкостью. Эффективность применения таких гелей для борьбы с поглощением невелика, потому что молекулы полимеров обладают очень высоким сродством друг к другу и слабо притягиваются к пласту. Они могут заполнить ствол скважины, но при этом не смогут образовать малопроницаемую корку, что приводит к прорыву жидкости между гелевой пробкой и стенками скважины в пласт.

Все полимерные загустители промышленного производства имеют свои недостатки при их применении в промысловых условиях. К таким недостаткам относятся: потеря вязкости при повышении температуры; неспособность к гидратации при повышенной концентрации солей; химическое взаимодействие с ионами пластовых вод, что приводит к выпадению нерастворимого осадка [13].

Потеря вязкости с ростом температуры – это результат двух разных процессов. В одном случае вязкость снижается в зависимости от температуры, потому что при повышении температуры снижается межмолекулярное взаимодействие и, следовательно, уменьшается вязкость полимерного раствора. При понижении температуры вязкость восстанавливается. Во втором случае при повышении температуры молекулы полимера разрушаются на меньшие по размеру, которые не повышают вязкость. Потеря вязкости в результате разложения при повышенной температуре является необратимой. При проведении исследований полимерных загустителей было обнаружено,

что определенные органические амины могут оказывать стабилизирующее действие на полимеры и повышать температуру разложения до 4 °С. Принцип действия этих стабилизаторов полимеров состоит в том, что они либо удаляют растворенный кислород, являющийся основной причиной разложения полимеров, либо образуют с полимерами комплексы для повышения стабильности наиболее подверженных тепловому воздействию химических связей.

Еще один недостаток применения полимеров заключается в том, что они по сути не растворяются, а образуют коллоидные системы. Из-за размеров молекул, т.е. длины цепей, которая может превысить 0,1 мкм, они могут оказать влияние на глинистые минералы. Если полимер проникает глубоко в пласт, он может существенно снизить проницаемость, физически перекрыв просветы поровых каналов или адсорбируясь на поверхности горной породы в поровом пространстве. И в том, и в другом случае удалить полимер будет проблематично. Было испытано, с переменным успехом, немало способов разложить полимер снаружи и внутри порового пространства [97, 112, 119].

Независимо от типа, диспергированный полимер приводит к повышению вязкости в результате гидратации его молекул, их набухания или разворачивания. Для успешного протекания этого процесса необходимо достаточное количество воды для смачивания и ковалентного взаимодействия с молекулами полимера. Чем выше концентрация соли в растворе, тем меньше остается свободной воды для гидратации молекул полимера и тем больше вероятность того, что произойдет взаимодействие между солью и полимером (т.е. из раствора выпадут кристаллы соли или полимер). Таким образом, не так много полимеров могут успешно повысить вязкость растворов высокой плотности.

Чаще всего для борьбы с поглощением вязких жидкостей применяется полусинтетический полимер гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) [126]. Этот продукт выпускается в виде сухого порошка, а также в виде «активированной» дисперсии в органическом веществе, вызывающем набухание, например в

этиленгликоле [101]. Преимущество густой смеси концентрата заключается в том, что при этом снижается вероятность образования в концентрированных растворах сгустков или комков («рыбьих глаз») частично гидратированного клейкого полимера. Поскольку полимер уже диспергирован в жидкой среде и частично набух под воздействием водорастворимого органического диспергатора, вода может легко добраться и гидратировать отдельные молекулы. Менее желательный подход предусматривает диспергирование ГЭЦ в дизельном топливе (ДТ). ДТ обволакивает зерна полимера и позволяет диспергироваться в растворе, но, поскольку дизель не растворяется в воде, это не позволяет свободной воде легко добираться к молекулам полимера. Из-за этого процесс гидратации происходит очень медленно, образуются микрогели из-за того, что вода не смогла вытеснить с гранул ГЭЦ все покрывающее их ДТ. В результате получается частица диаметром 3-5 мкм с сухой сердцевиной, окруженной почти непроницаемым частично гидратированным гелем.

ГЭЦ обладает следующими преимуществами: она недорогая по сравнению с прочими полимерными загустителями; легко гидратируется в большинстве растворов промышленного производства разной концентрации; поскольку она не ионогенная, на нее оказывает слабое влияние состав соли раствора. Единственным исключением из этой универсальной растворимости являются водные растворы, содержащие цинк. При концентрации цинка от 2 до 6 % масс. ГЭЦ не гидратируется должным образом и, по сути, образует плотный гель, который плавает на поверхности раствора. Чтобы успешно диспергировать ГЭЦ в растворах плотности от 1870 кг/м³ до 1980 кг/м³, нужно либо гидратировать полимер в более тяжелом или более легком растворе и затем влить его в рабочий раствор, либо добавить достаточное количество ZnBr₂ для повышения концентрации цинка больше 6 % масс.

Один из недостатков ГЭЦ, даже в предварительно диспергированном виде, состоит в том, что она образует комки при неправильном смешивании. Для устранения этой проблемы зарубежные сервисные компании предоставляют перемешиватели, которые способны диспергировать эти

комки. Однако такое интенсивное перемешивание вызывает деградацию полимера, и поэтому необходимы более высокие концентрации ГЭЦ для достижения нужной вязкости. К тому же вязкость ГЭЦ снижается почти на половину при повышении температуры с 25 до 45 °С, следовательно, для эффективной борьбы с поглощением жидкости при стандартных температурах в стволе скважины необходимо закачивать пакки ГЭЦ очень высокой концентрации и/или в очень большом объеме.

Другие полимеры, производные целлюлозы и крахмала, оказались менее эффективными, чем ГЭЦ в большинстве случаев. Карбоксиметилцеллюлоза, например, анионогенная и, как правило, несовместима ни с какими концентрированными водными растворами, содержащими щелочноземельные металлы, такие как Ca^{2+} и Mg^{2+} , или переходные металлы как Zn^{2+} . Так называемая полианионная целлюлоза также химически несовместима с большинством ТЖ. У крахмала или производных крахмала те же ограничения по применению в растворах, как и у целлюлозы, к тому же они менее термостабильны, чем целлюлоза. Если применяются в жидкостях с твердой фазой, содержащих глинистые минералы, крахмал более пригоден, чем ГЭЦ, для контроля фильтрации из-за взаимодействия с глинистыми минералами в жидкости. Применение крахмала точно так же снижает фильтрацию в жидкостях с твердой фазой, как и в буровом растворе, путем снижения проницаемости глинистой фильтрационной корки.

Для увеличения вязкости растворов для заканчивания и ТКРС в зарубежном опыте встречаются некоторые природные полимеры. Обычно их называют смолами и их можно разделить на две категории, в зависимости от источника их происхождения. Бывают экстракты смол растительного и животного происхождения и биосинтетические смолы. Примерами растительных полимерных смол являются гуаровая и ксантановая смолы, которые применяются в качестве структурообразователей растворов. Гуаровую смолу получают из семян рожкового дерева. Химически она описывается как галактоманнан, полисахаридный полимер, состоящий из

остатков маннозы и галактозы. В своем неизменном виде гуаровая смола гидратируется только в воде, водных растворах, приготовленных из солей одновалентных металлов, или растворах с низкой концентрацией солей. В присутствии двухвалентных и трехвалентных катионов гуаровая смола либо не гидратируется, либо, если она была гидратирована ранее, может образовывать плотный, не поддающийся к прокачке гель, который иногда называют поперечно сшитым гелем. Кроме того, гуаровая смола, прошедшая механическую обработку, содержит значительное количество нерастворимого остатка, который остается в смоле в результате процесса отделения эндоспермы от шелухи и зародышей семян. В результате исследований было доказано, что эти нерастворимые остатки приводят к серьезным повреждениям пласта. Другие природные смолы обладают теми же недостатками, что и гуаровая смола [129].

Гидроксиалкирированная гуаровая смола не содержит остатки, которые обнаруживаются в немодифицированной гуаровой смоле. Они лучше растворяются в водных растворах, в том числе в насыщенном растворе солей кальция, и иногда менее чувствительны к изменению pH, что может привести к поперечной сшивке природной смолы в растворах двухвалентных металлов. Модифицированные гуаровые смолы более термостабильны, чем природная гуаровая смола. Стоит подчеркнуть, модифицированные формы гуара не могут значительно повысить вязкость растворов, если не применяются в очень высоких концентрациях, к тому же без сшивателей.

Среди различных биосинтетических смол чаще всего в промышленных условиях в ТЖ добавляется гетерополисахарид – ксантановая смола [118]. Такая смола способна легко загущать растворы, содержащие как одновалентные, так и/или двухвалентные катионы щелочных и щелочноземельных металлов. Однако, как и в случае всех полимерных загустителей, при высокой концентрации солей и ограниченном количестве свободной воды для гидратации молекул полимеров загущение затрудняется или даже не происходит. Ксантановую смолу иногда удается использовать для

загущения растворов $\text{CaCl}_2/\text{CaBr}_2$ высокой плотности и даже растворов, содержащих цинк, с применением методов больших сдвиговых усилий и предварительной гидратации. Эти методы считаются собственностью зарубежных сервисных компаний, поставляющих ТЖ, и используются ими как средства маркетинга [94].

К преимуществам биосинтетических полимеров в борьбе с поглощением относится их способность сохранять свою вязкость при повышенных температурах, к тому же они обладают, при заданной концентрации, более высокой вязкостью при низкой скорости сдвига, чем целлюлозные полимеры или природные смолы. Кроме того, эти полимеры образуют гели, которые улучшают свойства суспензий в тех случаях, когда при заканчивании или ТКРС необходимо промыть скважину. Однако при проникновении жидкости в пласт на большую глубину или в больших объемах эта вязкость при низкой скорости сдвига может привести к осложнениям при попытках вызова притока скважины [36]. Еще одним недостатком биополимеров является их повышенная подверженность бактериальному или остаточному ферментативному разложению. Для сохранения свойств загущенных растворов и предотвращения снижения эффективности борьбы с поглощением жидкости в них необходимо добавлять бактерициды в сравнительно больших количествах.

К чисто синтетическим полимерам, способным повысить вязкость жидкостей заканчивания, относятся полимеризованные акрилаты, акриламиды и различные ПАВы промышленного производства с высоким молекулярным весом. Такие полимеры обладают намного более высокой температурной стабильностью по сравнению с природными или полусинтетическими полимерами. При этом для них характерна пониженная растворимость и несовместимость с ионами двухвалентных металлов. Кроме того, из-за их сродства к поверхностям твердых тел и устойчивости к химическому и ферментативному воздействию они с трудом поддаются удалению из порового пространства пластов. Благодаря этой адсорбционности

эти продукты повышают эффективность борьбы с фильтрацией систем с твердой фазой, забивая поровое пространство фильтрационной корки.

Образование временной малопроницаемой фильтрационной корки

Добавление твердой фазы к водным растворам немного противоречит причинам, по которым в первую очередь применяются эти растворы. При этом в тех случаях, когда с фильтрацией жидкости невозможно бороться путем снижения гидростатического давления или повышения вязкости ТЖ, предпочтительным становится введение закупоривающих добавок. Временная фильтрационная корка для борьбы с фильтрацией образуется из твердых частиц, которые удаляются путем растворения (в воде, ненасыщенном растворе, кислоте или нефти) или обратным потоком скважинной продукции при пуске скважины в эксплуатацию. В качестве таких твердых частиц, как правило, используются калиброванные кристаллические соли, карбонаты металлов, тонкоизмельченная целлюлоза или нефтерастворимые смолы. Полимерные загустители также являются важным компонентом таких систем, они способствуют удержанию твердых частиц в ТЖ во взвешенном состоянии и образованию эффективной фильтрационной корки. В некоторых случаях применяются загущенные или поперечно сшитые полимеры, в надежде, что они создадут непроницаемую пробку. Они применяются с или без добавления твердых частиц для механического закупоривания [102].

Применение всех описанных выше систем основано на образовании и стабилизации наружной фильтрационной корки путем механического закупоривания пор пласта-коллектора. Закупоривание начинается с того момента, когда от двух до четырех частиц, диаметр которых составляет от одной третьей ($1/3$) до одной седьмой ($1/7$) диаметра просвета пор, пытаются одновременно проникнуть внутрь пространства поры и размещаются напротив друг друга. Присутствие полимерных загустителей помогает уплотнить закупоривающие частицы и ограничивает фильтрацию жидкости через корку благодаря адсорбции полимера на поверхности закупоривающих частиц. Адсорбированный полимер заполняет оставшееся пространство

между частицами, и его становится весьма трудно сдвинуть, разве что при очень высоком перепаде давления [130].

Использование калиброванного хлорида натрия для закупоривания ограничивается насыщенными или близкими к насыщению растворами. Помимо соли, в их рецептуру входят самые разные, почти нерастворимые, добавки, такие как лигносульфонат кальция, оксид магния и некоторые частично растворимые синтетические полимеры. Они содержат также полимерные загустители для поддержания твердых частиц во взвешенном состоянии, что способствует образованию фильтрационной корки. Когда полимерным загустителем является биосинтетический полимер, применение этих солевых систем, как правило, ограничивается любыми насыщенными растворами с плотностью в диапазоне от 1200 кг/м^3 до 1560 кг/м^3 . Если полимерным загустителем является ГЭЦ, то такая система может применяться в любом растворе при условии, что в ней достаточно свободной воды для растворения соли. Однако будет весьма трудно диспергировать калиброванную соль в растворе без добавления ПАВ-пеногасителя. Если составы для борьбы с фильтрацией на базе калиброванной соли используются в качестве пачек в ненасыщенных растворах, то необходимо использовать буферные жидкости насыщенного раствора для отделения пачек от ненасыщенных растворов с обеих сторон. После того как пачка размещена в планируемом интервале, циркуляцию ненасыщенного раствора необходимо свести к минимуму, чтобы предотвратить растворение закупоривающей соли.

Что касается ненасыщенных систем с плотностью менее 1200 кг/м^3 , то зачастую адекватно бороться с поглощением можно с помощью калиброванной соли бората натрия и кальция (природный улексит). Поскольку эта соль малорастворима в воде, она растворяется в воде медленно и дает время завершить работы по ПРС. В конечном счете, чтобы удалить этот временный блок из пласта, его промывают водой, разбавленным раствором или потоком воды при пуске скважины в эксплуатацию. Если эта соль применяется вместе с каким-либо природным полимерным загустителем,

необходимо тщательно отслеживать рН жидкости и не допускать, чтобы бораты запустили образование поперечно сшитого полимерного геля. Если такой гель образуется прежде, чем будет закачана пачка понизителя фильтрации, то она может быть непрокачиваемой.

Для борьбы с поглощением растворов плотностью от 1000 кг/м^3 до 1320 кг/м^3 довольно успешно применяются также калиброванные закупоривающие нефтерастворимые смолы [104]. Для приготовления таких систем используются органическая смола, полимер для вязкости и/или удержания твердых частиц во взвешенном состоянии и гидрофильный ПАВ для диспергирования смолы в растворе. Поскольку закупоривающие материалы на основе смол обладают низкими плотностями и плавают в любой более тяжелой жидкости, чем пресная вода, обычно пачки нефтерастворимых понизителей фильтрации на основе смол применяются в растворах плотностью не менее 1320 кг/м^3 . Нефтерастворимые смолы целесообразно применять в скважинах, добывающих нефть с низким удельным весом. Поскольку легкие нефти обладают более высокой растворяющей способностью, чем более тяжелые нефти, они лучше удаляют закупоривающие смолы при работе скважины. Если необходимо удалить смолу при циркуляции нефти, может потребоваться добавить гидрофобный ПАВ, который облегчит контакт со смолой и ее растворение.

Использование измельченных карбонатов и оксидов металлов для временной закупорки и снижения фильтрации основано на их нерастворимости в рН-нейтральной или щелочной среде, их реакционной способности и дальнейшей растворимости в кислых растворах [131]. Обычно предпочтение при выборе закупоривающего материала отдается калиброванному карбонату кальция, но при необходимости повысить плотность применяется также карбонат железа [98]. В состав понизителей фильтрации входят также оксид и карбонат магния. Типовая пачка состоит из закупоривающих частиц, структурообразователя (обычно ГЭЦ или ксантановая смола) для обеспечения несущей способности воды или водного

раствора любой плотности. Для максимального ускорения образования непроницаемой фильтрационной корки гранулометрический состав наполнителя должен быть в широком диапазоне, при этом не менее 5 % об. должны иметь диаметр не менее одной трети ($1/3$) среднего размера пор пласта-коллектора [95].

Наиболее значительным недостатком применения кислоторастворимых закупоривающих материалов является их реакционная способность менее 100 %. Содержание неактивных материалов в технических карбонатах достаточно для того, чтобы закупорить поры пласта-коллектора даже при полном растворении всего карбоната. Чтобы свести к минимуму содержание нерастворимых примесей, вместо молотого известняка лучше использовать чистый молотый мрамор. Кроме того, реакция твердых частиц карбоната с кислотой – это поверхностная реакция и поэтому требует контакта с концентрированной кислотой для достаточно высокой скорости. После установления первоначального контакта, раствор, соприкасающийся с фильтрационной коркой, становится разбавленным, и любая дальнейшая реакция регулируется и замедляется скоростью диффузии более концентрированной кислоты к поверхности частиц. Если поровое пространство полностью заполнено мелкими твердыми частицами, они могут не полностью соприкоснуться с раствором кислоты и поэтому навсегда снизить проницаемость. У карбоната железа есть еще одно ограничение: он образует студенистые оксиды при pH выше 4,5. К тому же, после того как кислота почти полностью расходовалась, любые растворенные ионы железа могут окисляться до оксидов железа, которые выпадают в осадок и образуют пробку, которую очень трудно, иногда даже невозможно удалить.

Создание неразлагаемого барьера на поверхности пласта

В том случае, если скорость поглощения не удастся снизить до приемлемого уровня, практически любые понизители фильтрации или материалы по борьбе с поглощениями становятся приемлемыми. При этом

следует отметить, что большинство материалов по борьбе с поглощениями не разлагаются под действием кислоты, растворителей или температуры. Как только они оказываются на забое и попадают в пласт, они могут навсегда снизить проницаемость призабойной зоны. Среди имеющихся материалов по борьбе с поглощениями – твердые частицы, волокнистые материалы и/или хлопья, которые образуют решетчатую сеть, улавливают твердые частицы определенного гранулометрического состава и, в конечном итоге образуют непроницаемый барьер. К твердым частицам относятся фенольные пластмассы, измельченная ореховая скорлупа и различные глинистые минералы. Хлопья и волокна – это измельченные ткани, целлюлозные волокна и минеральные хлопья, например слюда [13].

Другие жидкости без твердой фазы

Альтернативой воде в качестве жидкой фазы может служить растительное масло или углеводородный растворитель, т.е. растворы на углеводородной основе. Подходящим «маслом» для данного случая могут служить продукты переработки нефти, такие как ДТ или минеральное масло, различные синтетические масла, применяемые в настоящее время для приготовления ТЖ на углеводородной основе, или некоторые растительные масла. Единственной самой важной характеристикой выбираемого продукта является высокая температура вспышки и/или низкое давление насыщенных паров при рабочих температурах.

Существует два подхода использования растворов на углеводородной основе без твердой фазы [90, 92]:

- на основе чистой нефти либо модифицированной галогеном, например бромом, для приготовления жидкости с соответствующей плотностью или на основе растворителя, утяжеленного нефтерастворимым материалом;
- на основе эмульсии типа «вода/масло», в которой дисперсионной средой является УВ, а плотность обеспечивается эмульгированным водным раствором высокой плотности, который является дисперсной фазой.

Из всех чистых систем на углеводородной основе тщательно изучено только очищенное масло, утяжеленное нефтерастворимыми органическими соединениями. Компания British Petroleum получила патент [121] на систему, которая состоит из низкоароматического очищенного масла и пентабромодифенилового эфира, растворенного в нефти для получения различных плотностей. Хотя в патенте приводится описание и других возможных сочетаний масла и бромзамещенных утяжелителей, предпочтение отдается составу, описанному выше. По такой рецептуре относительная плотность может изменяться в пределах от 0,9 до 2,2. По описанию, эта система не содержит твердой фазы, не коррозионна, термостабильна и не повреждает пласты, в том числе и нефтегазовые. Как и жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин на водной основе, чистые жидкости на углеводородной основе могут быть отфильтрованы на традиционном фильтрационном оборудовании для удаления нежелательной твердой фазы.

Если у жидкостей высокой плотности довольно высокая вязкость, у жидкостей с низкой плотностью вязкость почти такая же, как у чистой нефти. Повысить вязкость в широком диапазоне плотности можно путем добавления нефтерастворимых полиизобутанов, полимеров и сополимеров акриловой и метакриловой кислот и эфиров. Для повышения термостабильности добавляются антиоксиданты, такие как вторичные ароматические амины и экранированные алкилфенолы.

Как и в случае жидкостей без твердой фазы на водной основе, поглощение жидкости в продуктивные пласты или трещины может контролироваться с помощью понизителей фильтрации и закупоривающих наполнителей, например калиброванной соли или карбоната кальция. Если необходимо гелеобразование раствора, для этого можно воспользоваться ПАВами, как те, что добавляются в жидкости гидравлического разрыва на углеводородной основе.

ЖГС на УВ основе имеют несколько преимуществ и достоинств перед

ЖГС на водной основе [115]. Во-первых, водные растворы высокой плотности подвержены повторной кристаллизации (застыванию) при относительно высокой температуре на поверхности, тогда как у сопоставимых систем на углеводородной основе температура затвердевания намного ниже. И даже если раствор в действительности может затвердеть, растворенное вещество редко кристаллизуется и затем выпадает в осадок [122]. Во-вторых, водные растворы поглощают воду как из атмосферы, так и из гидрофильных пластов, что приводит к снижению относительной плотности и к возможным осложнениям в контроле над скважиной. Растворы на УВ основе не гигроскопичны, и поэтому их плотность не снижается в результате поглощения воды [120]. В-третьих, некоторые пласты дестабилизируются водой и/или растворенными в воде солями, с помощью которых готовится ЖГС. Тем не менее, несмотря на явные и очевидные преимущества ЖГС на углеводородной основе с различной плотностью, у них есть несколько существенных ограничений [123].

К некоторым фактическим и возможным недостаткам ЖГС на УВ основе можно отнести:

- практически повсеместный запрет на аварийный или преднамеренный сброс в окружающую среду углеводородсодержащих жидкостей или загрязненных нефтью твердых отходов.
- ограниченная температурная и химическая стабильность органических соединений, применяемых для повышения плотности ЖГС на УВ основе.
- присущая токсичность галогензамещенных органических добавок, с помощью которых обычно повышается плотность УВ сред.
- очень высокая вязкость, зачастую обусловленная высокой концентрацией растворенных органических веществ в УВ растворах.
- коррозионность продуктов разложения кислот галогензамещенных органических соединений, применяемых как утяжелители (в особенности HBr из бромзамещенной органики) в силу температурной нестабильности.

- большая вероятность наличия галогенов (из растворенных утяжелителей), способных нейтрализовать катализаторы нефтеперерабатывающих заводов, даже в малых концентрациях [105].

Другие зарубежные технологии глушения нефтяных скважин

Стоит уделить внимание еще двум технологиям глушения нефтяных скважин, удовлетворяющих осложненным условиям ВУНГП:

- «Diaseal M» компании Chevron-Phillips LP;
- «M-Fiber» компании MI SWACO.

Состав «Diaseal M» формирует барьер за короткое время, стремительно отдавая воду в зоне наибольшей фильтрации, закупоривая трещины. Данная технология прошла испытания в условиях Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, где неоднократно возникала проблема с глушением скважин перед ПРС (скважины неоднократно поглощали такие жидкости глушения, как полимерные растворы, меловые растворы, рассолы, насыщенные ракушечником и другими наполнителями). Применение в блокирующих пачках продукта «Diaseal M» решило проблемы с поглощением. Однако при этом нет данных по результатам выхода скважин на режим и восстановления дебитов по нефти [32]. Стоит отметить, что данный материал:

- совместим с любыми типами ТЖ;
- выполняет свои функции вне зависимости от забойных условий;
- можно использовать с другими наполнителями.

Блокирующий состав «M-Fiber» на основе волокнистой добавки (длина волокон 6 мм) предназначен для глушения скважин в трещинных коллекторах (эффективен в трещинах раскрытостью до 5 мм) при ТКРС. Рекомендованная рецептура: волокнистая добавка 16 кг/м³ + кальцинированная сода 1-2 кг/м³ + Reablock M/F 100-125 кг/м³. Концентрация Reablock M/F зависит от пластовых условий. Также возможно дополнительное применение карбоната кальция крупного помола. Данный состав обладает эффектом саморазрушения, что: избавляет от необходимости проводить кислотные

обработки призабойной зоны (ОПЗ) и позволяет снизить перепад давления при вызове притока. Помимо этого, возможно регулирование времени деструкции наполнителя, впоследствии повышается эффективность планирования ремонтных работ. К недостаткам «M-Fiber» можно отнести стоимость приготовления агента: она на порядок выше, чем у обычных составов [7].

Кроме вышеперечисленных составов, следует рассмотреть еще несколько разработок, заслуживающих внимания.

В работе [89] предлагается использовать три материала для предотвращения поглощения в трещинно-поровых коллекторах, способных заполнять трещины и поры, путем набухания при реакции с водой: полиакриламид, хлоропреновый каучук и нитрильный каучук. Исследования показали, что полиакриламид способен поглощать до 400 раз больше собственного веса в воде, в то время как оба каучука набухают примерно в 5-10 раз от их первоначального веса. Исходя из результатов можно сделать выводы, полиакриламид демонстрирует наилучшие результаты при наличии в составе в качестве твердых частиц KCl, размер которых менее 1 мм; оба вида каучука показывают лучшие результаты в пресной воде. При этом полимер незначительно теряет блокирующие свойства при повышении температуры от 23 до 82 °С, а в случае с каучуками наблюдается обратная зависимость. Кроме того, все вышеперечисленные материалы устойчивы к кислотному загрязнению в среде CO₂ и H₂S.

Для борьбы с поглощениями раствора компания Halliburton разработала блокирующий состав LCM (Loss Circulation Materials) на основе твердых частиц, представляющий собой композит ECS, состоящий из кислоторастворимых компонентов. Система разработана таким образом, чтобы включать частицы и волокна различных размеров и форм для более эффективного закупоривания трещин как больших, так и незначительных размеров. Композит ECS способен заполнять трещины шириной до 5000 мкм, но при добавлении дополнительных стружек он заполняет трещины шириной до 7000 мкм. Кислоторастворимый компонент смеси разлагается как в

10 %-ой соляной кислоте, так и в 10 %-ой муравьиной кислоте. Одним из возможных ограничений к применению данного композита являются термобарические условия. Так как лабораторные исследования были проведены при стандартной температуре и давлении до 7 МПа, то неизвестно как себя поведет раствор при других условиях [124, 125].

В высокотемпературных коллекторах все еще сложной задачей является контроль времени гелеобразования, если мы говорим о полимерных блокирующих составах. Большинство объектов, разрабатываемых компанией Saudi Aramco, имеют именно такие коллектора трещинно-порового типа. Для данных условий они используют состав на основе сульфированного полиакриламида с различной молекулярной массой. Раствор органически сшит с использованием полиэтиленimina (ПЭИ). Влияние различных факторов, включая температуру, минерализацию раствора, pH, концентрацию полимеров и сшивателей на время гелеобразования было исследовано. Результаты исследований свидетельствуют о том, что полиакриламидный/ПЭИ-гель обладает хорошей термической стабильностью, а время его гелеобразования достигает 2,5 суток при температуре 95 °С и более 4 суток при 65 °С. Причем, время гелеобразования уменьшается с увеличением температуры, молекулярной массы полимера, концентрации полимера и сшивающего вещества. Однако существовали и более низкие пределы концентраций полимера и сшивающего вещества, ниже которых не происходило гелеобразование. Время гелеобразования незначительно увеличивается с увеличением минерализации раствора при постоянном pH около 8. Следует отметить, что наибольшее влияние на время гелеобразования оказывают температура и концентрации компонентов [91].

1.3 Влияние технологических жидкостей на коллекторские свойства продуктивных пластов

Взаимодействие различных ТЖ с ПЗП начинается с момента вскрытия пласта и продолжается на протяжении всего срока эксплуатации скважины при проведении ПРС, при этом операции обычно проводятся на репрессии, т.е.

в условиях превышения забойного давления над пластовым. Вследствие этого ТЖ проникает в пласт и оказывает влияние на его коллекторские свойства, что приводит к снижению коэффициента продуктивности скважины [54]. В связи с этим, задача по сохранению свойств продуктивного пласта является одной из наиболее значимых при выборе ТЖ.

Результаты многочисленных исследований показали, что снижение проницаемости коллектора по нефти происходит за счет кольтматации вследствие ряда различных процессов, представленных на рисунке 1.7 [4, 30].



Рисунок 1.7 – Процессы, приводящие к кольтматации

Отечественный и зарубежный опыт свидетельствует о том, что увеличение глубины кольтматации оказывает влияние на снижение ФЕС ПЗП, и, соответственно, на уменьшение продуктивности добывающих скважин.

На сегодняшний день значительное количество месторождений находится на завершающей стадии разработки и в связи с этим проблема глушения скважин является особенно актуальной, так как базовые ТЖ становятся непригодными для использования в осложненных условиях [1, 46, 93, 97]. Анализ геологических и технических условий эксплуатации нефтяных скважин в осложненных условиях, а именно с пониженным пластовым давлением и АНПД, и также с наличием естественных и техногенных трещин, показал, что из-за особенностей порового пространства используемые ТЖ должны обладать возможностями регулирования плотности и вязкости данных составов [39]. В других случаях ТЖ

значительно ухудшают ФЕС продуктивных пластов, что в свою очередь может привести к появлению ряда труднорешаемых проблем при проведении ПРС, обусловленных поглощением ТЖ продуктивным пластом [72, 74].

1.4 Обобщение опыта применения жидкостей глушения скважин в осложненных условиях

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин периодически наступает момент, когда требуется проведение ТКРС. Данные работы могут быть связаны, прежде всего, с необходимостью устранения различных нарушений в технологическом режиме эксплуатации скважин и подземного оборудования, очистки их от асфальтеносмолопарафиновых (АСПО) и гидратных отложений, песка, восстановления работоспособности ПЗП, зарезки бокового ствола и т.д. Одним из этапов подготовительных работ ТКРС является глушение скважин.

Как показал литературный обзор, исследования, заключающиеся в повышении эффективности глушения скважин, ведутся в трех основных направлениях [65, 81]:

- разработка новых ЖГС и технологий их применения, обеспечивающих требуемое давление на забое и сохранение фильтрационных характеристик ПЗП;
- разработка составов для блокирования ПЗП, обеспечивающих предотвращение поглощения ЖГС и сохранение фильтрационных характеристик ПЗП;
- разработка технических устройств, позволяющих проводить ТКРС без глушения скважины.

Представленное многообразие жидкостей глушения с различными физико-химическими свойствами определяет обширную область их применения (рисунок 1.8) [11, 13, 81, 96].

Технологическая жидкость	Область применения							
	Обводненность ≥ 60 %	Обводненность < 60 %	АНПД	АВПД	Пластовая температура > 80 °С	Глинистые коллектора	Высокопроницаемые пласты, естественные или искусственные трещины	Высокий газовый фактор > 200 м³/м³
Водные системы								
Техническая вода	+	-	-	-	+	-	-	-
Пластовая вода	+	-	-	-	+	+	-	-
Водные растворы неорганических солей	+	-	-	+	+	+	-	-
Глинистые суспензии	+	-	-	+	+	-	-	-
Пенные составы	+	+	+	-	+	+	-	+
Углеводородные системы								
Товарная нефть	-	+	+	-	+	+	-	-
Загущенная нефть	-	+	+	-	-	+	-	-
Блокирующие системы								
Инвертно-эмульсионные растворы	+	+	+	+	+	+	+	+
Известково-битумные растворы	+	+	+	+	+	+	+	+
Полимерные растворы	+	+	+	+	+	+	+	+

Рисунок 1.8 – Область применения основных типов ЖГС

На практике часто не уделяется должного внимания вышеуказанным требованиям, предъявляемым к ЖГС, что в итоге приводит к разного рода осложнениям в процессах глушения, освоения и вывода скважин на режим эксплуатации [11, 74, 81, 83, 105, 107, 110], как, например, поглощение ТЖ продуктивным пластом и закупоривание пор пласта частицами твердой фазы ТЖ и продуктами коррозии.

Указанные ЖГС также можно классифицировать в зависимости от коэффициента пластового давления (рисунок 1.9) [6, 74, 81, 83].



Рисунок 1.9 – Область применения ЖГС в зависимости от коэффициента аномальности пластового давления

На практике широкое применение приобрели ЖГС на водной основе за счет дешевизны, простоты приготовления и применения, но из-за их негативного влияния на фильтрационные характеристики ПЗП в настоящее время активно развивается исследование и внедрение ЖГС на УВ и полимерной основе как в России, так и за рубежом. Успешность применения таких составов обусловлена тем, что в качестве внешней дисперсионной среды выступает УВ жидкость, например, нефть, газоконденсат или ДТ. С другой стороны, дисперсной фазой могут являться различные по минерализации и составу воды, полимеры и щелочные кислотные растворы, что позволяет применять данные ТЖ в различных технологиях воздействия на ПЗП, при этом обеспечивается сохранение, восстановление за краткий период времени и даже в некоторых случаях улучшение ФЕС пород-коллекторов [11, 45, 71].

Таким образом, рациональный выбор типа и технологических свойств ЖГС, а также способа ее приготовления, должен проводиться исходя из геологических характеристик и технических условий работы нефтяной скважины. Также важным фактором является правильное составление плана (технологии) проведения операций глушения скважин, что способствует раннему предупреждению различных видов осложнений, таких как поглощение ЖГС в интервале перфорации, ГНВП, коррозионное воздействие на ПО и др. Все это в совокупности позволит предотвратить или, по крайней мере, минимизировать негативное влияние ЖГС на продуктивный пласт [11, 74, 81].

1.5 Теоретическое обоснование использования эмульсий на углеводородной основе для глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов

Исходя из литературного обзора выявлено, что следует уделить внимание технологиям на углеводородной основе с закупоривающими наполнителями для предотвращения поглощения в трещинно-поровых карбонатных коллекторах с пониженными пластовыми давлениями.

С помощью ПАВов можно приготовить эмульсию с внешней УВ фазой,

состоящую из [103]: водных растворов солей (NaCl , NaBr , CaCl_2 , CaBr_2 и/или ZnBr_2) и УВ жидкости (нефть, ДТ, минеральное, синтетическое или растительное масла). Точно так же, как и ЖГС на УВ основе, предполагается, что эти эмульсии обеспечат защиту гидрофильных пластов, потому что с породой соприкасается только их внешняя УВ фаза [58]. Кроме того, УВ жидкость, будучи в таких эмульсиях внешней фазой, подавляет их электропроводность и, таким образом, снижает риск коррозии металлических труб и прочего забойного оборудования добывающих скважин. Вязкостные свойства эмульсии также снижают ее склонность к проникновению в проницаемые пласты. Плотность эмульсии типа «вода в масле» можно варьировать в пределах от 912 до 1825 кг/м³.

Конкретная процедура приготовления эмульсий типа «вода в масле» зависит от требуемой плотности и стабильности эмульсии. При этом, как и в случае с эмульсиями типа «масло в воде», для приготовления эмульсий типа «вода в масле» водный раствор добавляется в УВ фазу, которая содержит эмульгатор, при непрерывном перемешивании смеси. Энергия, применяемая в качестве сдвиговой нагрузки, диспергирует фазу водного раствора в виде капель в УВ фазе, где они стабилизированы эмульгатором.

На стабильность эмульсии влияют размер капель внутренней фазы, затраты энергии сдвига, соотношение между объемом внутренней и внешней фаз, а также тип и количество добавленного эмульгатора. Стабильность определяется по результатам испытания конкретной эмульсии в лабораторных условиях при определенной температуре в течение заданного периода времени. Обычно стабильность считается достаточной, если в испытательной емкости не выделяется водная фаза и наблюдается лишь небольшое количество УВ фазы, плавающей на поверхности испытуемой ЖГС.

Вязкость эмульсий типа «вода в масле» можно регулировать в ограниченном диапазоне путем изменения соотношения водного раствора и нефти. В большинстве случаев добавление водного раствора в эмульсию повышает вязкость, в то время как добавление УВ фазы – понижает. Этот факт

определяет поведение эмульсии на забое, т.е. эмульсия становится более вязкой и больше сопротивляется течению, при контакте в пласте с водой. Наоборот, если эмульсия сталкивается с нефтеносной породой, она может разжижаться и ее текучесть повышается. В высокопроницаемом нефтегазовом пласте это свойство может значительно повышать поглощение жидкости пластом. Кроме того, вязкость обратно пропорциональна температуре, поэтому вязкость резко снижается при повышении температуры, что может также приводить к недопустимому поглощению жидкости [13].

Применение эмульсий типа «вода в масле» для ТКРС может в принципе привести к осложнениям с обратной проницаемостью. Существует две проблемы: возможность изменения смачиваемости пластовой породы под влиянием сильных ПАВов, применяемых при приготовлении эмульсии, и закупорка порового пространства малопроницаемых пластов самой эмульсией. Так же как при применении жидкостей на водной основе без твердой фазы, жидкости на основе эмульсий типа «вода в масле» могут поглощаться в больших количествах проницаемыми пластами. Использование закупоривающих наполнителей для временного снижения фильтрации жидкости в проницаемые зоны также может привести к потенциальным осложнениям. Если в качестве закупоривающей добавки используется калиброванный карбонат кальция, на него может не действовать кислотная обработка, потому что он становится гидрофобным и невосприимчивым к контакту с раствором кислоты. С таким же осложнением можно столкнуться при использовании калиброванной соли, если не удастся добиться необходимого контакта соли с водой при попытке растворить ее.

Отечественный и зарубежный опыт показали, что такие закупоривающие кислоторастворимые наполнители, как мраморная крошка, микрокальцит, мел, галит, ракушечник и волокна при правильном подборе могут показать высокую эффективность в рассматриваемых осложненных условиях.

Поддерживать ЖГС на основе эмульсии типа «вода в масле» в

состоянии, пригодном для применения по назначению, изначально сложнее, чем водный раствор или чистую УВ систему. Чтобы отрегулировать плотность, необходимо добавить более (или менее) плотный водный раствор и/или УВ фазу. Чтобы эмульсия была стабильной, добавление водного раствора или УВ фазы необходимо осуществлять при высокой скорости сдвига [103].

В определенных ситуациях при ТКРС наилучшим вариантом будет использовать жидкость на УВ основе (либо чистую нефть, либо нефтяную эмульсию), но для получения удовлетворительных результатов необходимо с тщательным вниманием относиться к мелочам. Необходимо составить и проанализировать данные о чувствительности пласта, включая данные о его проницаемости, по результатам исследования образцов кернов, отобранных из коллектора. Эти данные должны подтвердить, что подобранная ЖГС не окажет негативного влияния на ФЕС ПЗП.

1.6 Выводы по главе 1

1. На практике широко используются два основных физических принципа снижения поглощения раствора глушения: повышение вязкости блокирующей жидкости глушения и закупоривание пор и каналов фильтрации твердыми частицами. Эти принципы реализованы в блокирующих составах, представляющих собой гелированные водные растворы, эмульсии и дисперсные системы с твердой (суспензии) или газовой (афроны) фазами.

2. Литературный анализ показал, что наиболее предпочтительными блокирующими составами являются структурированные УВ системы (обратные эмульсии), которые могут дополнительно вмещать кислоторастворимые твердые наполнители. В послеремонтный период при этом может потребоваться проведение дополнительного воздействия на ПЗП, например, кислотой для удаления наполнителя.

3. Одним из вариантов решения проблем поглощения ЖГС пластом является применение гелеобразующих составов с наполнителями. Однако, их главным недостатком является необходимость использования деструкторов. Также следует обратить внимание на адсорбционные свойства полимеров и различия реологических свойств ЖГС и деструкторов, что создает сложности при деструкции ЖГС. Соответственно, это может привести к снижению проницаемости скважины после ее ремонта.

4. Анализ применяемых в нефтегазовой промышленности методов повышения блокирующих свойств ЖГС показал перспективность использования наполнителей с разнофракционным составом. Это объясняется тем, что слишком мелкие твердые частицы наполнителя глубоко проникают в пласт и могут привести к частичной потере его проницаемости, а более крупные частицы наполнителя, в свою очередь, не обеспечивают создания надежного барьера, предотвращающего поглощения ЖГС продуктивным пластом.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Данная глава посвящена описанию лабораторного оборудования и методик проведения экспериментальных исследований, использованных при изучении свойств разработанного блокирующего состава для обоснования технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов.

Лабораторные исследования проводились по программе, представленной на рисунке 2.1, которая включала в себя этапы по определению физико-химических, реологических и фильтрационных свойств составов жидкостей глушения.



Рисунок 2.1 – Программа проведения лабораторных испытаний

Все лабораторные исследования проводились на современном высокотехнологичном оборудовании лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета.

Целесообразность проведения лабораторных экспериментальных исследований и их результаты описаны в соответствующих разделах 3-й главы.

2.1 Методика приготовления блокирующего состава БГЭР-МК

Для приготовления разрабатываемого блокирующего состава БГЭР-МК были использованы следующие химические реагенты:

1. Эмульгатор «Ялан-Э-2» марка Б2 – смесь продуктов реакции аминов и аминок спиртов с жирными кислотами, выпускается по ТУ 2458-012-22657427-2000 с изм.1. [88].

2. Нефть, подготовленная согласно ГОСТ Р 51858-2002.

3. Минерализатор водной фазы – кальций хлористый, выпускается по ГОСТ 450-77.

4. Пресная вода.

5. Минеральный наполнитель – разнофракционная мраморная крошка, выпускается по ТУ 5716-001-56390243-2015 (размер фракции и загрузка зависят от трещиноватости и поглощающей способности ПЗП).

Приготовление блокирующего состава БГЭР-МК в лабораторных условиях осуществлялось следующим образом: в углеводородную фазу (нефть или дизельное топливо) дозировался эмульгатор «Ялан-Э-2» марки Б2, после чего полученная смесь перемешивалась при помощи лабораторной верхнеприводной мешалки в течение 5 минут с частотой 1000 об/мин. Затем в полученную смесь постепенно вводилась вода, минерализованная хлоридом кальция или хлоридом натрия, в объеме, равном суммарному объему нефти и эмульгатора. После чего время перемешивания составляло 5 минут при 1000 об/мин. По истечении указанного времени порционно вводилась оставшая часть объема минерализованной воды в течение 2 минут при частоте вращения мешалки 1000 об/мин, затем полученная смесь перемешивалась в течение 13 минут при 1500 об/мин. По истечении 15 минут после начала приготовления состава порциями добавлялась мраморная крошка и полученная смесь перемешивалась в течение 10 минут при частоте 1500 об/мин.

Таким образом, общее время приготовления блокирующего состава БГЭР-МК составляло 35 минут.

Последовательность добавления компонентов разрабатываемого блокирующего состава БГЭР-МК схематично представлена на рисунке 2.2.

Приготовленный блокирующий состав БГЭР-МК представляет собой стойкую, однородную, загущенную жидкость светло-коричневого цвета. Компоненты состава БГЭР-МК являются доступными, недорогостоящими и нетоксичными реагентами отечественного производства.

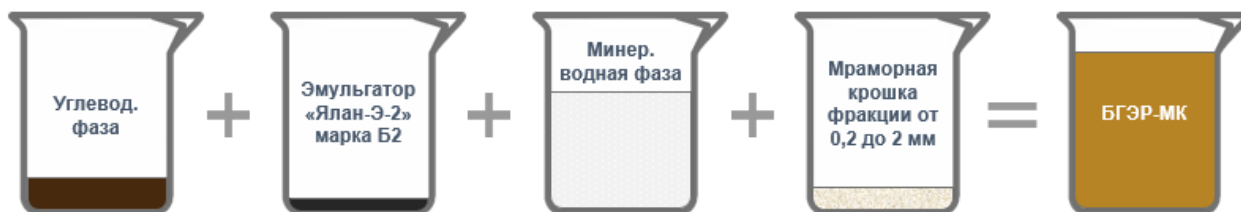


Рисунок 2.2 – Схема приготовления блокирующего состава БГЭР-МК

Приготовление блокирующего состава БГЭР-МК возможно как на базе производственного обеспечения, так и в полевых условиях с использованием передвижных и стационарных узлов и установок.

2.2 Методика определения физико-химических свойств блокирующих составов БГЭР и БГЭР-МК

2.2.1 Методика определения плотности

Плотность отдельных компонентов, входящих в состав БГЭР, замерялась с использованием плотномера DE 40 компании Mettler Toledo (Швейцария) при стандартной температуре. Принцип определения значения плотности с помощью данного прибора заключался в определении периода колебаний стеклянной U-образной трубки (ASTM D 5002, ASTM D 4052, EN ISO 12185), которая заполнялась несколькими миллилитрами испытуемой жидкости. Измерение плотности производилось автоматически с дискретностью 0,0001 г/см³.

Плотность исследуемых составов также определялась пикнометрическим методом, описанным в работе [25].

Процесс замера плотности состоял из нескольких этапов:

1. Определялась масса пустотного пикнометра с помощью точных весов, например, во всех исследованиях использовались высокоточные весы аналитические XP 204 компании Mettler Toledo (Швейцария) с ценой деления 0,0001 г.

2. В пикнометр наливалась дистиллированная вода до метки.
3. Замерялась масса пикнометра, в который была налита дистиллированная вода.
4. Из пикнометра выливалась вода, после чего содержимое высушивалось в термошкафу.
5. В пикнометр наливалась до метки исследуемая жидкость глушения и определялась его масса на весах.
6. Определялась плотность исследуемой жидкости глушения по формуле (2.1):

$$\rho_{ЖГ} = \frac{m_2 - m}{m_1 - m} \cdot \rho_{ДВ}, \quad (2.1)$$

где m – масса пикнометра, г; m_1 – масса пикнометра с водой, г; m_2 – масса пикнометра с исследуемой ЖГС, г; $\rho_{ДВ}$ – плотность дистиллированной воды.

Замер плотности исследуемых составов также производился с помощью ареометров согласно методике [25] при 20 °С, так как замер плотности ЖГС в промышленных условиях перед закачкой в скважину осуществляется именно ареометром. Образец исследуемого состава в объеме 450 мл наливался в мерный цилиндр объемом 500 мл при стандартной температуре. После чего в цилиндр помещался ареометр, с которого по истечении одной минуты снимались показания.

2.2.2 Методика оценки термостабильности

Определение термостабильности исследуемых составов производилось следующим образом: готовый состав помещался в термостат, например, в термошкаф VO 400 компании Memmert GmbH (Германия), с установленной температурой 90 °С и выдерживался в течение 7 суток, параллельно этому контрольные пробы выдерживались 7 суток при стандартных условиях. Через каждые 24 часа визуально оценивалось состояние пробы и количество выделившейся УВ или водной фазы.

Критерием оценки термостабильности исследуемых составов являлась отсутствие разделения фаз, помутнения, изменения цвета, выпадения осадка.

2.2.3 Методика оценки седиментационной устойчивости

Оценка седиментационной устойчивости важна для определения способности дисперсной системы сохранять равновесное состояние дисперсной фазы по всему объему дисперсионной среды, а также для выявления устойчивости состава к разделению фаз.

Эксперименты по определению седиментационной устойчивости проводились согласно следующей методике: в стеклянные пробирки наливались исследуемые составы. Затем первая половина подготовленных проб помещалась в термошкаф с установленной усредненной пластовой температурой ВУНГП (37 °С), а другая – выдерживалась при стандартной температуре в течение 7 суток. Оценка состояния проб производилась визуально (фотосъемка) по истечении 1 часа, 24 часов и 7 суток.

С целью более достоверной оценки седиментационной устойчивости проводились дополнительные исследования, сущность которых состояла в определении показателя изменения плотности составов по объему после термостатирования. По истечении заданного промежутка времени (7 суток) из верхней и нижней частей пробирки отбиралась проба исследуемого состава с целью замера ее плотности пикнометром или ареометром (для моделирования промысловых условий).

Седиментационная устойчивость рассчитывалась по формуле (2.2):

$$C_y = \frac{\rho_2}{\rho_1} \cdot 100, \quad (2.2)$$

где C_y – седиментационная устойчивость, %; ρ_1 – плотность верхней части пробы исследуемого состава, кг/м³; ρ_2 – плотность нижней части пробы исследуемого состава, кг/м³.

Так, исследуемый состав признавался седиментационно устойчивым, если согласно [44] разность плотностей нижнего слоя в сравнении с верхним слоем не превышала 20 кг/м³, что составляло изменение в 1,5 %. В этом случае, диапазон седиментационной устойчивости находился в пределах от 98,5 до 100 %.

2.2.4 Методика определения электростабильности

Электростабильность является еще одним параметром, косвенно характеризующим стабильность эмульсий. Данный параметр описывает стойкость эмульсии к коалесценции частиц дисперсной фазы и последующему расслоению. Метод определения электростабильности заключался в измерении напряжения, которое соответствует моменту разрушения эмульсии. Для проведения исследований использовался прибор ТЭЭ-01Ц компании ООО «Аналитика» (Россия) с диапазоном измерения от 0 до 750 В.

Принцип действия прибора заключается в измерении электрического сопротивления жидкости при прохождении через нее постоянного тока определенной величины. Таким образом, определяется напряжение пробоя, величина которого, в свою очередь, и характеризует электростабильность эмульсии – чем выше напряжение пробоя, тем выше устойчивость эмульсии.

В работе [52] отмечено, что показатель электростабильности для пластовых температур до 80 °С не должен быть менее 300 В.

Важно отметить, что опыт использования эмульсий свидетельствует о том, что абсолютные значения электростабильности исходных составов, стабилизированных различными эмульгаторами, могут не коррелировать со значениями таких технологических параметров как термостабильность [52].

2.2.5 Методика исследования коррозионной активности

Исследование коррозионной активности блокирующих ЖГС заключалось в выдерживании образцов металла, изготовленных из стали марки Ст.20, в течение установленного времени в жидкой среде ЖГС. Перед проведением испытаний поверхность металлических пластин подготавливалась согласно [26].

Экспериментальные исследования проводились при температуре 37 °С. Колебания температуры не превышали ± 2 °С. Испытания проводились без перемешивания жидкой среды. Скорость коррозии рассчитывалась по потере массы образцов металла. Время выдерживания образцов металла в исследуемых составах составляло 24 часа.

Скорость коррозии V_K (г/м²·час) вычислялась по формуле (2.3):

$$V_K = \frac{m_2 - m_1}{S \cdot t}, \quad (2.3)$$

где m_1 и m_2 – массы металлических пластин до и после испытания, соответственно, г; S – площадь поверхности металлической пластины, м²; t – продолжительность испытаний, ч.

Скорость коррозии исследуемых составов не должна превышать установленный норматив (0,10-0,12 мм/год). В этом случае их использование является допустимым при проведении внутрискважинных операций согласно требованиям [69].

2.2.6 Методика определения температуры застывания

Для определения температуры застывания использовалась методика, описанная в работе [20]. Пробирка с образцом исследуемого состава помещалась в охлаждающий термостат Proline RP 890 компании LAUDA GmbH (Германия), где охлаждалась до температуры -45 °С. Оценка текучести исследуемых составов проводилась визуально через каждые 3 °С.

2.2.7 Методика проведения реологических исследований

Для проведения реологических исследований по определению эффективной вязкости исследуемых составов использовался ротационный автоматизированный вискозиметр компании Messgerate Medingen GmbH (Германия) – Rheotest RN 4.1, представленный на рисунке 2.3.

Методика проведения данных исследований заключалась в построении исходной реологической кривой составов и определении их статического напряжения сдвига (СНС). Исследования проводились при температуре 37 °С.

При построении кривых был использован режим контролируемой скорости сдвига, позволяющий получить кривую течения жидкости – зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при постепенном увеличении значения скорости сдвига от 0 до 300 с⁻¹.



Рисунок 2.3 – Ротационный вискозиметр Rheotest RN 4.1

Для более информативного анализа полученных результатов «кривых течений» исследуемых составов строилась зависимость эффективной вязкости ($\mu_{эфф}$) от скорости сдвига.

Определение СНС производилось согласно РД [70].

Порядок определения СНС был следующий:

- на вискозиметре устанавливался режим «постоянная скорость сдвига»;
- заливалась исследуемая жидкость в цилиндр объемом 45 см³;
- устанавливалась число оборотов цилиндра $D = 200$ об/мин;
- исследуемый состав перемешивался в течение 10 секунд;
- после 1 и 10 минут покоя состава, при скорости вращения цилиндра 3 об/мин снимались показания прибора, при которых начиналось разрушение структуры исследуемого состава.

Большое значение эффективной вязкости свидетельствует о хороших блокирующих способностях составов, что способствует уменьшению радиуса проникновения ЖГС в ПЗП, так как с ростом эффективной вязкости наблюдается повышение структурной прочности эмульсии. При освоении скважины такое снижение радиуса зоны проникновения жидкости может привести к росту коэффициента восстановления проницаемости в этой зоне.

СНС является показателем прочности внутренней структуры жидкостей глушения, сформировавшейся за время покоя. Его величина определяется тем напряжением, которое необходимо превысить в жидкости, находящейся в статике, чтобы разрушить ее внутреннюю структуру и привести ее в движение [41]. Чем выше величина статического напряжения сдвига жидкостей глушения – тем ниже вероятность поглощения состава в ПЗП, особенно при глушении скважин, градиенты пластовых давлений которых значительно ниже потенциальных возможностей ЖГС с точки зрения обеспечения требуемой репрессии на пласт [84].

2.3 Методика определения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция»

Для измерения межфазного натяжения нефти, содержащей различную концентрацию эмульгатора, на границе с водным раствором хлористого кальция плотностью 1140 кг/м^3 использовался тензиометр EasyDrop компании KRÜSS GmbH (Германия) с программным комплексом DSA-209.

Методика использования тензиометра и данного программного комплекса заключалась в определении межфазного натяжения на основе форм и размера капли нефти, содержащей эмульгатор.

По каждому типу эмульгатора определялась зависимость значения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция» плотностью 1140 кг/м^3 от концентрации эмульгатора (по трем точкам – 0,05; 0,1 и 0,5 %) при стандартных условиях. При этом каждая точка определялась 5 раз, после чего отбрасывалось минимальное и максимальное значения. Затем вычислялось среднее арифметическое значение межфазного натяжения по каждой концентрации эмульгатора [40].

2.4 Методика исследования блокирующей способности состава БГЭР-МК при моделировании трещинного коллектора

Исследования по оценке блокирующей способности составов при моделировании трещинного коллектора проводились с помощью фильтр-пресса НРНТ 500 фирмы FANN (США). Данный прибор предназначен для

измерения проникающей способности исследуемых составов в ПЗП, а также может применяться для прогнозирования возможности создания раствором фильтрационной корки.

Для проведения лабораторных исследований блокирующей способности составов по отношению к трещине разной степени раскрытости конструкция фильтр-пресса была модернизирована [8, 27, 39]: в нижней части ячейки был установлен металлический диск, моделирующий трещину разной степени раскрытости (0,1; 0,5; 1; 1,5; 2; 3 и 5 мм) (рисунок 2.4); нижняя часть диска была выточена по «П»-образной форме с целью задействования всей рабочей длины трещины и беспрепятственного выхода блокирующего состава из цилиндра (рисунок 2.5 (б)); в нижней заглушке ячейки было создано выходное отверстие с увеличенным диаметром 5 мм для предотвращения его перекрытия твердой фазой исследуемой блок-пачки (рисунок 2.5 (в)).

Принципиальная схема конструкции модернизированного фильтр-пресса представлена на рисунке 2.6.

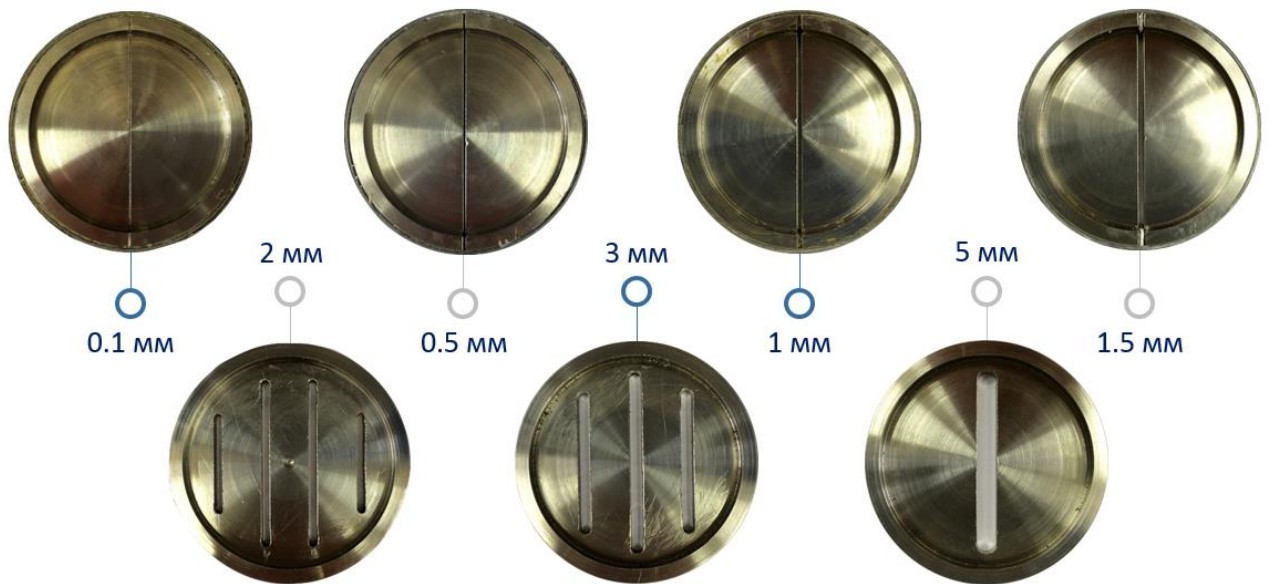


Рисунок 2.4 – Металлические диски, моделирующие трещину разной степени раскрытости

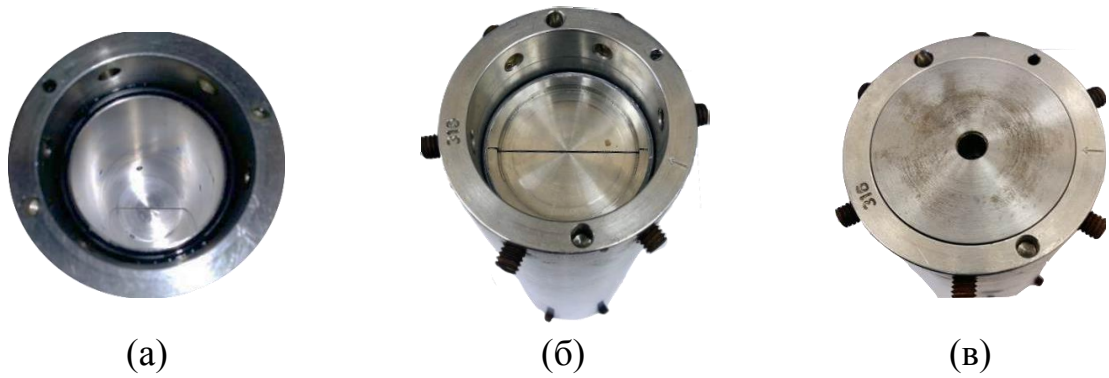


Рисунок 2.5 – Внешний вид ячейки фильтр-пресса: а – верхняя часть ячейки (место размещения блокирующего состава над трещиной); б – нижняя часть ячейки фильтр-пресса (место выхода блокирующего состава из трещины); в – нижняя заглушка фильтр-пресса (место выхода блокирующего состава из фильтр-пресса)

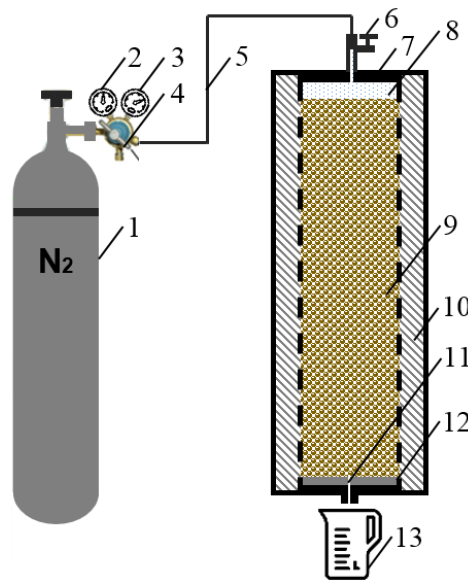


Рисунок 2.6 – Принципиальная схема стенда по оценке блокирующей способности ЖГС при моделировании процесса глушения скважины в условиях трещинного коллектора: 1 – газовый баллон; 2 – редуктор; 3 – манометр (давление в баллоне); 4 – манометр (давление в линии); 5 – газовая линия (подача газа); 6 – верхний клапан (откр./закр.); 7 – верхняя заглушка; 8 – газ; 9 – блокирующий состав; 10 – терморубашка; 11 – трещина; 12 – металлический диск с трещиной; 13 – мерный цилиндр

Последовательность действий при проведении эксперимента состояла из следующих этапов [27]:

1. В нижней части фильтр-пресса между двумя резиновыми прокладками размещался металлический диск с трещиной заданной степени раскрытости.

2. Устанавливалась нижняя заглушка, выходное отверстие которой закрывалось.

3. В ячейку вливался исследуемый состав объемом 450 см³.

4. Ячейка фильтр-пресса закрывалась верхней заглушкой, после чего затягивались все зажимные винты и закрывался верхний клапан.

5. Ячейка помещалась в терморубашку с заданной температурой (37 °С) и оставлялся на время полного прогрева ячейки и исследуемого состава (1-2 часа).

6. К верхнему клапану подсоединялась и фиксировалась газовая линия от баллона с азотом.

7. Открывался клапан в нижней заглушке.

8. Под ячейкой устанавливался мерный стакан для фиксирования объема профильтрованной жидкости.

9. В газовой линии создавалось необходимое давление (1 МПа).

10. Вместе с открытием верхнего клапана запускался секундомер.

11. Исследуемый состав выдерживался при каждом давлении (от 1 до 8 МПа (максимального рабочего давления установки), с шагом в 1 МПа) в течение 5 минут, либо до момента прекращения фильтрации жидкости через трещину.

12. Фиксировался объем профильтрованного исследуемого состава за определенный период времени.

Основные условия проведения экспериментов сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Условия проведения экспериментов на фильтр-прессе

Наименование параметра	Значение
Моделируемый перепад давления, МПа	1-8
Температура, °С	37
Ракрываетость трещины, мм	0,1-5
Объем фильтруемого блокирующего состава, см ³	450
Продолжительность эксперимента, мин	40

В исследованиях использовалась минимальная раскрытость трещины 0,1 мм, соответствующая минимальным размерам природных микротрещин

согласно данным [18], представленным на рисунке 2.7. Литературный обзор показал, что в карбонатных коллекторах ВУНГП широко развиты микротрещины, раскрытость которых меньше 0,5 мм. Среди них выделяются трещины, развитые по стилолитам, ширина которых не превышает 1-2 мм [12].

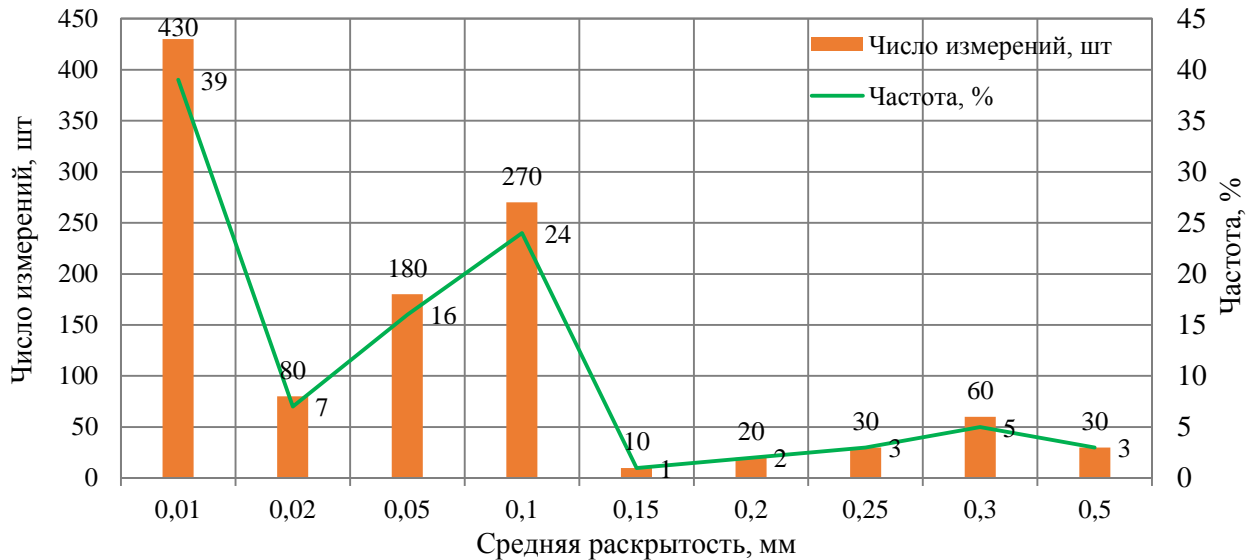


Рисунок 2.7 – Оценка раскрытости трещин по результатам анализа 1110 образцов карбонатного керна одного месторождения ВУНГП [12]

2.5 Методика проведения фильтрационных исследований блокирующего состава БГЭР-МК на образцах естественного керна с трещиной

2.5.1 Подготовка к фильтрационным исследованиям

Для проведения лабораторных фильтрационных исследований были использованы образцы естественного керна ВУНГП длиной 6,45 см и диаметром 3 см, подготовленные в соответствии с нормативными документами [21, 22, 23, 53] и с искусственно смоделированными трещинами.

При проведении фильтрационных исследований моделировалось три размера раскрытости трещин: 0,1; 0,5 и 1,5 мм. Величина раскрытости трещин 0,1 мм моделировалась при помощи двух прокладок из алюминиевой фольги толщиной 0,1 мм и шириной 5 мм, уложенных с внутренней стороны естественного образца керна (рисунок 2.8). Величины раскрытости трещин 0,5 и 1,5 мм моделировались при помощи специально подготовленных металлических пластин соответствующей толщины и шириной 5 мм, уложенных с внутренней стороны керна.

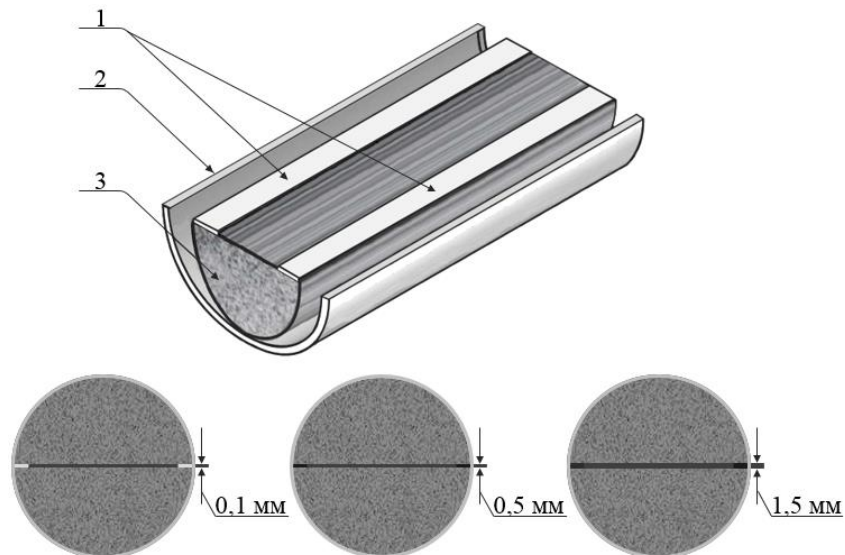


Рисунок 2.8 – Внешний вид естественного керна в разрезе с трещиной разной степени раскрытости: 1 – прокладки алюминиевой фольги для трещины 0,1 мм или металлические пластины для трещин 0,5 и 1,5 мм; 2 – пластиковая термоусадочная трубка; 3 – образец естественного карбонатного керна

Для проведения фильтрационных исследований с высоковязкими жидкостями, содержащими наполнитель, была произведена модернизация конструкции стандартного кернодержателя: в системе «цилиндр-накопитель – кернодержатель – мерная емкость» использовались трубки с увеличенным диаметром проходного сечения (4,5 мм); перед входом в керн и после него размещались стальные кольца, позволяющие осуществлять беспрепятственную промывку торца керна даже при наличии в жидкости твердой фазы крупной фракции. Также данная конструкция кернодержателя позволяет тестировать сшитые полимерные системы без опасения забивки фильтрационных трубок (рисунок 2.9).

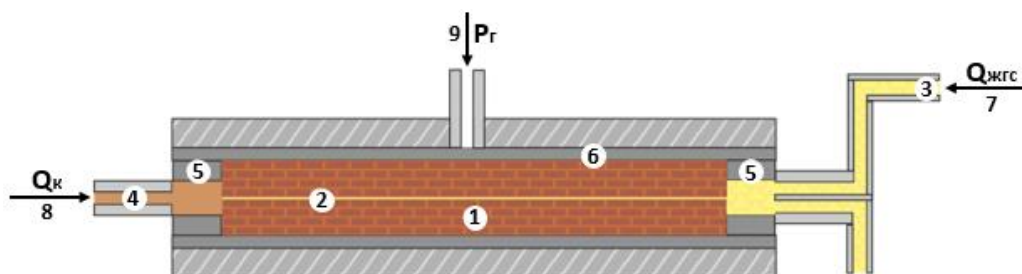


Рисунок 2.9 – Схема кернодержателя: 1 – образец естественного керна; 2 – трещина; 3 – блокирующий состав БГЭР-МК; 4 – керосин; 5 – буферные металлические кольца; 6 – резиновая манжета для обжима керна; 7 – направление фильтрации блокирующего состава БГЭР-МК; 8 – направление фильтрации керосина; 9 – направление подачи жидкости для создания давления обжима

Подготовленные образцы керна под вакуумом насыщались керосином и помещались в кернодержатель (рисунок 2.10) фильтрационной установки FDES-645 (Formation Damage Evaluation System) компании Coretest Systems (США). Исследования проводились с созданием термобарических условий, характерных для ВУНГП.



Рисунок 2.10 – Кернодержатель и термошкаф фильтрационной установки FDES-645

На рисунке 2.11 представлена принципиальная схема работы станда для проведения фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин с использованием разработанных блокирующих составов.

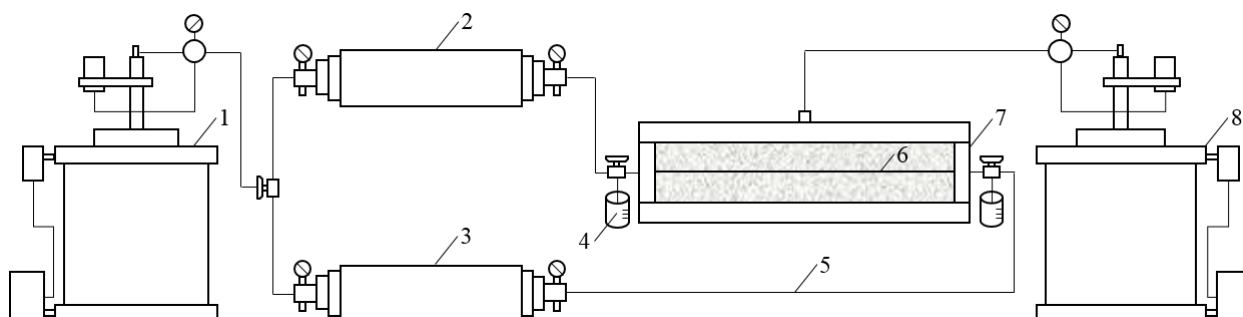


Рисунок 2.11 – Принципиальная схема работы станда для проведения фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин: 1 – инжекционный насос; 2 – цилиндр с керосином; 3 – цилиндр с разработанным блокирующим составом; 4 – мерная емкость; 5 – трубы из легированной стали; 6 – трещина; 7 – кернодержатель; 8 – система обжима

2.5.2 Методика проведения фильтрационных исследований

Оценка эффективности фильтрационных свойств исследуемых составов основана на определении изменения проницаемости моделей пласта (керна) с трещинами разной степени раскрытости (0,1; 0,5 и 1,5 мм). Основной задачей исследований являлось сравнение составов «с» и «без» наполнителей при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин.

Фильтрационные исследования проводились с использованием установки FDES-645 в условиях, максимально приближенных к усредненным пластовым ВУНГП:

- репрессия при моделировании глушения скважины – 1 МПа (5 % от пластового давления);
- пластовое давление – 20 МПа;
- усредненная пластовая температура ВУНГП – 37 °С.

Значение скорости фильтрации (расход) было принято 10 см³/мин. В качестве жидкости насыщения был использован керосин с вязкостью 0,8 мПа·с.

Значение репрессии 1 МПа при моделировании глушения скважины воспроизводило условие создания столбом жидкости гидростатического давления на забое в соответствии с требованиями.

Результатом лабораторных исследований является определение:

- объема профильтровавшегося в керн блокирующего состава при заданных значениях перепада давления при моделировании процесса глушения скважины;
- начального градиента давления сдвига блокирующего состава в трещине при моделировании процесса освоения скважины;
- коэффициента относительного изменения проницаемости образцов керна (с трещинами) по керосину после моделирования процессов глушения-освоения скважины.

Направление закачки и фильтрации исследуемых составов в керне соответствовало направлению движения флюидов и ЖГС в нефтяных

скважинах. Соответственно, прямая фильтрация описывала процесс притока нефти из пласта в скважину, т.е. процесс освоения скважины. Обратная фильтрация моделировала процесс глушения скважины, который, в свою очередь, заключался в создании постоянного перепада давления.

Лабораторные фильтрационные исследования проводились в 3 этапа:

I. Определение исходной (начальной) проницаемости керна по керосину.

Подготовленные образцы естественного керна с трещиной, насыщенного керосином, помещались в кернодержатель FDES-645, где создавались термобарические условия, максимально приближенные к усредненным пластовым ВУНПП, после чего проводилась фильтрация через керн керосина. При этом измерялась исходная фазовая проницаемость керна по керосину в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления при пластовой температуре. Направление фильтрации было «прямое».

II. Моделирование процесса перекрытия интервала перфорационных отверстий в ПЗП нефтяной скважины исследуемым составом.

В режиме постоянного перепада давления производилось задавливание исследуемого состава в керн при «обратном» направлении фильтрации в течение 30 минут и при этом фиксировался объем закачанного в керн состава, после чего керн оставлялся в состоянии покоя на 1 час.

III*. Моделирование процесса ОПЗ соляно-кислотным составом.

Данный этап работ выполнялся только для случаев, при которых закачка состава ЖГС приводила к кольматации ПЗП с соответствующим уменьшением значения коэффициента относительного изменения проницаемости керна после освоения скважины.

Закачка соляно-кислотного состава производилась при постоянном объемном расходе $0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$. Количество закачанного соляно-кислотного состава было принято 6 см^3 .

III. Моделирование процесса работы нефтяной скважины после операции глушения и освоения.

По истечении времени выдержки керн в состоянии покоя производилось восстановление фильтрации керосина в «прямом» направлении в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления. Фиксировался начальный градиент давления сдвига исследуемого состава в керне с керосином.

Обработка результатов заключалась в следующем:

- определялись градиенты давления до и после закачки исследуемого состава в керн, на основе которых рассчитывались коэффициенты фазовой проницаемости по керосину до и после закачки;
- фиксировался начальный градиент давления сдвига исследуемого состава в керне керосином при моделировании процесса освоения скважины;
- выполнялся расчет коэффициента относительного изменения проницаемости керн после его обработки исследуемым составом по следующей формуле (2.4):

$$\bar{k} = \frac{k_2 - k_1}{k_1} \cdot 100, \quad (2.4)$$

где k – коэффициент изменения проницаемости, %; k_1 – проницаемость образца керн до процесса глушения, м²; k_2 – проницаемость образца керн после процесса освоения, м².

Положительное значение коэффициента относительного изменения проницаемости свидетельствовало об увеличении проницаемости образца керн после процесса глушения, а отрицательное, об уменьшении проницаемости.

Основным контролируемым параметром при проведении экспериментов являлось изменение перепада давления, на основании которого определялось изменение подвижности керосина в результате прокачки исследуемого состава.

2.6 Выводы по главе 2

1. В соответствии с основными требованиями, предъявляемыми к жидкостям глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов, разработана программа исследований технологических свойств разрабатываемых блокирующих составов. Исследования блокирующих составов по разработанной программе проведены на современном высокоточным оборудовании и включали в себя этапы по определению физико-химических, реологических и фильтрационных свойств составов жидкостей глушения.

2. Исследования по оценке блокирующей способности составов проводились на разработанном автором стенде при моделировании трещинного коллектора с использованием фильтр-пресса высокого давления. Данная установка была модернизирована и приспособлена для исследования качества блокирующего экрана.

3. Исследования по оценке фильтрационных свойств составов проводились на фильтрационной установке по специально разработанной методике на естественных образцах керна с искусственно смоделированными трещинами в условиях, максимально приближенных к пластовым.

ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА БЛОКИРУЮЩЕГО ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННОГО РАСТВОРА С МРАМОРНОЙ КРОШКОЙ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В результате проведенного анализа литературных источников, приведенного в первой главе диссертационной работы, можно сформулировать основные требования, предъявляемые к блокирующим составам:

- технологичность в приготовлении, хранении и использовании;
- доступность и низкая стоимость компонентов состава;
- нетоксичность применяемых реагентов;
- термостабильность и седиментационная устойчивость в широком интервале пластовых температур;
- регулируемая плотность и вязкость;
- низкая коррозионная активность;
- эффективное блокирование пор и каналов фильтрации;
- способность предотвращать поглощение ТЖ продуктивным пластом;
- возможность деструкции;
- незначительное проникновение в ПЗП и максимальное сохранение его ФЕС.

Разработанный блокирующий состав представляет собой термостойкую обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную реагентом-эмульгатором, который является смесью продуктов реакции аминов и аминспиртов с жирными кислотами, с разнофракционным минеральным наполнителем на основе карбоната кальция (мраморная крошка). На разработанный автором диссертационной работы блокирующий состав получен патент РФ №2736671 [62]. Для разработанного состава предложено условное название БГЭР (блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор),

а при его использовании с мраморной крошкой – БГЭР-МК. По описанным во второй главе методикам были проведены физико-химические, реологические и фильтрационные исследования с использованием современного высокотехнологичного оборудования и специально разработанных экспериментальных методик, результаты которых представлены ниже.

3.1 Подбор типа и оптимальной концентрации реагента-эмульгатора

Суть представленных в данном разделе экспериментов заключалась в подборе типа и оптимальной концентрации реагента-эмульгатора и определении оптимального соотношения исходных реагентов (УВ фаза, водная фаза, эмульгатор), а именно в измерении термостабильности и агрегативной устойчивости эмульсий (при пластовой температуре 90 °С) в зависимости от марки и концентрации эмульгаторов путем определения межфазного натяжения на границе раздела фаз.

В данных исследованиях для приготовления эмульсионных составов в качестве УВ жидкости (дисперсионной среды) использовалась легкая нефть ВУНГП, а в качестве водной (дисперсной) фазой – водный раствор хлорида кальция плотностью 1140 кг/м³. Важно отметить, что значение плотности водной фазы можно изменять в зависимости от необходимой величины забойного давления и требуемой вязкости эмульсионного состава. Всего в исследованиях использовалось 20 эмульгаторов различных марок и производителей, которые были зашифрованы (Э-01 – Э-20).

3.1.1 Результаты определения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция»

В результате измерения межфазного натяжения на границе раздела «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция» было отобрано 3 (из 20 исследованных) наиболее эффективных эмульгатора (по наименьшим значениям межфазного натяжения при концентрации ПАВ 0,5 % масс.) под условными номерами: Э-09, Э-14 и Э-20 (таблица 3.1). В сравнении с другими типами эмульгаторов, их применение, при прочих равных условиях, будет способствовать созданию эмульсии с большей термостабильностью и

агрегативной устойчивостью. Это связано с тем, что низкое межфазное натяжение на границе раздела фаз – одно из важнейших условий получения стабильной эмульсии. Кроме того, поверхностная активность эмульгаторов напрямую влияет на сохранение фильтрационных свойств ПЗП и сокращение сроков освоения и вывода скважин на режим эксплуатации после проведения их подземного ремонта.

Таблица 3.1 – Результаты измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция» в зависимости от концентраций эмульгатора в нефти

Шифр эмульгатора	Межфазное натяжение, мН/м			Плотность нефти, кг/м ³	Плотность CaCl ₂ , кг/м ³
	Концентрация эмульгатора, % масс.				
	0,05	0,1	0,5		
Нефть	28,55			824	1140
Э-01	18,64	14,84	4,50		
Э-02	24,30	18,74	12,41		
Э-03	17,52	15,30	6,83		
Э-04	24,33	22,37	15,41		
Э-05	16,21	10,38	1,63		
Э-06	15,05	9,38	1,52		
Э-07	21,27	16,08	7,36		
Э-08	13,39	9,59	1,16		
Э-09	13,05	7,97	0,61		
Э-10	11,13	8,82	3,78		
Э-11	12,71	11,35	7,63		
Э-12	18,94	14,79	6,35		
Э-13	26,51	22,20	17,82		
Э-14	10,92	7,63	0,77		
Э-15	17,55	12,60	4,46		
Э-16	14,63	12,41	8,49		
Э-17	14,50	3,23	3,34		
Э-18	16,09	13,36	5,52		
Э-19	24,69	17,29	12,21		
Э-20	9,29	7,38	0,65		

В дальнейшем по отобранным эмульгаторам оценивалась величина их оптимальной концентрации в нефти в диапазоне от 0,05 до 5 % масс.

Эксперимент проводился согласно методике, описанной в разделе 2.7.

Полученные результаты (рисунки 3.1 и 3.2) показали, что область критической концентрации мицеллообразования (ККМ) находится в пределах содержания эмульгатора в нефти от 0,5 до 1,5 % масс.

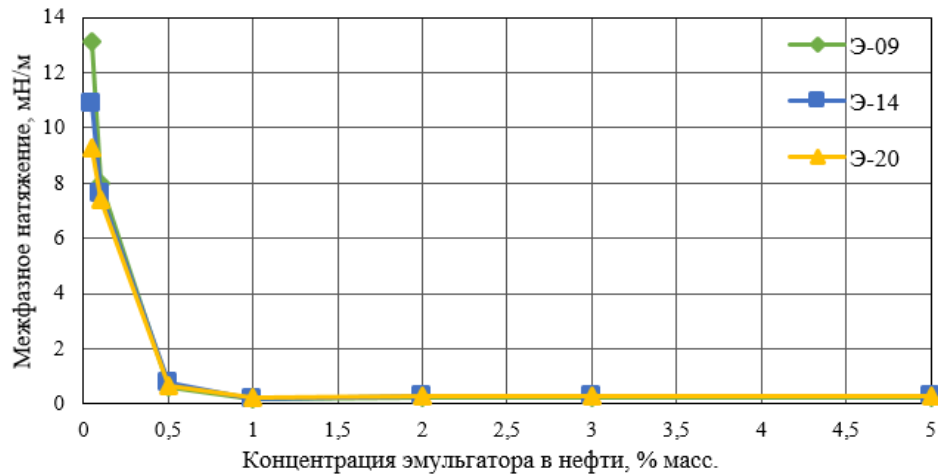


Рисунок 3.1 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации эмульгатора в нефти

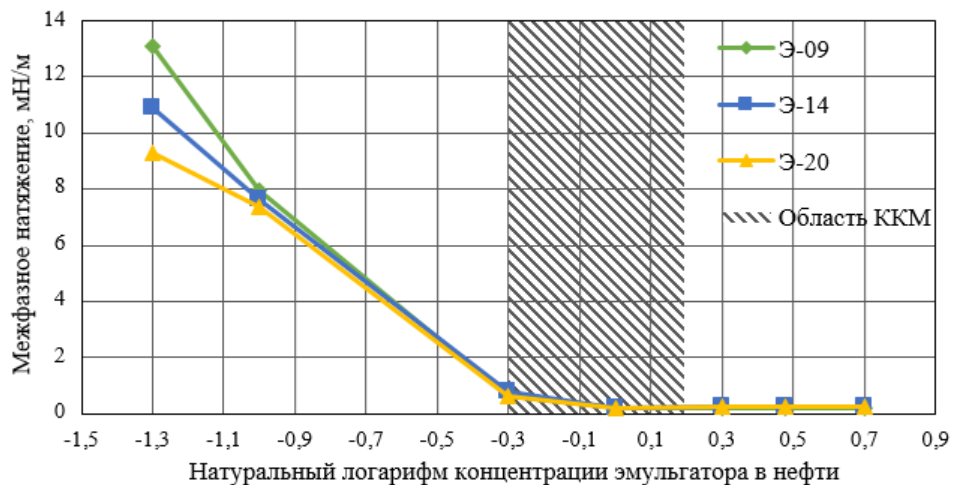


Рисунок 3.2 – Зависимость межфазного натяжения от натурального логарифма концентрации эмульгатора в нефти

При этом у исследованных эмульгаторов межфазное натяжение сначала снижается до минимального значения – ККМ, а затем, при дальнейшем увеличении концентрации эмульгатора, наблюдается рост межфазного натяжения. Это объясняется формированием мицелл смешанного типа, при котором один компонент поверхностно-активного вещества (более сильный) вытесняет второй компонент из образовавшихся смешанных мицелл, следовательно, происходит рост межфазного натяжения в зоне, которая расположена справа от ККМ.

3.1.2 Подбор оптимального соотношения исходных реагентов

При подборе оптимального соотношения исходных реагентов разрабатываемых эмульсионных блокирующих составов использовались три отобранные марки эмульгатора с концентрациями: 0,5; 1; 1,5 % масс. При проведении комплекса лабораторных исследований были выбраны следующие соотношения водной и УВ фаз в эмульсии: 70/30, 80/20 и 90/10 % масс., соответственно. Таким образом, готовилось 27 эмульсионных составов (3 эмульгатора × 3 концентрации эмульгатора × 3 соотношения водной и УВ фаз). По всем приготовленным составам определялись термостабильность и агрегативная устойчивость при 90 °С согласно методике, описанной в разделе 2.3.

Результаты исследований по термостабильности представлены на рисунках 3.3-3.5 и в таблицах Е.1-Е.9 (Приложение Е). Объемы выделившейся УВ фазы в эмульсионном растворе через 7 суток термостатирования представлены в соответствующих ячейках. Все приготовленные составы термостабильны и агрегативно устойчивы при 90 °С, что свидетельствует о возможности их применения в качестве блокирующих составов при глушении скважин в условиях повышенных пластовых температур (до 90 °С).

По результатам проведенных испытаний на термостабильность при 90 °С для каждого эмульгатора была определена оптимальная концентрация и соотношение водной и УВ фаз. Для всех трех типов эмульгатора была выбрана концентрация 1,5 % масс. (с учетом вероятности содержания в нефти деэмульгатора, повышения температуры, особенностей промысловых условий приготовления эмульсии и т.д.). При соотношении водной и УВ фаз 80/20 и 90/10 % масс. все эмульсионные составы являются стабильными, варьирование соотношения фаз в этих пределах может быть использовано с целью регулирования вязкости и плотности эмульсионного состава от менее (80/20 % масс.) к более вязкому (90/10 % масс.) [10].

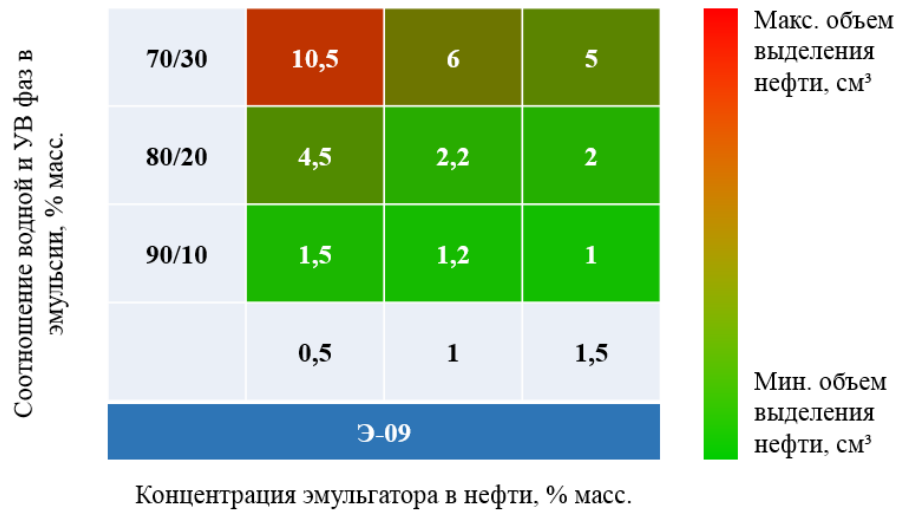


Рисунок 3.3 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-09 при различных соотношениях фаз при 90 °С через 10 суток

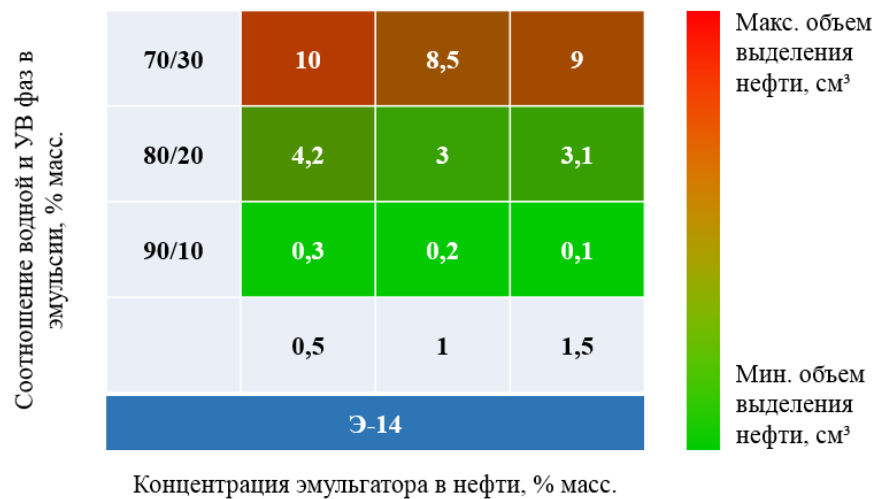


Рисунок 3.4 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-14 при различных соотношениях фаз при 90 °С через 10 суток

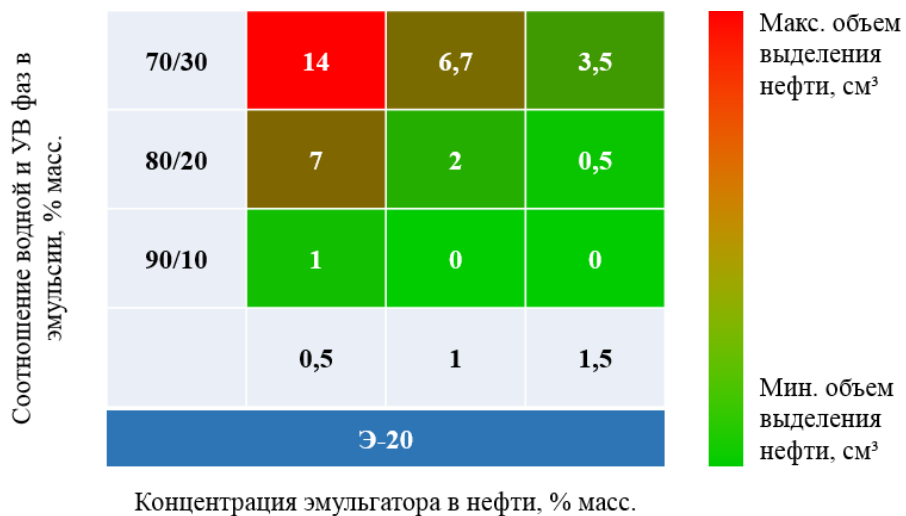


Рисунок 3.5 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-20 при различных соотношениях фаз при 90 °С через 10 суток

Исходя из проведенных исследований можно сделать вывод, что при использовании эмульгатора Э-09 в эмульсионном составе выделяется минимальное количество УВ фазы по сравнению с другими марками эмульгаторов (Э-14 и Э-20). При высоких температурах допускается небольшое выделение УВ слоя (верхний темный слой), который легко удаляется перемешиванием состава. Также важно отметить, что при использовании эмульгатора Э-20 в эмульсионном составе при концентрации 0,5 % масс. наблюдается частичное выделение водной фазы, что не соответствует требованиям ЖГС [109].

Таким образом, для приготовления в дальнейших исследованиях БГЭР использовался эмульгатор Э-09 («Ялан-Э-2» марки Б2 производства ООО «Синтез-ТНП»), выпускаемый по ТУ 2458-012-22657427-2000. Данный эмульгатор является смесью продуктов реакции аминов и аминоспиртов с жирными кислотами и был разработан сотрудниками кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений СПГУ совместно с компанией ООО «Синтез-ТНП».

В результате рекомендуется следующая рецептура состава БГЭР, % масс.: эмульгатор «Ялан-Э-2» марки Б2 – 1,5; нефть – 18,5; водный раствор хлористого кальция – 80.

3.2 Результаты определения блокирующей способности составов при моделировании трещинного коллектора и подбор типа наполнителя

Использование блокирующего состава БГЭР в чистом виде (без наполнителя) не предотвращает его поглощение в условиях карбонатного трещинного коллектора и АНПД, поэтому следующим этапом исследований являлся подбор типа и оптимальной концентрации наполнителя. Для повышения блокирующей способности состава БГЭР на практике используются различные типы закупоривающих наполнителей, создающих низкопроницаемый блокирующий экран. Анализ мирового опыта глушения скважин с контролем поглощения показал, что наиболее перспективными являются следующие наполнители: мраморная крошка, мел, галит и др. Для

оценки блокирующей способности составов при моделировании трещинного коллектора, подбора оптимальной концентрации и типа наполнителя был разработан стенд, который подробно описан в разделе 2.4. Результаты фильтрационных исследований по оценке блокирующей способности составов на фильтр-прессе с применением вышеперечисленных наполнителей в составе БГЭР представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты фильтрационных экспериментов по оценке блокирующей способности составов на фильтр-прессе

Раскрытость трещины, мм	Наименование состава	Давление прорыва, МПа	Профильрованный объем состава, см ³	Время фильтрации	Примечание
1. Подбор фракционного состава наполнителей различного типа при раскрытости трещины 0,1 мм					
0,1	БГЭР	1	450	23 сек	-
	БГЭР + 30 % МК-160 (аналог мела)	1	450	16 сек	-
	БГЭР + 30 % МК-500	> 8	28	40 мин	-
	БГЭР + 30 % МК-200/500	1	320	11 мин 7 сек	В ячейке осталась только мраморная крошка
	БГЭР + 30 % МК-500/1000 (аналог ракушечника)	1	320	22 сек	В ячейке осталась только мраморная крошка
	БГЭР + 30 % МК-160 (аналог мела)	1	450	16 сек	-
	БГЭР + 30 % Галит	1	350	25 сек	В ячейке осталась крупная фракция «галита»
	БГЭР + 30 % Ракушечник	1	322	20 сек	В ячейке остался ракушечник
	1 пачка: 16 % Diaseal M (в водном растворе CaCl ₂); 2 пачка: БГЭР	< 4	350	35 мин	Прорыв БГЭР через антифильтрационную присадку при 4 МПа
	M-Fiber + Reablock	3	350	25 мин	-
2. Подбор фракционного состава наполнителей различного типа при раскрытости трещины 0,5 мм					
0,5	БГЭР	1	450	8 сек	-
	БГЭР + 30 % МК-200/500	1	450	9 сек	-
	БГЭР + 30 % МК-500	> 8	6	40 мин	-
3. Подбор оптимальной концентрации МК-500 при раскрытости трещины 0,5 мм					
0,5	БГЭР + 10 % МК-500	> 8	7	40 мин	-
	БГЭР + 5 % МК-500	> 8	8	40 мин	-
	БГЭР + 3 % МК-500	> 8	10	40 мин	-

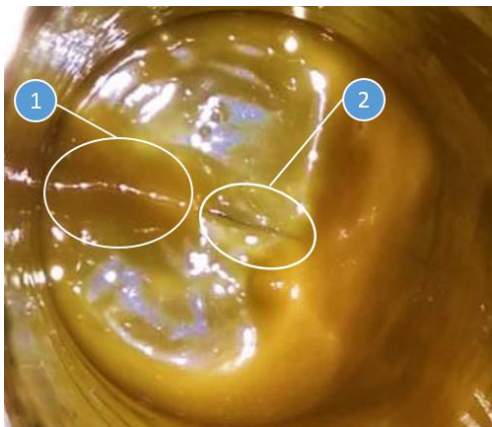
Продолжение таблицы 3.2

	БГЭР + 1 % МК-500	> 8	90	40 мин	85 см ³ профильтовалось в первые 2 сек
4. Подбор фракционного состава и оптимальной концентрации мраморной крошки при раскрытости трещины 1 мм					
1	БГЭР + 30 % МК-500	1	450	4 сек	-
	БГЭР + 20 % МК (10 % МК-500 + 10 % МК-500/1000)	> 8	40	40 мин	-
	БГЭР + 10 % МК (5 % МК-500 + 5 % МК-500/1000)	6	450	30 мин	Прорыв при переходе к 6 МПа
	БГЭР + 10 % МК (5 % МК-500 + 5 % МК-1000/1500)	> 8	4	40 мин	-
	БГЭР + 6 % МК (3 % МК-500 + 3 % МК-1000/1500)	> 8	4	40 мин	-
5. Подбор фракционного состава и оптимальной концентрации мраморной крошки при раскрытости трещин 1,5 и 2 мм					
1,5	БГЭР + 6 % МК (3 % МК-500 + 3 % МК-1000/1500)	> 8	100	40 мин	90 см ³ профильтовалось в первые 2 сек
2	БГЭР + 6 % МК (3 % МК-500 + 3 % МК-1000/1500)	1	450	3 сек	-

Для проведения исследований по оценке блокирующей способности составов при моделировании трещинного коллектора и подбора типа наполнителя при раскрытости трещины 0,1 мм в качестве начальной была выбрана максимальная массовая концентрация для всех наполнителей – 30 % масс., кроме антифильтрационной присадки Diaseal M. В ходе лабораторных исследований доказано, что все исследованные блокирующие составы, кроме состава БГЭР-МК (30 % масс. МК-500), не способны создавать надежного блокирующего экрана, способного выдерживать высокие перепады давления. При данной раскрытости трещины наиболее эффективным является применение мраморной крошки марки МК-500, за счет ее разнофракционного состава, который обеспечивает формирование прочного и непроницаемого экрана, способного выдерживать высокие перепады давления до 8 МПа.

В качестве наглядного примера на рисунке 3.6 (а) представлен внешний вид металлического диска внутри ячейки фильтр-пресса после проведения эксперимента с БГЭР, смешанного с разнофракционной мраморной крошкой МК-500. Можно увидеть, что над трещиной сформировалась мелкодисперсная фильтрационная корка высотой около 3-5 мм, заблокировавшая трещину и предотвратившая фильтрацию эмульсионного состава. При этом данная корка легко разрушается уже в процессе слива блокирующего состава из ячейки.

Также были проведены исследования с добавлением в состав БГЭР минерального наполнителя более крупной фракции мраморной крошки (МК-200/500, МК-500/1000), аналогом которого является «ракушечник». В ходе исследований установлено, что мраморная крошка (МК-200/500, МК-500/1000) не придает составу высокой блокирующей способности по причине отсутствия мелкодисперсной фазы, способной закупоривать мельчайшие проходы в формируемой фильтрационной корке. Аналогичные результаты были получены при использовании в качестве наполнителя «галита» (концентрат минеральный, тип С). Несмотря на разнофракционный состав этого наполнителя, не было получено надежной фильтрационной корки (рисунок 3.6 (б)).



(а)



(б)

Рисунок 3.6 – (а) Внешний вид мелкодисперсной фильтрационной корки над трещиной после фильтрации блокирующего состава БГЭР-МК (30 % МК-500) (трещина раскрытостью 0,1 мм): 1 – цельная часть фильтрационной корки; 2 – разрушенная часть фильтрационной корки в процессе слива; (б) Внешний вид фильтрационной корки на входе в трещину после фильтрации блокирующего состава БГЭР-Г (30 % Галит)

Альтернативой крупной фракции мраморной крошки является использование мела (МК-160) в качестве минерального наполнителя, который не дал ожидаемого эффекта по причине малого размера его частиц. Сопоставимые с размерами микротрещин карбонатного коллектора частицы мела способны глубоко проникать в пласт, снижая его естественные фильтрационные характеристики.

Отдельно стоит отметить тестирование антифильтрационной присадки Diaseal M, заключающееся в заполнении нижней половины ячейки фильтр-пресса водным раствором CaCl_2 , с растворенным в нем 16 %-ым наполнителем Diaseal M, а в верхней половине ячейки состав БГЭР (согласно рекомендованной производителем технологии). Данная технология показала низкую эффективность. На начальном этапе эксперимента происходил процесс формирования антифильтрационной пробки, сопровождающийся водоотдачей, в процессе которого давление постепенно повышалось. При давлении 4 МПа произошел прорыв и эмульсия профильтровалась полностью через антифильтрационную пробку. Негативным фактором применения данной технологии может явиться забивка оборудования продуктами данного реагента, которые представляют собой спрессованную бумагу (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 – Внешний вид антифильтрационной присадки Diaseal M после фильтрации блокирующего состава 16 % Diaseal M (в водном растворе CaCl_2) + БГЭР (трещина раскрытостью 0,1 мм)

Аналогичные результаты были получены при использовании блокирующего состава M-Fiber + Reablock: за счет наличия микроволокон был создан экран на трещине раскрытостью 0,1 мм, который выдержал максимальный перепад давления 3 МПа.

Таким образом, данные составы не были допущены для тестирования на трещине 0,5 из-за низкой эффективности данных технологий в сравнении с другими.

В ходе лабораторных исследований, проведенных на разработанном стенде было установлено, что для надежного блокирования трещин раскрытостью до 0,5 мм наиболее эффективным является применение в составе БГЭР мраморной крошки производства ООО «Шишимский мрамор и Ко» марки МК-500 (БГЭР-МК-0,5), распределение фракционного состава которой находится в диапазоне от 0 до 0,5 мм (рисунок 3.8). При этом выявлена наиболее оптимальная концентрация мраморной крошки в составе БГЭР при данной раскрытости трещины – 5 % масс. Установлено, что при данной концентрации образуется блокирующий экран на входе в трещину, выдерживающий перепад давления до 8 МПа. При меньшем содержании мраморной крошки в составе БГЭР происходит прорыв блокирующего экрана при перепаде давления менее 1 МПа.

При увеличении раскрытости трещины до 1,5 мм рекомендуется добавление в БГЭР смеси мраморной крошки МК-500 и МК-1000/1500 (БГЭР-МК-1,5), взятых в оптимальной для обеих марок концентрации 3 % масс., в соотношении 1:1. Распределение фракционного состава данной смеси находится в диапазоне от 0 до 1,5 мм (рисунок 3.8).

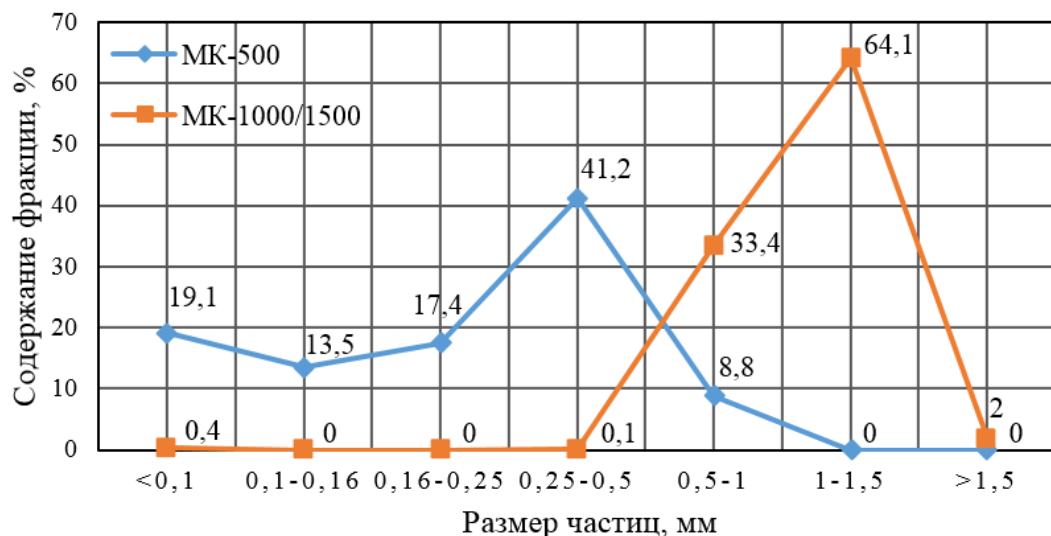


Рисунок 3.8 – Распределение фракционного состава наполнителя БГЭР (мраморной крошки)

При этом состав БГЭР-МК-1,5 способствует образованию блокирующего экрана на входе в трещину, выдерживающего перепад давления до 8 МПа.

В результате проведенных исследований был установлен механизм формирования составом БГЭР-МК прочного и непроницаемого блокирующего экрана, заключающийся в создании на входе в трещину карбонатного коллектора гидродинамического затвора за счет правильно подобранного фракционного состава наполнителя, охватывающего весь диапазон раскрытости обрабатываемой трещины (от 0 до 1,5 мм), что позволит выдерживать высокие перепады давления (более 8 МПа). Блокирующий экран формируется за счет арочного эффекта разнофракционной мраморной крошки. Таким образом, достигается высокое уплотнение частиц под действием сил трения (рисунок 3.9).

Правильный подбор фракционного состава мраморной крошки важен с целью снижения степени проникновения в пласт мелких частиц наполнителя, что может привести к ухудшению проницаемости и, как следствие, к осложнениям при освоении и выводе скважины на режим эксплуатации. В свою очередь, более крупные частицы наполнителя не способны образовывать непроницаемый блокирующий экран, что приводит к проникновению фильтрата ТЖ в ПЗП (рисунок 3.9).



Рисунок 3.9 – Механизм формирования блокирующего экрана на входе в трещину в ПЗП при применении в ТЖ наполнителей различного фракционного состава

3.3 Результаты определения физико-химических свойств блокирующих составов БГЭР и БГЭР-МК

3.3.1 Описание используемого в исследованиях наполнителя – мраморной крошки

Для разработки блокирующего состава БГЭР-МК было предоставлено 5 типов мраморной крошки, изготовленных по ТУ 5716-001-56390243-2015:

- мрамор молотый фракционированный марки МК016 (МК-160) – с размером фракций до 0,16 мм;
- мрамор молотый фракционированный марки МК05 (МК-500) – с размером фракций до 0,5 мм;
- мрамор измельченный марки МК0205 (МК-200/500) – с размером фракций от 0,2 до 0,5 мм;
- мрамор измельченный марки МК0510 (МК-500/1000) – с размером фракций от 0,5 до 1 мм;
- мрамор измельченный марки МК1015 (МК-1000/1500) – с размером фракций от 1 до 1,5 мм.

Для проверки соответствия мраморной крошки заявленным в паспортах параметрам фракционного состава были проведены исследования по определению его гранулометрического состава ситовым методом согласно [19]. Результаты проведенных исследований в целом показали соответствие образцов мраморной крошки заявленным в паспортах характеристикам (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Распределение содержания мраморной крошки в зависимости от размера частиц

Наименование марки мраморной крошки	Размер частиц, мм						
	< 0,1	0,1-0,16	0,16-0,25	0,25-0,5	0,5-1	1-1,5	> 1,5
	Содержание, %						
МК-160	72,8	22,2	5	0	0	0	0
МК-500	19,1	13,5	17,4	41,2	8,8	0	0
МК-200/500	0,5	0,1	0,2	49,2	50	0	0
МК-500/1000	1	0,1	0,1	1,8	92,2	4,8	0
МК-1000/1500	0,4	0	0	0,1	33,4	64,1	2

В качестве максимального значения по содержанию мраморной крошки в эмульсии была выбрана массовая концентрация 30 %, обусловленная итогами литературного обзора, который показал, что для глушения нефтяных скважин с высокой проницаемостью с целью контроля поглощения могут использоваться наполнители с содержанием в составе до 30 % [59]. Опыт компании M-I SWACO (Schlumberger) в применении карбоната кальция свидетельствует о том, что для контроля фильтрации используются концентрации от 30 до 140 кг/м³ в зависимости от условий работ, характеристик коллектора и фактической репрессии на пласт. В качестве наполнителя используются смеси фракций FINE/MEDIUM/COARSE в соответствии с данными расчетов в программном пакете «OptiBridge™» для создания малопроницаемой фильтрационной корки (барьера) на поверхности поры коллектора или проппанта, ячейки забойного фильтра и т.д. Карбонат кальция средней и крупной фракции также используется в буровых растворах для контроля и ликвидации поглощений в концентрациях от 90 до 140 кг/м³.

В то же время согласно работам Орлова Г.А., Кендиса М.Ш. и Глущенко В.Н. оптимальное количество мелкодисперсных добавок, как эффективных регуляторов фильтрационных свойств ОЭ, должно составлять 2-10 %. При этом диаметр таких частиц ($D_{ч}$) по отношению к осредненному диаметру пор (проводящих каналов) коллектора должен находиться в пределах $3 D_{ч} < D_{п} < 10 D_{ч}$ [52].

В связи с этим исследования блокирующих составов с наполнителями проводились при их массовой концентрации в составе до 30 %. Оптимальная же концентрация и фракционный состав мраморной крошки в эмульсии может быть выявлен только на основании результатов по исследованию седиментационной устойчивости и фильтрационных свойств блокирующего состава в зависимости от степени раскрытости трещины.

Исследования по оценке блокирующей способности составов позволили выделить следующие составы, которые будут использованы в дальнейших исследованиях:

- БГЭР-МК-0,5 – для трещин раскрытостью до 0,5 мм;
- БГЭР-МК-1,5 – для трещин раскрытостью до 1,5 мм.

3.3.2 Результаты определения плотностей

Плотность блокирующих составов определялась согласно методике, описанной в разделе 2.2.1. Результаты измерения плотностей отдельных компонентов БГЭР представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты определения плотностей компонентов БГЭР при 20 °С

Компоненты БГЭР	Плотность, кг/м ³
Эмульгатор «Ялан-Э-2» марки Б2	898
Нефть	824
Водный раствор CaCl ₂	1285

В таблице 3.5 представлены результаты по определению плотностей исследуемых составов по методике, описанной в разделе 2.2.1. Согласно данным результатам плотность БГЭР повышается на 6 % при добавлении мраморной крошки до 6 % масс.

Таблица 3.5 – Результаты определения плотностей исследуемых составов

Наименование состава	Плотность, кг/м ³
БГЭР	1221
БГЭР-МК-0,5 (5 % масс. МК-500)	1287
БГЭР-МК-0,5 (3 % масс. МК-500 + 3 % масс. МК-1000/1500)	1300

При необходимости регулирования плотности можно изменить соотношение фаз от 80/20 % масс. до 90/10 % масс., как описано в разделе 3.1.2 или плотность исходных компонентов БГЭР, например, уменьшить или увеличить минерализацию водного раствора.

3.3.3 Результаты исследования седиментационной устойчивости

Исследуемый состав признавался седиментационно устойчивым, если разность плотностей нижнего слоя в сравнении с верхним не превышала 20 кг/м³, что составляло изменение в 1,5 %. Таким образом, диапазон седиментационной устойчивости находился в пределах от 98,5 до 100 %.

Результаты исследований представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты исследования седиментационной устойчивости блокирующих составов после термостатирования при 37 °С в течение 7 суток

Наименование состава	Соотношение водной и УВ фаз, % масс.	Плотность, кг/м ³		Разность плотностей, кг/м ³	СУ, %
		верхнего слоя	нижнего слоя		
БГЭР-МК-0,5	60/40	1201	1243	42	96,6
БГЭР-МК-1,5	60/40	1214	1259	45	96,4
БГЭР-МК-0,5	70/30	1246	1266	20	98,4
БГЭР-МК-1,5	70/30	1258	1280	22	98,3
БГЭР-МК-0,5	80/20	1285	1289	4	99,7
БГЭР-МК-1,5	80/20	1297	1303	6	99,5
БГЭР-МК-0,5	90/10	1316	1318	2	99,8
БГЭР-МК-1,5	90/10	1327	1331	4	99,7

На рисунке 3.10 видно, что прослеживается зависимость изменения седиментационной устойчивости блокирующего состава БГЭР-МК от соотношения водной/УВ фаз и концентрации наполнителя.

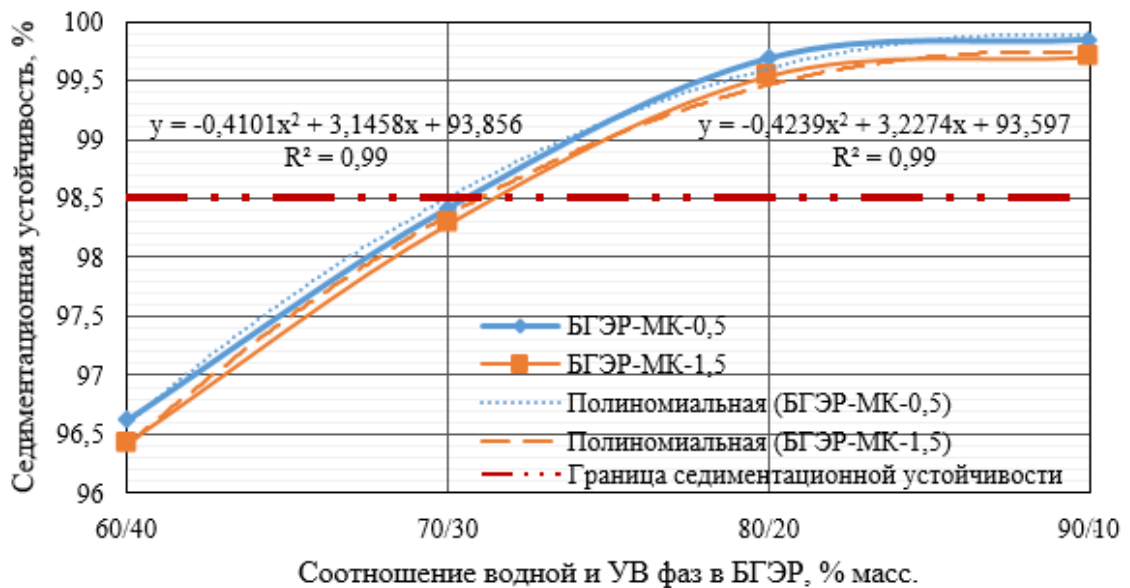
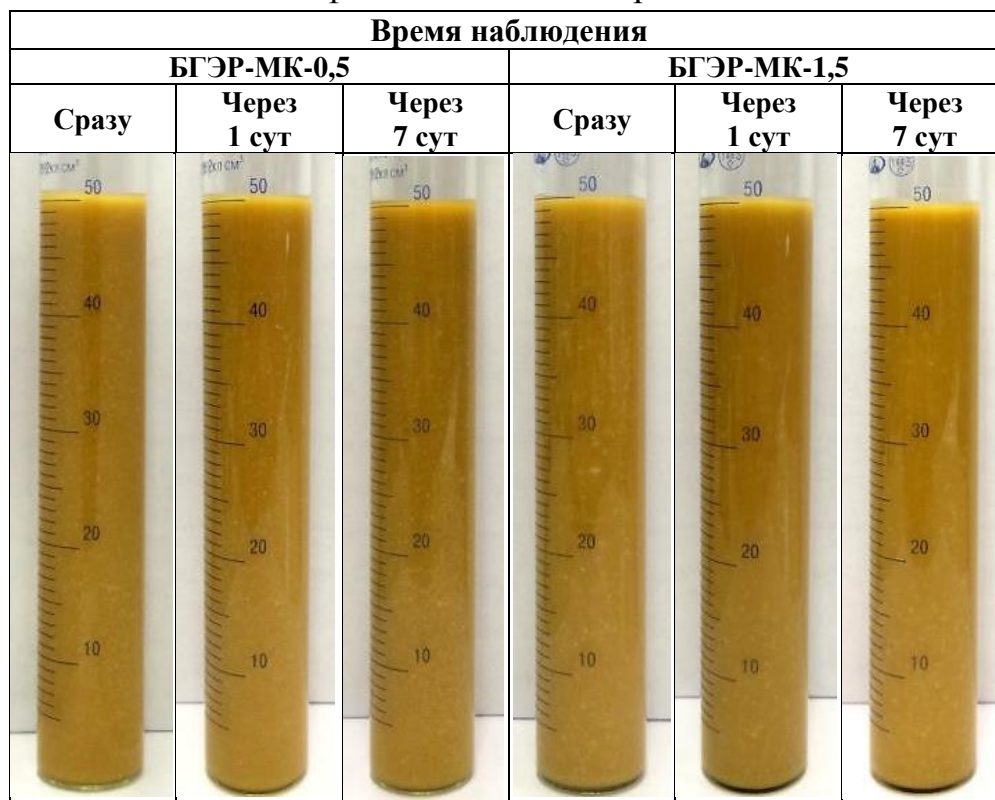


Рисунок 3.10 – Зависимость седиментационной устойчивости БГЭР-МК от соотношения водной/УВ фаз и концентрации наполнителя

Установлено, что при соотношении водной и УВ фаз 80/20 и 90/10 % масс., соответственно, все составы имеют сходную седиментационную устойчивость, исходя из чего можно утверждать, что соотношение 80/20 % масс. является наиболее оптимальным (таблица 3.7). При таком соотношении твердые частицы мраморной крошки в составе БГЭР находятся во взвешенном состоянии за счет повышенной плотности и вязкости

состава. При уменьшении содержания в БГЭР водной фазы менее 80 % масс. происходит снижение плотности и вязкости раствора, что ухудшает его седиментационную устойчивость.

Таблица 3.7 – Седиментационная устойчивость исследуемых составов при соотношении водной и УВ фаз 80/20 % масс. при 37 °С



3.3.4 Результаты исследования электростабильности

Электростабильность блокирующих составов оценивалась согласно методике, описанной в разделе 2.2.4. Результаты исследований представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты исследования электростабильности блокирующих составов

Наименование состава	Напряжения пробоя, В
БГЭР	367
БГЭР-МК-0,5	355
БГЭР-МК-1,5	351

В результате оценки электростабильности выявлено, что добавление в БГЭР мраморной крошки 5 % масс. МК-500 и 3 % масс. МК-500 + 3 % масс. МК-1000/1500 способствует уменьшению его электростабильности в среднем на 5 %. Таким образом, можно сделать вывод, что показатель

электростабильности незначительно снижается при увеличении в эмульсии концентрации разнофракционной мраморной крошки.

3.3.5 Результаты исследования коррозионной активности

Исследования по оценке коррозионной активности блокирующих составов были проведены согласно описанной в разделе 2.2.5 методике.

Исследования коррозионной активности блокирующих составов БГЭР, БГЭР-МК-0,5 и БГЭР-МК-1,5, результаты которых представлены в таблице 3.9, показали их низкую коррозионную активность по отношению к металлам. Скорость коррозии стальной пластины, погруженной в состав БГЭР, составила 0,052 мм/год. При добавлении 5 % масс. МК-500 и 3 % масс. МК-500 + 3 % масс. МК-1000/1500 в состав БГЭР, скорость коррозии незначительно увеличивается и составляет 0,055-0,056 мм/год.

Скорость коррозии всех исследуемых составов не превышает установленный норматив, их использование является допустимым при проведении внутрискважинных операций согласно требованиям [69] (скорость коррозии исследуемых составов не должна превышать установленный норматив (0,10-0,12 мм/год)).

Таблица 3.9 – Результаты исследований коррозионной активности блокирующих составов

Наименование состава	Скорость коррозии	
	г/м ² ·час	мм/год
БГЭР	0,046	0,052
БГЭР-МК-0,5	0,049	0,055
БГЭР-МК-1,5	0,050	0,056

3.3.6 Результаты определения температуры застывания

Температура застывания оценивалась согласно методике, описанной в разделе 2.2.6. Результаты исследований представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Результаты определения температуры застывания блокирующих составов

Наименование состава		
БГЭР	БГЭР-МК-0,5	БГЭР-МК-1,5
Температура застывания, °С		
минус 21	минус 21	минус 21
Внешний вид		
		

По результатам исследований было установлено, что добавление мраморной крошки не оказывает влияние на скорость застывания состава. В зимний период (при температуре ниже минус 21 °С) необходимо осуществлять подогрев блокирующих составов при их приготовлении в полевых условиях или транспортировать с базы производственного обеспечения уже приготовленные в теплых боксах составы.

3.3.7 Результаты реологических исследований

Для оценки реологических свойств блокирующих составов БГЭР и БГЭР-МК была построена зависимость эффективной вязкости от числа оборотов цилиндра, а также было определено СНС, результаты которых представлены на рисунке 3.11 и в таблице 3.11.

Результаты исследований показали, что добавление 5 % масс. МК-500 и 3 % масс. МК-500 + 3 % масс. МК-1000/1500 приводит к увеличению эффективной вязкости БГЭР в среднем на 22 %, а значения СНС – в среднем на 8-15 % (при анализе данных СНС через 10 мин покоя).

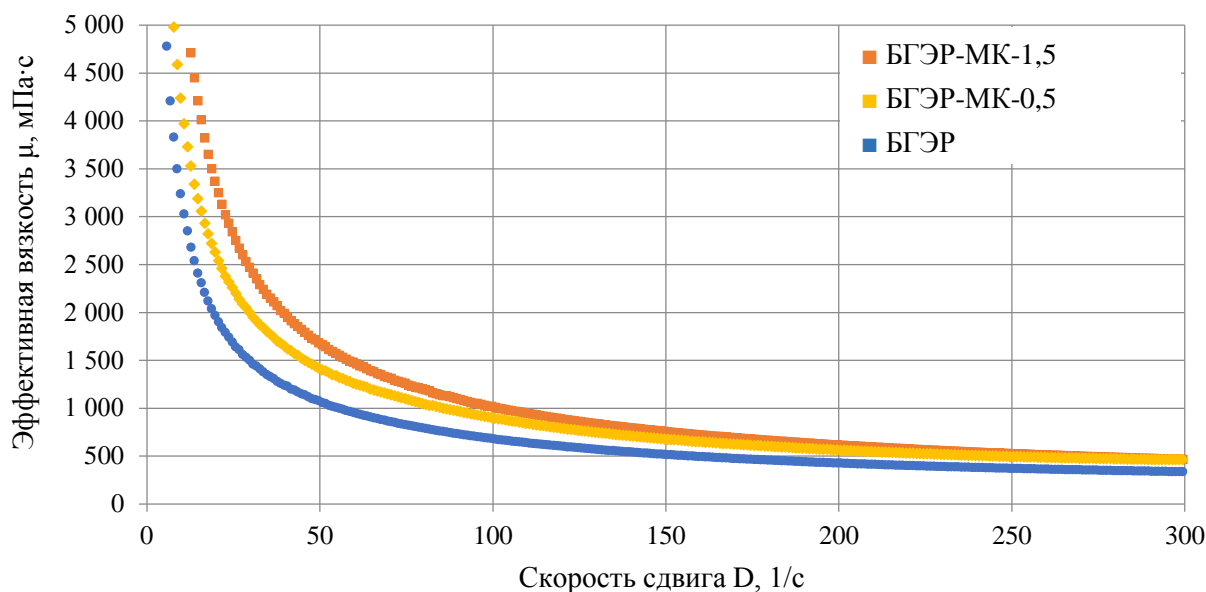


Рисунок 3.11 – Зависимость эффективной вязкости блокирующих составов от скорости сдвига

Таблица 3.11 – Результаты определения эффективной вязкости и СНС блокирующих составов при 37 °С

Наименование состава	Эффективная вязкость, мПа·с (D=300 об/мин)	СНС, Па (D=3 об/мин)	
		через 1 мин	через 10 мин
БГЭР	382	25,1	36,6
БГЭР-МК-0,5	463	18,2	39,4
БГЭР-МК-1,5	467	18,5	42,1

В результате были определены основные физико-химические свойства разработанного блокирующего состава БГЭР-МК, которые представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Основные физико-химические свойства блокирующих составов

Наименование параметра	Наименование состава			
	БГЭР	БГЭР-МК-0,5	БГЭР-МК-1,5	
Плотность при 20 °С, кг/м ³	1221	1287	1300	
Термостабильность при 37 °С в течение 7 суток	стабилен	стабилен	стабилен	
Седиментационная устойчивость после термостатирования в течение 7 суток, %	–	99,7	99,5	
Электростабильность, В	367	355	351	
Скорость коррозии стали марки Ст.20, мм/год	0,052	0,055	0,056	
Температура застывания, °С	-21	-21	-21	
Эффективная вязкость (D = 300 об/мин), мПа·с	382	463	467	
СНС (D = 3 об/мин), Па	Через 1 мин	25,1	18,2	18,5
	Через 10 мин	36,6	39,4	42,1

Данный состав удовлетворяет требованиям, предъявляемым к ЖГС, что свидетельствует о его применимости в процессе глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД с целью предотвращения поглощения ТЖ и сохранения фильтрационных характеристик ПЗП.

3.4 Результаты проведения фильтрационных исследований блокирующего состава БГЭР-МК на образцах естественных кернов

Сравнительный анализ степени эффективности исследованных блокирующих составов выполнялся на основании следующих основных фильтрационных параметров:

1. Коэффициент относительного изменения проницаемости керна после закачки блокирующего состава при постоянном давлении (репрессии) – основной критерий оценки эффективности. Наиболее эффективны те составы, которые способны максимально восстанавливать исходную проницаемость керна, т.е. коэффициент относительного изменения проницаемости керна которых стремится к нулю.

2. Максимальный градиент давления начала фильтрации керосина после закачки блокирующего состава в керн (при постоянном расходе) и выдержки в термобарических условиях – второстепенный параметр оценки эффективности. Самыми эффективными являются составы, имеющие наименьшее значение этого параметра, что облегчает процесс освоения скважины и вывод ее на режим эксплуатации.

3. Количество проникшего в трещину блокирующего состава. На основании данного критерия наиболее эффективными считаются те составы, которые имеют наименьшее значение этого параметра, что свидетельствует о вероятности минимизации их препятствии загрязнения ими ПЗП при глушении скважины и, впоследствии, облегчает процесс освоения скважины, а также вывод ее на режим эксплуатации.

Данные об используемых в фильтрационных исследованиях образцах керна, жидкостях и полученных результатах представлены в таблицах 3.13-

3.19. Процессы проведения лабораторных фильтрационных исследований с разработанными составами ЖГС в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов представлены на рисунках 3.12-3.18. На графиках обозначены: I – моделирование притока нефти к скважине до глушения; II – моделирование глушения скважины; III – моделирование притока нефти к скважине после глушения. Итоговые результаты проведенных фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин представлены в таблице 3.20.

В таблице 3.13 и на рисунке 3.12 показаны результаты исследования при моделировании раскрытости трещины 0,1 мм. В данном исследовании коэффициент относительного изменения проницаемости керна равен -32 %. После прокачки БГЭР через образец керна градиент давления закачки керосина вырос на 1,69 МПа относительно градиента давления до закачки БГЭР. Данный фактор косвенно свидетельствует о загрязнении образца керна блокирующим составом БГЭР.

Таблица 3.13 – Результаты фильтрационных исследований с использованием состава БГЭР (трещина раскрытостью 0,1 мм)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	3,59	5,28
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки БГЭР	МПа/м	5,49	
Количество проникшего в трещину БГЭР	см ³	0,3	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-32	

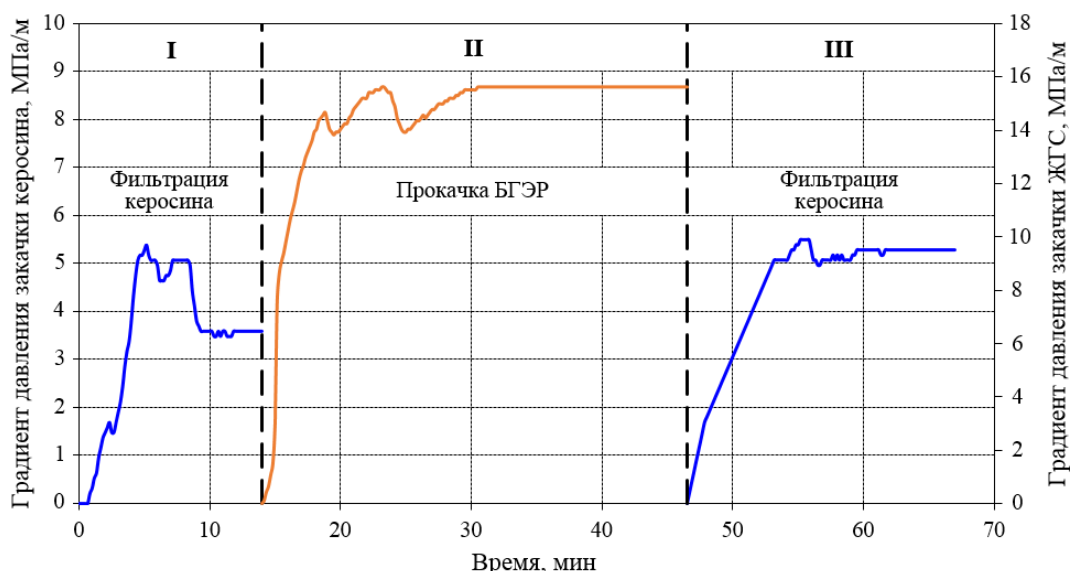


Рисунок 3.12 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и БГЭР от времени при моделировании процесса глушения и освоения нефтяной скважины (трещина раскрытостью 0,1 мм)

В таблице 3.14 и на рисунке 3.13 показаны результаты исследования при моделировании раскрытости трещины 0,1 мм с использованием блокирующего состава БГЭР-МК-0,5, который по сравнению с составом БГЭР без минерального наполнителя показывает более эффективные результаты. Полученный коэффициент относительного изменения проницаемости на 30 % меньше, чем при прокачки БГЭР и составляет -2 %. После прокачки БГЭР-МК-0,5 через образец керна градиент давления закачки керосина незначительно вырос относительно градиента давления до закачки БГЭР-МК-0,5, что еще раз указывает на эффективность данного состава при раскрытости трещины 0,1 мм.

Таблица 3.14 – Результаты фильтрационных исследований с использованием состава БГЭР-МК-0,5 (трещина раскрытостью 0,1 мм)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	4,25	4,33
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки БГЭР-МК-0,5	МПа/м	5,07	
Количество проникшего в трещину БГЭР-МК-0,5	см ³	< 0,2	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-2	

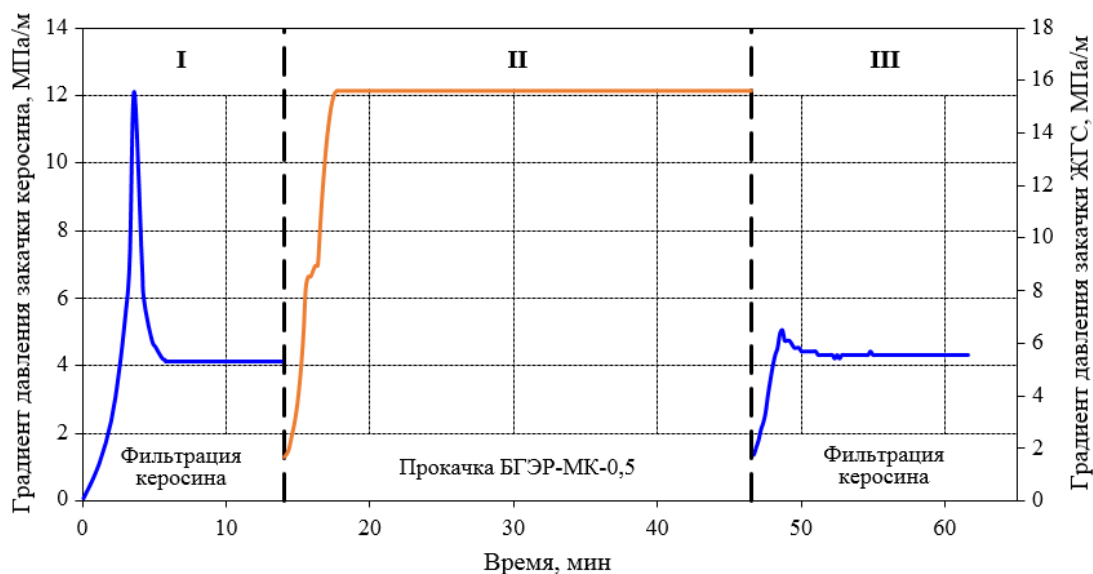


Рисунок 3.13 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и БГЭР-МК-0,5 от времени при моделировании процесса глушения и освоения нефтяной скважины (трещина раскрытостью 0,1 мм)

В таблицах 3.15-3.16 и на рисунках 3.14-3.15 показаны результаты исследований при раскрытости трещины 0,5 мм с использованием составов БГЭР и БГЭР-МК-0,5, соответственно. Исследования с использованием состава БГЭР показывают значительные изменения проницаемости керна и рост градиента давления закачки, что свидетельствует о серьезном загрязнении образца керна блокирующим составом БГЭР. В реальных условиях для вывода скважины на режим может потребоваться проведение СКО. В свою очередь, состав БГЭР-МК-0,5 показал лучшие результаты при моделировании глушения скважины с раскрытостью трещины 0,5 мм относительно БГЭР. Коэффициент относительного изменения проницаемости на 89 % меньше, чем при прокачке БГЭР. После прокачки БГЭР-МК-0,5 через образец керна градиент давления закачки керосина незначительно вырос относительно градиента давления до закачки состава. Таким образом, данный состав лучше сохраняет первоначальную проницаемость в ПЗП.

Таблица 3.15 – Результаты фильтрационных исследований с использованием состава БГЭР (трещина раскрытостью 0,5 мм)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	0,84	12,7
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки БГЭР	МПа/м	20,9	
Количество проникшего в трещину БГЭР	см ³	14	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-93	

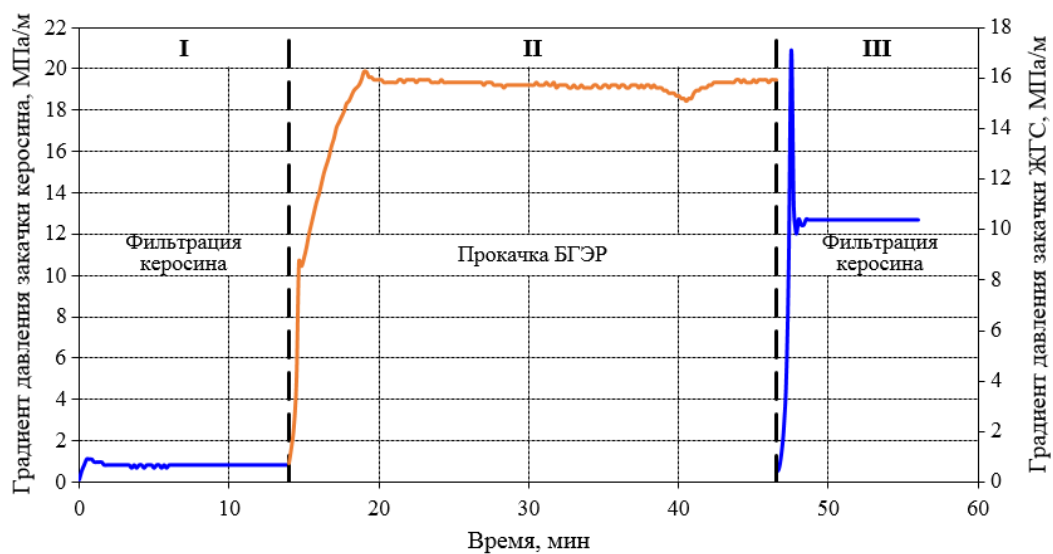


Рисунок 3.14 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и БГЭР от времени при моделировании процесса глушения и освоения нефтяной скважины (трещина раскрытостью 0,5 мм)

Таблица 3.16 – Результаты фильтрационных исследований с использованием состава БГЭР-МК-0,5 (трещина раскрытостью 0,5 мм)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	0,84	0,88
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки БГЭР-МК-0,5	МПа/м	2,2	
Количество проникшего в трещину БГЭР-МК-0,5	см ³	< 0,2	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-4	

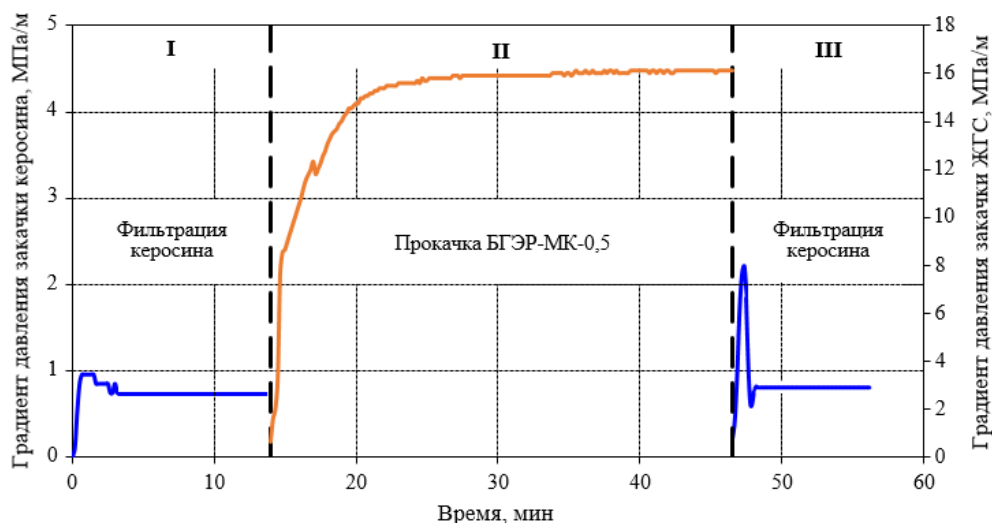


Рисунок 3.15 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и БГЭР-МК-0,5 от времени при моделировании процесса глушения и освоения нефтяной скважины (трещина раскрытостью 0,5 мм)

При моделировании раскрытости трещины 1,5 мм проведены исследования трех составов: БГЭР, БГЭР-МК-0,5 и БГЭР-МК-1,5, результаты которых показаны в таблицах 3.17-3.19 и на рисунках 3.16-3.18.

В таблице 3.17 и на рисунке 3.16 показаны результаты исследования, при моделировании раскрытости трещины 1,5 мм. В данном исследовании коэффициент относительного изменения проницаемости керна равен -61 %, что свидетельствует о серьезном загрязнении образца керна составом БГЭР. После прокачки БГЭР через образец керна градиент давления закачки керосина вырос в 2,5 раза относительно градиента давления до закачки БГЭР. Количество проникшего в трещину БГЭР равно 300 см³, что свидетельствует о полном проникновении данного состава в трещину.

Таблица 3.17 – Результаты фильтрационных исследований с использованием состава БГЭР (трещина раскрытостью 1,5 мм)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	0,11	0,28
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки БГЭР	МПа/м	0,3	
Количество проникшего в трещину БГЭР	см ³	300	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-61	

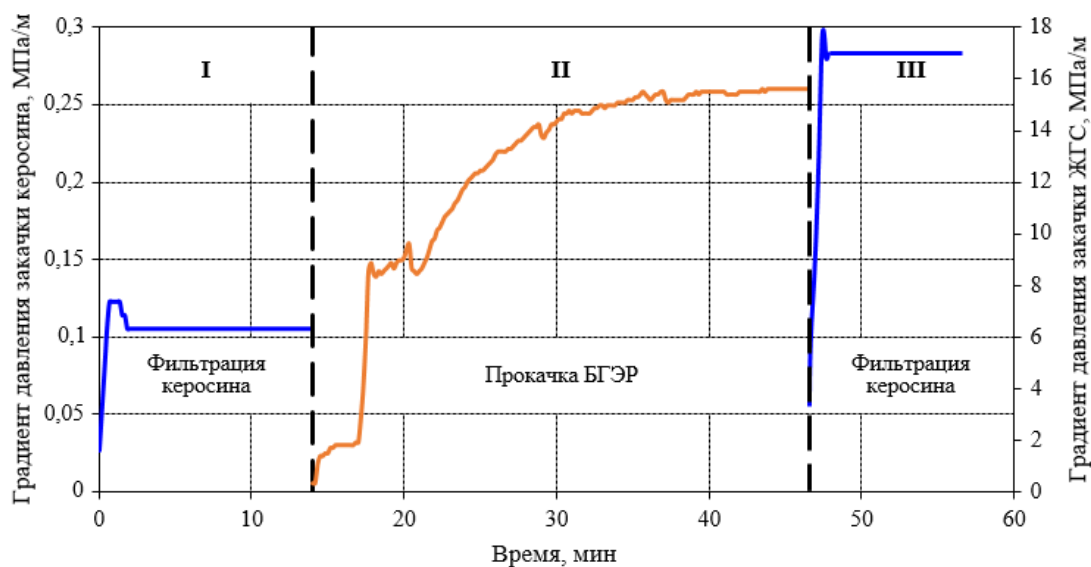


Рисунок 3.16 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и БГЭР от времени при моделировании процесса глушения и освоения нефтяной скважины (трещина раскрытостью 1,5 мм)

В таблице 3.18 и на рисунке 3.17 показаны результаты исследования блокирующего состава БГЭР-МК-0,5. Результаты исследования данного состава аналогичны результатам, полученным при испытании состава БГЭР при раскрытости трещины 1,5 мм, что указывает на неэффективное блокирование данным составом трещины вышеуказанного размера.

Таблица 3.18 – Результаты фильтрационных исследований с использованием состава БГЭР-МК-0,5 (трещина раскрытостью 1,5 мм)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	0,11	0,25
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки БГЭР-МК-0,5	МПа/м	0,27	
Количество проникшего в трещину БГЭР-МК-0,5	см ³	300	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-56	

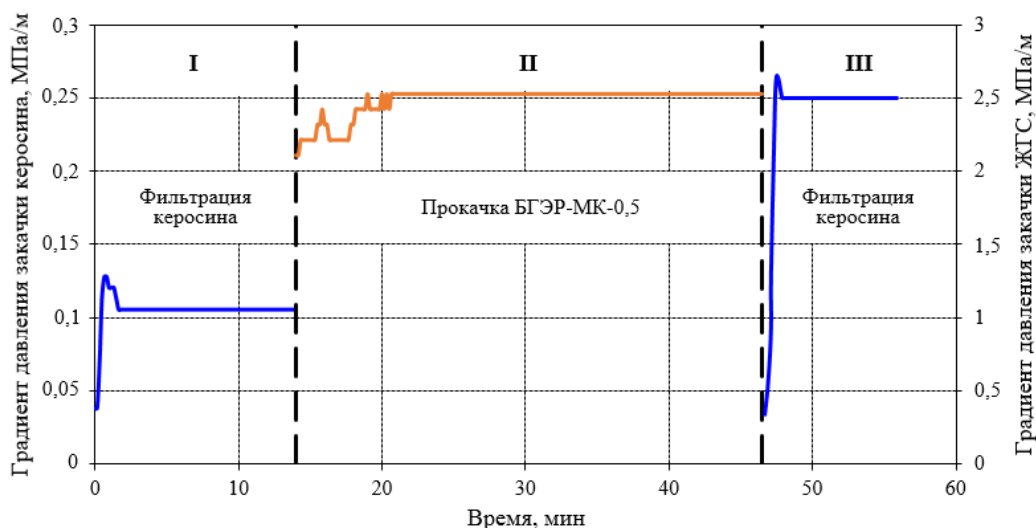


Рисунок 3.17 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и БГЭР-МК-0,5 от времени при моделировании процесса глушения и освоения нефтяной скважины (трещина раскрытостью 1,5 мм)

Результаты исследования с использованием блокирующего состава БГЭР-МК-1,5 показывают, что состав влияет на изменение коэффициента относительного изменения проницаемости и незначительно увеличивает градиент давления закачки керосина после прокачки. Также стоит подчеркнуть, что относительно рассмотренных выше двух составов, БГЭР-МК-1,5 показывает минимальное количество проникшего в трещину блокирующего состава. В связи с этим можно утверждать, что при раскрытости трещины 1,5 мм и репрессии при глушении 1 МПа рекомендуется использовать блокирующий состав БГЭР-МК-1,5, показавший лучшие результаты при испытаниях.

Таблица 3.19 – Результаты фильтрационных исследований с использованием состава БГЭР-МК-1,5 (трещина раскрытостью 1,5 мм)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	0,11	0,12
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки БГЭР-МК-1,5	МПа/м	0,13	
Количество проникшего в трещину БГЭР-МК-1,5	см ³	< 0,2	
Коэффициент относительного изменения проницаемости	%	-9	

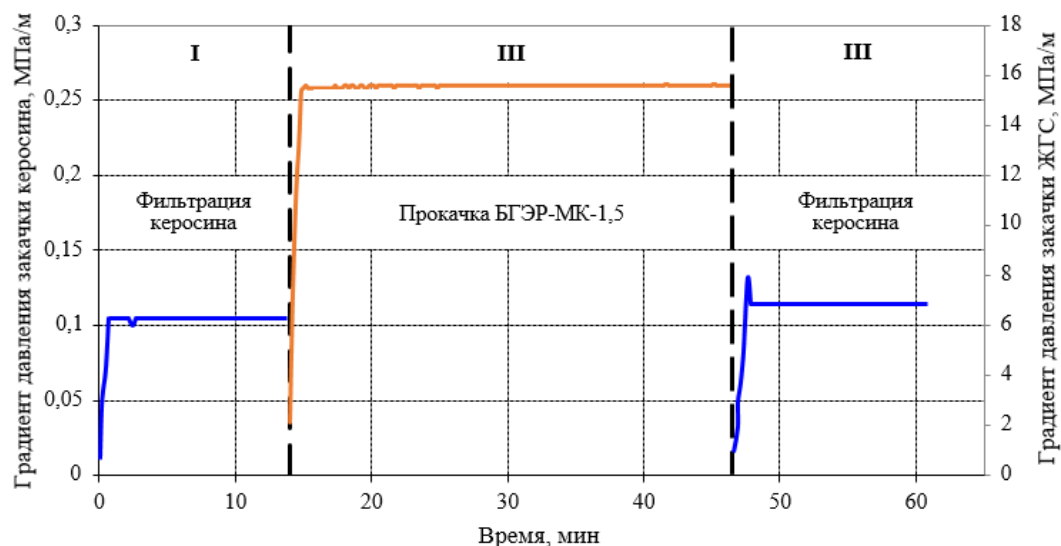


Рисунок 3.18 – Зависимость градиентов давления закачки керосина и БГЭР-МК-1,5 от времени при моделировании процесса глушения и освоения нефтяной скважины (трещина раскрытостью 1,5 мм)

В работах [16, 34, 37, 52] приводится множество примеров аналогичных результатов фильтрационных исследований, свидетельствующих о том, что в случае примерного соответствия размеров поровых каналов и твердых частиц наблюдается и максимальная степень восстановления проницаемости закольматированных кернов [76].

Итоговые результаты проведенных фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин представлены в таблице 3.20.

Таблица 3.20 – Результаты фильтрационных исследований блокирующих составов при постоянном перепаде давления (репрессии) 1 МПа

Раскрытость трещины, мм	Наименование блокирующего состава	Коэффициент относительного изменения проницаемости керна, %	Максим. градиент давления начала фильтрации керосина после закачки блокирующего состава, МПа/м	Количество проникшего в трещину блокирующего состава, см ³
0,1	БГЭР	-32	5,49	0,3
	БГЭР-МК-0,5	-2	5,07	< 0,2
0,5	БГЭР	-93	20,9	14
	БГЭР-МК-0,5	-4	2,20	< 0,2
1,5	БГЭР	-61	0,30	300
	БГЭР-МК-0,5	-56	0,27	300
	БГЭР-МК-1,5	-9	0,13	< 0,2

В результате проведенных фильтрационных исследований установлено, что для условий трещинно-порового карбонатного коллектора с целью предотвращения поглощения ТЖ и сохранения фильтрационных характеристик ПЗП рекомендуется применение минерального наполнителя (мраморной крошки). При этом рекомендуется с ростом степени раскрытости естественных трещин использовать более широкий диапазон фракционного состава наполнителя. Таким образом, при средней раскрытости трещин до 0,5 мм рекомендуется применение состава БГЭР-МК-0,5. При большей раскрытости трещины до 1,5 мм – БГЭР-МК-1,5. Данные составы позволяют в наибольшей степени сохранить фильтрационные характеристики керна за счет образования на его входе мелкодисперсной корки из разнофракционной мраморной крошки, которая препятствует дальнейшей фильтрации в трещину блокирующего состава БГЭР и водного раствора неорганических солей. Помимо сохранения фильтрационных свойств, немаловажным показателем эффективности применяемых жидкостей глушения является низкое значение градиента давления начала фильтрации керосина после глушения. Данный параметр характеризует ту депрессию в системе «скважина – ПЗП», которую необходимо создать в процессе освоения скважины, для обеспечения притока пластовых флюидов.

Отрицательные значения коэффициента относительного изменения проницаемости керна свидетельствуют о проникновении мраморной крошки в трещину до момента формирования непроницаемого блокирующего экрана, что, в свою очередь, приводит к ухудшению проницаемости. При этом восстановление проницаемости может быть произведено путем воздействия на ПЗП соляно-кислотным составом (12 % HCl), что подтверждается результатом проведенного фильтрационного эксперимента, представленного в таблице 3.21 и на рисунке 3.19.

Таблица 3.21 – Результаты фильтрационных исследований с использованием состава БГЭР-МК-0,5 и последующей обработки 12 % HCl (раскрытость трещины 0,1 мм)

Параметр	Единица измерения	До закачки блокирующего состава	После закачки блокирующего состава
Градиент давления закачки керосина	МПа/м	3,8	3,5
Максимальный градиент давления фильтрации керосина после закачки БГЭР-МК-0,5	МПа/м	3,7	
Количество проникшего в трещину БГЭР-МК-0,5	см ³	< 0,2	
Коэффициент относительного изменения проницаемости после СКО	%	+8	

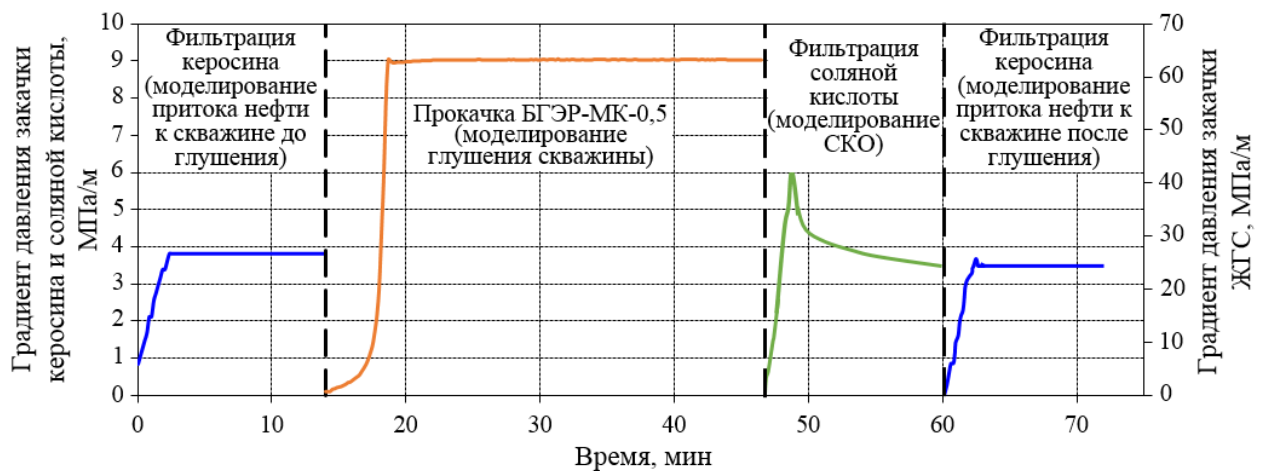


Рисунок 3.19 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяной скважины (раскрытость трещины 0,1 мм)

Исходя из представленного результата следует, что проведение СКО после процесса глушения с применением состава БГЭР-МК-0,5 позволяет:

- повысить эффективность освоения скважины за счет растворения мраморной крошки в составе БГЭР и в трещине (максимальный градиент давления закачки керосина после СКО составил 3,7 МПа/м);
- восстановить и улучшить фильтрационные характеристики ПЗП за счет воздействия на трещину и матрицу карбонатного коллектора (коэффициент относительного изменения проницаемости керна составил +8 %).

3.5 Выводы по главе 3

1. На основании проведенных исследований по подбору наиболее эффективного эмульгатора и оптимального соотношения фаз для приготовления БГЭР выбран эмульгатор «Ялан-Э-2» марки Б2 производства ООО «Синтез-ТНП» концентрацией 1,5 % масс. при соотношении водной/УВ фаз 80/20 и 90/10 % масс., эмульсионный состав которых является стабильным. Варьирование соотношения фаз в этих пределах может быть использовано с целью регулирования вязкости и плотности эмульсионного состава от менее (80/20 % масс.) к более вязкому (90/10 % масс.).

2. По результатам определения блокирующей способности составов при моделировании трещинного коллектора установлено, что использование состава БГЭР в чистом виде (без наполнителя) не предотвращает его поглощение продуктивным пластом при глушении в условиях карбонатного трещинного коллектора и АНПД, поэтому для повышения блокирующей способности состава БГЭР рекомендуется использовать разнофракционную мраморную крошку.

3. В ходе лабораторных исследований, проведенных на разработанном стенде, было установлено, что для надежного блокирования трещин в зависимости от степени их раскрытости рекомендуется использовать следующие составы:

- БГЭР-МК-0,5 – для трещин раскрытостью до 0,5 мм;
- БГЭР-МК-1,5 – для трещин раскрытостью до 1,5 мм.

4. Разработан и запатентован блокирующий состав БГЭР-МК, представляющий собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную реагентом-эмульгатором «Ялан-Э-2» марки Б2 (смесь продуктов реакции аминов и аминоспиртов с жирными кислотами) с разнофракционным минеральным наполнителем на основе карбоната кальция (мраморная крошка), который рекомендуется к применению в качестве ТЖ для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД.

5. Разработанный блокирующий состав БГЭР-МК обладает: высокой термостабильностью до 90 °С; седиментационной устойчивостью в течение 7 суток при усредненной пластовой температуре ВУНГП (37 °С); регулируемыми в широком диапазоне плотностью и вязкостью; низкой коррозионной активностью.

6. Установлена зависимость изменения седиментационной устойчивости блокирующего состава БГЭР-МК от соотношения водной/УВ фаз и концентрации наполнителя. При соотношении водной и УВ фаз 80/20 и 90/10 % масс. состав седиментационно устойчив, что позволяет рекомендовать его для применения в качестве блокирующей ТЖ при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом.

7. Результаты проведенных фильтрационных исследований с моделированием процессов глушения и освоения нефтяных скважин позволили установить, что разработанный блокирующий состав БГЭР-МК способствует сохранению фильтрационных характеристик пород-коллекторов за счет гидрофобизирующего действия и предотвращения проникновения ТЖ в ПЗП. Восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП после глушения скважины при освоении может быть осуществлено за счет соляно-кислотной обработки.

ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПЕРЕД ПОДЗЕМНЫМ РЕМОНТОМ В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

4.1 Обоснование выбора технологии глушения скважин

Одним из важнейших условий доведения блокирующей пачки БГЭР-МК до забоя является правильный выбор технологии глушения скважины, который зависит от многих факторов:

1. Необходимо, чтобы глушение скважины осуществлялось при полном, либо частичном замещении скважинной жидкости с возобновлением или без возобновления циркуляции. При невыполнимости условия замещения скважинной жидкости необходимо порционно выполнять заливку колонны строго при прокачке на поглощении. При этом нижерасположенная пластовая жидкость также продавливается в пласт.

После заполнения скважину оставляют на отстой для оседания ЖГС. В случае значительного поглощения в пласт, осуществляют долив жидкости.

Если не удастся достичь заданного значения устьевого давления, процесс глушения останавливают, производят перерасчет технологических параметров операции, после чего производят повторный цикл глушения.

2. Способ глушения – обратный и прямой.

В большинстве случаев принята практика проводить глушение скважины прямым способом, т.е. непосредственно в трубное пространство. Данный способ отличается рядом преимуществ: минимальные затраты на глушение; отсутствие обратного движения всплывающей скважинной жидкости относительно закачиваемой жидкости; отсутствие в необходимости создавать высокие давления во время процесса глушения скважины.

Альтернативным методом глушения скважины является обратный способ глушения. Данный способ осуществляется при закачке жидкости через затрубное пространство и применяется в случае, когда не представляется возможным сбить клапан насоса, либо при выпадении АСПО в трубном

пространстве, что может стать причиной изоляции НКТ при подаче жидкости в трубы.

Стоит отметить, что в плане технологии глушение скважины через затрубное пространство является более сложным способом. Это связано в первую очередь с тем, что при поддержании одинаковой производительности агрегата, скорость поступления жидкости при данном способе будет ниже, чем при прямом способе. Шапка нефти будет стремиться к всплытию в медленно движущейся вниз жидкости глушения. При этом способе глушения необходимо существенное увеличение расхода жидкости глушения на компенсацию всплытия шапки нефти.

3. Скорость закачки жидкости глушения скважин.

В случае нормального и АНПД с целью минимизации эквивалентного забойного давления и снижения объемов поглощения скважинной жидкости пластом, в соответствии с опытом проведения многочисленных успешных операций глушения под контролем службы супервайзера, предполагается придерживаться скорости закачки 200 литров в минуту (3 л/с).

4. Технология закачки первой пачки жидкости глушения до забоя.

Для глушения нефтяных скважин предлагается закачка двух пачек ТЖ. Одна из которых представляет собой блокирующий состав БГЭР-МК, который продавливается до забоя, другая пачка – задавочная жидкость (ЗЖ), что позволит снизить затраты на глушение.

4.2 Проектирование глушения скважин с применением блокирующего состава БГЭР-МК

Для достижения оптимальных эффектов от применения блокирующего состава БГЭР-МК в качестве ЖГС необходимо, чтобы скважина соответствовала следующим критериям:

1. Наличие достоверной информации о состоянии забоя скважины, конструкции скважины и интервалах перфорации.
2. Герметичность НКТ и эксплуатационной колонны скважины.

3. Территория куста и подъездные пути должны обеспечивать размещение оборудования, спецтехники и бригадного хозяйства для проведения работ по обработке скважины, а также удовлетворять требованиям техники безопасности, пожарной эксплуатации и охраны окружающей среды.

Для примера приведем типовой расчет глушения на одной из скважин ВУНГП. Данная скважина отличается кратким межремонтным периодом (55 суток).

Цель проведения типового расчета:

1. Определение объема компонентного состава БГЭР-МК для приготовления ЖГС в промысловых условиях;
2. Определение объема и плотности ЗЖ и блокирующего состава БГЭР-МК в зависимости от параметров пласта и конструкции скважины.

Предлагаемая для расчета скважина вскрывает трещинно-поровый карбонатный коллектор, отличающегося АНПД.

Исходные данные для расчета:

1. Конструкция скважины (таблица 4.1);
2. Текущее пластовое давление – 20 МПа;
3. Плотность пластовой нефти – 824,2 кг/м³;
4. Плотность пластовой воды – 1015 кг/м³.
5. Плотность горной породы над продуктивным пластом – 2300 кг/м³;
6. Ускорение свободного падения – 9,81 м/с²;
7. Коэффициент Пуассона – 0,24 д.ед.

Таблица 4.1 – Конструкция скважины

Характеристика скважины	Обозначение	Исходные данные
Наружный диаметр ЭК	D	0,146 м
Толщина стенки ЭК	$\sigma_{ст}$	0,0077 м
Глубина спуска ЭК	L	2821 м
Интервалы перфорации	–	Верхний: 2752 м Нижний: 2759 м
Искусственный забой	H	2809,5 м
Глубина спуска НКТ	l	1800 м
Наружный диаметр НКТ	d	0,06 м

Продолжение таблицы 4.1

Толщина стенки НКТ	–	0,0055 м
Средний зенитный угол ствола скважины	α	0 град.
Коэффициент безопасности работ согласно РД	$K_{БР}$	0,05 д.ед.

Порядок расчета [37] представлен на примере одной из скважин ВУНГП:

1. Вычисляется объем межтрубного пространства от устья до башмака НКТ с учетом толщины стенки ЭК по формуле (4.1):

$$V_1 = \frac{((D - 2 \cdot \sigma_{СТ})^2 - d^2) \cdot \pi}{4} \cdot l, \quad (4.1)$$

2. Вычисляется объем ЭК от башмака НКТ до глубины спуска колонны по формуле (4.2):

$$V_2 = \frac{(D - 2 \cdot \sigma_{СТ})^2 \cdot \pi}{4} \cdot (L - l), \quad (4.2)$$

3. Вычисляется внутренний объем НКТ по формуле (4.3):

$$V_3 = S \cdot l, \quad (4.3)$$

4. Суммарный объем ЖГС рассчитывается по формуле (4.4):

$$V_{ЖГС} = V_1 + V_2 + V_3, \quad (4.4)$$

5. Вычисляется требуемая плотность ЖГС по формуле (4.5):

$$\rho_{ЖГС} = \frac{P_{ПЛ} \cdot (1 + K_{БР})}{H_{ИЗ} \cdot g}, \quad (4.5)$$

где $H_{ИЗ}$ (отметка положения искусственного забоя по вертикали скважины, м) рассчитывается по формуле (4.6):

$$H_{ИЗ} = H \cdot \cos \alpha, \quad (4.6)$$

6. Находится объем БГЭР-МК из условия перекрытия интервала перфорации (столб жидкости от забоя до верхних отверстий перфорации) плюс 100-200 м по формуле (4.7):

$$V_{БГЭР-МК} = \frac{(D - 2 \cdot \sigma_{СТ})^2 \cdot \pi}{4} \cdot (h + 100), \quad (4.7)$$

7. Рассчитывается объем БГЭР по формуле (4.8):

$$V_{\text{БГЭР}} = \frac{V_{\text{БГЭР-МК}} \cdot \rho_{\text{МК}}}{\rho_{\text{МК}} + x_{\text{МК}}}, \quad (4.8)$$

где $x_{\text{МК}}$ – массовая концентрация мраморной крошки в смеси.

8. Рассчитывается масса МК в смеси по формуле (4.9):

$$m_{\text{МК}} = x_{\text{МК}} \cdot V_{\text{БГЭР-МК}}, \quad (4.9)$$

9. Производится расчет необходимых компонентов для приготовления 20 м³ БГЭР-МК:

- рассчитывается объем водного раствора хлористого кальция по формуле (4.10):

$$V_{\text{В}} = x_{\text{В}} \cdot V_{\text{БГЭР}}, \quad (4.10)$$

- рассчитывается объем нефти по формуле (4.11):

$$V_{\text{Н}} = x_{\text{Н}} \cdot V_{\text{БГЭР}}, \quad (4.11)$$

- рассчитывается объем эмульгатора по формуле (4.12):

$$V_{\text{Э}} = x_{\text{Э}} \cdot V_{\text{БГЭР}}, \quad (4.12)$$

где $x_{\text{В}}, x_{\text{Н}}, x_{\text{Э}}$ – концентрация водного раствора хлористого кальция, нефти и эмульгатора, соответственно.

10. Масса БГЭР-МК рассчитывается по формуле (4.13):

$$m_{\text{БГЭР-МК}} = y_{\text{Э}} \cdot \rho_{\text{Э}} + y_{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{Н}} + y_{\text{В}} \cdot \rho_{\text{В}} + x_{\text{МК}} \cdot V_{\text{БГЭР}}, \quad (4.13)$$

11. Плотность БГЭР-МК рассчитывается по формуле (4.14):

$$\rho_{\text{БГЭР-МК}} = \frac{m_{\text{БГЭР-МК}}}{V_{\text{БГЭР-МК}}}, \quad (4.14)$$

12. Вычисляется плотность ЗЖ по формуле (4.15):

$$\rho_{\text{ЗЖ}} = \frac{V_{\text{ЖТС}} \cdot \rho_{\text{ЖТС}} - V_{\text{БГЭР-МК}} \cdot \rho_{\text{БГЭР-МК}}}{V_{\text{ЗЖ}}}, \quad (4.15)$$

13. Объем ЗЖ (4.16) берется равным суммарному $V_{\text{ЖТС}}$, рассчитанной по формуле 4.4, за вычетом $V_{\text{БГЭР-МК}}$, рассчитанного по формуле 4.7:

$$V_{\text{ЗЖ}} = V_{\text{ЖТС}} - V_{\text{БГЭР-МК}} \quad (4.16)$$

Таким образом, для приготовления 2,1 м³ БГЭР-МК необходимы следующие объемы реагентов:

- водный раствор хлористого кальция $\approx 1,7$ м³;
- нефть $\approx 0,4$ м³;
- эмульгатор «Ялан-Э-2» марки Б2 $\approx 0,03$ м³;
- мраморная крошка $\approx 126,5$ кг.

Для глушения рассматриваемой скважины необходимо закачать:

- ЗЖ $\approx 35,7$ м³;
- блокирующего состава БГЭР-МК $\approx 2,1$ м³.

Для более быстрого расчета необходимых компонентов по вышепредложенной методике были разработаны программы для ЭВМ (№2020616170 и №2020615706) [77, 78], интерфейс одной из программ которой представлен на рисунке 4.1.

Программа для подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещино-порового коллектора

Выход

Раскрытость трещины, мм:

Наименование выбранного состава:
БГЭР + 6% МК (3% МК-500 + 3% МК-1000/1500)
выдерживает перепад давления: >8 МПа

Пожалуйста, введите необходимые данные для расчета:

Текущее пластовое давление, МПа:	<input type="text" value="20"/>
Плотность пластовой нефти, кг/м ³ :	<input type="text" value="824,2"/>
Плотность пластовой воды, кг/м ³ :	<input type="text" value="1015"/>
Плотность водного раствора хлорида кальция, кг/м ³ :	<input type="text" value="1285"/>
Наружный диаметр ЭК, м:	<input type="text" value="0,146"/>
Толщина стенки ЭК, м:	<input type="text" value="0,0077"/>
Глубина спуска ЭК, м:	<input type="text" value="2821"/>
Интервалы перфорации - верхний, м:	<input type="text" value="2752"/>
нижний, м:	<input type="text" value="2759"/>
Искусственный забой, м:	<input type="text" value="2809,5"/>
Глубина спуска НКТ, м:	<input type="text" value="1800"/>
Наружный диаметр НКТ, м:	<input type="text" value="0,06"/>
Толщина стенки НКТ, м:	<input type="text" value="0,0055"/>
Средний зенитный угол ствола скважины, градус:	<input type="text" value="0"/>
Коэффициент безопасности работ, д.ед:	<input type="text" value="0,05"/>

Для приготовления БГЭР-МК необходимы следующие объемы реагентов, м³:

Водный раствор хлористого кальция:	<input type="text" value="1,687"/>
Нефть:	<input type="text" value="0,390"/>
Реагент-эмульгатор Ялан-Э-2:	<input type="text" value="0,032"/>
Масса мраморной крошки, кг:	<input type="text" value="126,5"/>

Для глушения скважины необходимо закачать следующие объемы реагентов, м³:

Задаваемая жидкость:	<input type="text" value="35,662"/>
Плотность задаваемой жидкости, кг/м ³ :	<input type="text" value="736,395"/>
БГЭР-МК:	<input type="text" value="2,109"/>
Плотность БГЭР-МК, кг/м ³ :	<input type="text" value="1193,945"/>

Рисунок 4.1 – Внешний вид программы для ЭВМ после выполнения расчетов

Также при глушении скважин важным параметром является давление разрыва пласта, при превышении которого возможно образование техногенной трещины ГРП [116]. Образование техногенной трещины ГРП в добывающей скважине возможно, когда давление в процессе закачки ЖГС

превышает давление разрушения породы. В связи с этим в плане работы по глушению данный параметр заложен с целью предупреждения образования техногенной трещины (авто-ГРП).

1. Давление разрыва рассчитывается с помощью формулы (4.17) Итона Б.А.:

$$P_{ГРП} = \frac{\nu}{1-\nu}(P_{ГВ} - P_{ПЛ}) + P_{ПЛ}, \quad (4.17)$$

где ν – коэффициент Пуассона, д.ед.; $P_{ГВ}$ – вертикальное горное давление, МПа; $P_{ПЛ}$ – пластовое давление, МПа;

2. Вертикальное горное давление рассчитывается по формуле (4.18):

$$P_{ГВ} = \rho_{ГП} \cdot g \cdot H, \quad (4.18)$$

где $\rho_{ГП}$ – плотность горной породы над продуктивным пластом, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина скважины до искусственного забоя.

Таким образом, на рассматриваемом примере давление авто-ГРП составляет 33,7 МПа и при закачке блокирующего состава БГЭР-МК следует не превышать данное давление с целью исключения образования трещин ГРП в пласте. При глушении необходимо учитывать условие $P_{заб} < P_{разр}$, чтобы предотвратить эффект авто-ГРП.

4.3 Подготовительные работы к глушению скважин

Перед началом работ определяется давление на устье скважины, после чего скважина останавливается, проверяется исправность запорной арматуры, производится ее разрядка.

Техника для глушения скважины расставляется (рисунок 4.2-4.3) согласно следующим правилам [87]:

- Специализированная техника должна расставляться на расстоянии не менее 10 м от устья скважины с подветренной стороны, а расстояние между агрегатами должно быть не менее 1 м.

- В обязательном порядке выхлопные трубы должны быть оборудованы глушителями и искрогасителями.
- Запрещается расположение техники под линиями электропередач.
- Нагнетательные линии от агрегатов должны быть оборудованы обратными клапанами, тарированными предохранительными устройствами и манометрами.



Рисунок 4.2 – Схема расстановки техники при глушении скважины



Рисунок 4.3 – Процесс проведения глушения скважины на одном из месторождений ВУНГП

После расстановки техники у скважины производится обвязка оборудования и гидравлическое испытание на давление нагнетательной линии. При испытании давление должно превышать ожидаемое в 1,5 раза. По технике безопасности линия считается герметичной в случае, когда в течение 3-х минут давление опрессовки не снижается. Если зафиксирован пропуск, то

давление следует снизить до атмосферного, устранить места пропусков и после заново произвести опрессовку линии.

Перед проведением работ повторно измеряют плотность ЖГС с помощью ареометра.

Также до начала закачки жидкости в скважину необходимо открыть задвижку на фонтанной арматуре. Процесс глушения скважин следует проводить строго согласно установленному плану работ [43].

В заключении процесса глушения скважины давление прокачки необходимо медленно снижать с помощью открытия задвижки на затрубном пространстве, либо снижения производительности насоса. Достижение заданной стабилизации давления на устье скважины будет сигналом о том, что глушение скважины завершено. Стоит учесть, что при завершении глушения скважины объем закачанной жидкости должен быть не менее расчетной величины.

4.4 Приготовление блокирующего состава БГЭР-МК в промышленных условиях

Расчетное количество углеводородной составляющей (нефть – 390 л для приготовления 2,1 м³ БГЭР-МК) забирается на мерник агрегата ЦА-320. Мерник с помощью линии высокого давления (ЛВД) с установленным эжектором обвязывается на циркуляцию с возможностью забора жидкости с нижней части мерника и подачей жидкости через верх.

Сборка ЛВД производится в следующем порядке: на манифольд ЦА-320 устанавливается шарнирное колено, далее устанавливается эжектор, после устанавливается еще одно шарнирное колено или уголок, дальнейшая обвязка допустима рукавом высокого давления. После завершения обвязки ЦА-320 создает циркуляцию по системе «насос-мерник» с давлением в диапазоне 50-70 атм. Через эжектор осуществляется подача расчетного количества реагента (эмульгатор «Ялан-Э-2» марки Б2 – загрузка 32 л для приготовления 2,1 м³ БГЭР-МК). После подачи эмульгатора необходимо продолжать циркуляцию до полного перемешивания (не менее одного объема

перемешиваемой жидкости). Далее раствор из мерника агрегата перекачивается в специализированный смеситель. После закачки жидкости в смеситель производится циркуляция жидкости в количестве 2 объемов. Далее, не прекращая циркуляции, в емкость подается солевой раствор объемом 1,69 м³ для приготовления 2,1 м³ БГЭР-МК со скоростью подачи не более 150 л/мин – циркуляция производится до полного перемешивания. После чего необходимо прекратить циркуляцию жидкости и произвести технологический отстой жидкости для образования эмульсии в течение 15 минут. Далее добавляется оставшееся количество водного раствора аналогичными циклами, с последующим перемешиванием и выдерживанием на время отстоя. Затем в полученную эмульсию вводят необходимое количество минерального наполнителя (разнофракционная мраморная крошка – загрузка 126,5 кг) БГЭР-МК и производится циркуляция до полного перемешивания.

Для проведения технологических операций по глушению скважин с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК используется следующее оборудование:

- комплект оборудования для обвязки арматуры скважины;
- насосный агрегат ЦА-320 – 1 ед;
- автоцистерна АЦ-10 или ее аналоги – 1 ед;
- емкость 30 м³ – 1 ед.

4.5 Технология проведения работ по глушению скважины с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК

Технология глушения скважины осуществляется в 4 этапа (рисунок 4.4) (1 этап, 2 этап, отстой, 3 этап):

- произвести подготовительные работы на скважине;
- с помощью передвижного насосного агрегата ЦА-320 при открытой затрубной, центральной и буферной задвижках фонтанной арматуры закачать в скважину обратной промывкой на циркуляции:

- жидкость глушения в объеме $V_{1\text{этап}} = V_{\text{НКТ}}$;
- закачать в скважину рассчитанный объем БГЭР-МК;

- жидкость глушения в объеме $V_{2\text{этап}} = (V_{\text{КП}} - V_{\text{БГЭР-МК}})$;
- закрыть скважину для технологического отстоя на 12 часов;
- обратной промывкой закачать в скважину оставшийся объем жидкости глушения в объеме $V_{3\text{этап}} = V_{\text{ЖГС}} - V_{1\text{этап}} - V_{2\text{этап}}$;
- произвести заключительные работы на скважине.

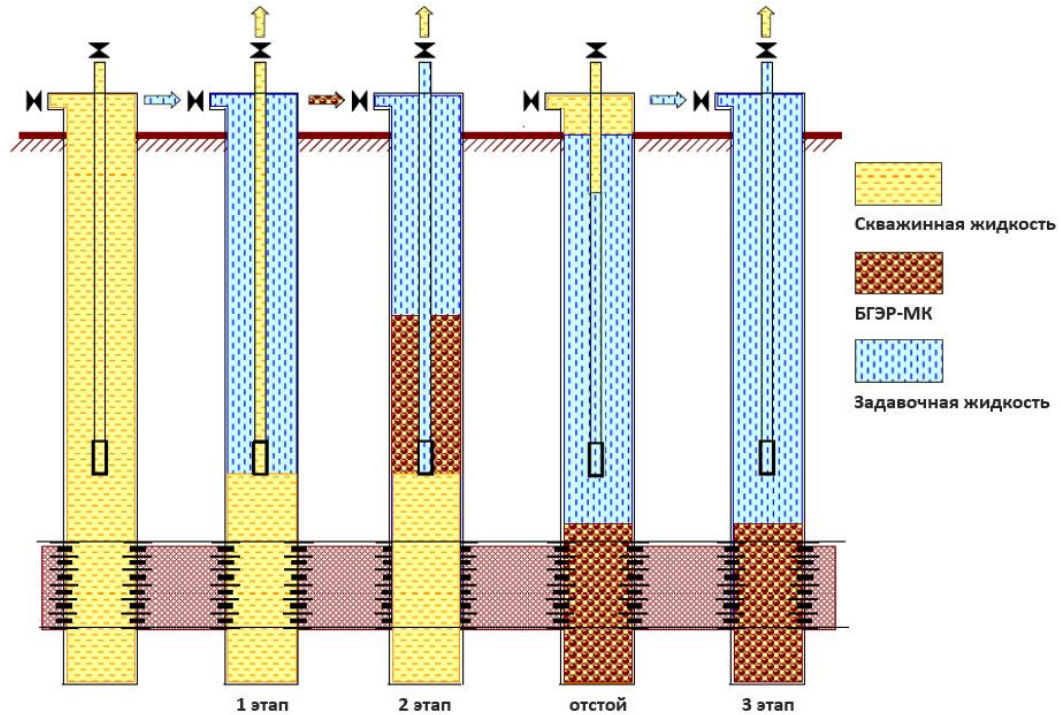


Рисунок 4.4 – Технологическая схема проведения работ по глушению скважины с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК

Технология глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК заключается в перекрытии им интервала перфорации с частичным продавливанием в ПЗП с целью создания непроницаемого блокирующего экрана на входе в трещину за счет использования в составе БГЭР разнофракционной мраморной крошки. Созданный на входе в трещину блокирующий экран предотвращает поступление ЖГС в ПЗП, обеспечивая сохранение продуктивности скважины и ускорение процесса последующего освоения и вывода скважины на доремонтный режим эксплуатации. Скважинное пространство над блокирующим составом БГЭР-МК заполняется водным раствором неорганической соли необходимой плотности. Сведения об областях

эффективного применения разработанных составов представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Область эффективного применения разработанных составов технологических жидкостей

Показатель	Разработанный состав	
	БГЭР-МК-0,5	БГЭР-МК-1,5
Компонентный состав БГЭР, % об.	Эмульгатор Ялан-Э-2» марки Б2 – 1,5; нефть – 18,5; водный раствор хлористого кальция – 80	
Минеральный наполнитель в составе БГЭР	5 % масс. МК-500	3 % масс. МК-500 + 3 % масс. МК-1000/1500
Тип коллектора	Карбонатный	Карбонатный
Трещиноватость	Естественная	Естественная и техногенная
Раскрытость трещины, мм	до 0,5	до 1,5
Технология применения	Перекрытие интервала перфорации с частичным продавливанием в ПЗП	

4.6 Освоение скважины после проведения подземного ремонта

Освоение скважины после глушения осуществляется путем применения высоконапорных УЭЦН в износостойком исполнении с помощью частотно-регулируемого привода на пониженных частотах. Рекомендуется применять скважинные фильтры перед приемом насоса. В случае забивки насоса мраморной крошкой необходимо осуществлять соляно-кислотную промывку, так как мраморная крошка легко растворяется в кислоте. При проникновении мелких частиц мраморной крошки в трещину с целью восстановления фильтрационных характеристик ПЗП рекомендуется провести СКО [35, 82]. Данный способ упрощает вызов притока при освоении и существенно сокращает время вывода скважины на режим эксплуатации. Важно отметить, что перед проведением СКО необходимо закачать деэмульгатор с целью предварительного разрушения структуры БГЭР, что позволит облегчить контакт кислоты с мраморной крошкой. При освоении рекомендуется сливать ЖГС в технологическую емкость для дальнейшей регенерации состава и последующего его использования или утилизировать экологически безопасным способом. Таким образом, дополнительная нагрузка на систему сбора и подготовки нефти минимизируется.

Схема освоения скважины после проведения подземного ремонта с (и без) учета осложнений представлена на рисунке 4.5.



Рисунок 4.5 – Схема освоения скважины после проведения подземного ремонта с (и без) учета осложнений

4.7 Экономическая эффективность глушения нефтяных скважин с применением блокирующего состава БГЭР-МК в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов

Экономический эффект от внедрения разработанной технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов складывается из двух составляющих. Первая составляющая представляет собой экономию за счет сокращения затрат на глушение вследствие применения разработанного блокирующего состава БГЭР-МК, позволяющего предотвратить поглощение ЖГС продуктивным пластом, и соответственно, сократить процесс глушения до 1 цикла. Вторая, в свою очередь, заключается в сокращении времени вывода скважины на технологический режим и снижении потерь нефти за счет сохранения коллекторских свойств пластов и последующего восстановления продуктивности скважины.

Исходные данные для расчета экономических показателей представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
Стоимость 1 м ³ ЗЖ	руб./м ³	3,072
Стоимость 1 м ³ ИЭР (базовый метод)	тыс.руб./м ³	8,424
Стоимость 1 м ³ БГЭР-МК (реализуемый метод)	тыс.руб./м ³	8,334
Стоимость работ бригады по глушению	тыс.руб./ч	8,0
Объем внедрения	скв	1
Дебит 1 скважины	т/сут	13
Переменные затраты на извлечение нефти	руб./т	8135,0
Ставка НДС	руб./т	6300,0
Цена реализации 1 тонны нефти без НДС	руб./т	19770,0
Налог на прибыль	%	20

Расчеты выполнялись в сравнении двух составов: инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР (базовый метод)) и БГЭР-МК (реализуемый метод). В качестве базового метода предполагается рассмотреть показатели при использовании ИЭР, так как данный состав [108] нашел широкое применение при рассматриваемых осложненных условиях на ряде месторождений, а в качестве нового метода – БГЭР-МК, соответственно. При расчете затрат на приготовление ИЭР учитывалась стоимость эмульгатора, входящего в его состав [57], нефти и водного раствора хлористого кальция, а при расчете блокирующего состава БГЭР-МК учитывалась стоимость эмульгатора «Ялан-Э-2» марки Б2, нефти, водного раствора хлористого кальция и разнофракционной мраморной крошки. Главным отличием этих составов является их стоимость, в первую очередь разница в стоимости эмульгатора, а также применение в новом методе закупоривающего минерального наполнителя в БГЭР в качестве понизителя фильтрации. Например, стоимость эмульгатора, входящего в состав ИЭР составляет порядка 80,0 тыс.руб. за одну тонну, а эмульгатора «Ялан-Э-2» марки Б2 – 65,0 тыс.руб./т. Затраты на приобретение одной тонны разнофракционной мраморной крошки составляют от 5,0 до 7,0 тыс.руб.

Важно отметить, что результаты исследований межфазного натяжения позволили снизить концентрацию используемого эмульгатора в блокирующем составе БГЭР-МК. Также были подобраны оптимальные соотношения УВ и водного фаз, что позволило удешевить реализуемый к применению состав.

Стоимость работ бригады по глушению оценивается по-разному в зависимости от оператора и сервисной компании, поэтому в расчетах использовалось усредненное значение, которое составляет 7,0-9,0 тыс.руб. за один час работы. В расчетах использовалась действующая скважина ВУНГП с дебитом 13 т/сут, где основные характеристики и конструкция скважины представлена в разделе 4.2.

Для расчета экономического эффекта в качестве переменных затрат на извлечение нефти было принято усредненное значение добычи 1 тонны нефти ВУНГП. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) был рассчитан на основе налогового кодекса РФ (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ (ред. от 13.07.2020) [49]. Все коэффициенты, связанные с геологическими характеристиками месторождений и технологическими особенностями добычи, были приняты равным 1, так как рассматривается скважина не одного конкретного месторождения, а средняя по всей рассматриваемой НГП. Значения среднего за налоговый период уровня цен сорта нефти «Юралс» в долларах США за баррель и среднего значения за налоговый период курса доллара США к рублю РФ, устанавливаемого Центральным банком РФ, были определены на основе материалов, подготовленных специалистами КонсультантПлюс [80].

Количество циклов глушения может меняться по-разному в зависимости от условия осложнения. Например, статистический анализ успешности операций глушения скважин показал, что на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения за 2015-2019 гг. количество циклов глушения может достигать до девяти [114], что свидетельствует о потерях нескольких сотен кубических метров ЖГС в результате их поглощения продуктивным пластом. Несмотря на то, что доля

успешно заглушенных скважин за последние годы составила от 60 до 70 %, очевидно существует необходимость применения более эффективных рецептур ЖГС, чтобы достичь более успешных результатов.

В качестве критерия успешности глушения скважины можно принимать глушение за 1 цикл [117]. Таким образом, неуспешным глушением можно считать базовый метод, где количество циклов глушения составляет более 1 цикла, следовательно, средняя продолжительность глушения скважины растет, что свидетельствует о значительном росте затрат на реализацию операции глушения скважины (таблицу 4.4).

Таблица 4.4 – Сравнение основных затрат при глушении нефтяных скважин с применением двух составов

Показатель	Единица измерения	Реализуемый метод	Базовый метод
Средняя продолжительность глушения скважины	ч	12	24
Среднее время ВНР	сут	1	6
Количество циклов глушения	д.ед.	1	2
Стоимость ЖГС	тыс.руб.	127,181	254,740
Суммарные затраты на реализацию метода	тыс.руб.	223,181	446,740
Разница в затратах	тыс.руб.	223,559	

Показатели экономической эффективности проекта представлены в таблице 4.5. При оптимальном сценарии, когда скважина заглушена за 1 цикл, среднее время ВНР составит 1-2 суток, следовательно, добыча нефти за счет сокращения времени вывода скважины на технологический режим составит 65 тонн за 5 суток при постоянном дебите 13 т/сут.

Таблица 4.5 – Показатели экономической эффективности проекта

Показатель	Единица измерения	Значение
Добыча нефти в результате экономии времени на глушение и ВНР (предотвращенный ущерб)	т	65
Выручка от реализации нефти	тыс.руб.	1285,05
Производственные затраты	тыс.руб.	938,3
Прибыль валовая	тыс.руб.	346,8
Налог на прибыль	тыс.руб.	69,35
Чистая прибыль	тыс.руб.	277,0

Расчет экономической эффективности показал, что прибыль за счет повышения эффективности глушения скважины составит 277,0 тыс.руб., в то время как затраты были снижены до 223,5 тыс.руб., что позволит добиться итогового экономического эффекта для одной скважины в размере 500,5 тыс.руб. Данные расчеты свидетельствуют об эффективности применения данного способа и о значительных перспективах его реализации в нефтегазодобывающих компаниях.

4.8 Выводы по главе 4

1. Обоснована технология проведения глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с использованием разработанного блокирующего состава БГЭР-МК, которая заключается в перекрытии им интервала перфорации с частичным продавливанием в ПЗП с целью создания непроницаемого блокирующего экрана на входе в трещину за счет использования в составе БГЭР разнофракционной мраморной крошки. Скважинное пространство над блокирующим составом БГЭР-МК заполняется водным раствором неорганической соли необходимой плотности.

2. Предложена методика расчета объема закачки разработанного блокирующего состава БГЭР-МК, основанная на необходимости создания надежного блокирующего экрана в ПЗП, предотвращающего поглощение ЖГС продуктивным пластом в условиях трещинно-порового карбонатного коллектора и АНПД.

3. Даны рекомендации по последующему освоению скважин после подземного ремонта для снижения негативного влияния мраморной крошки на ПЗП и нефтегазопромысловое оборудование.

4. Оценка технико-экономической эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК показала высокую эффективность по сравнению с традиционным ИЭР, и свидетельствует о значительных перспективах и целесообразности внедрения данной технологии.

Таким образом, реализация технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с применением блокирующего состава БГЭР-МК в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД позволит понизить объем поглощения ТЖ продуктивным пластом, сохранить дебиты скважин по нефти и сократить сроки освоения скважин и вывода их на режим эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является законченной научно-квалификационной работой, которая решает актуальную задачу повышения эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и аномально низких пластовых давлений путем применения блокирующих составов, предотвращающих поглощение технологических жидкостей продуктивным пластом за счет использования разнофракционного минерального наполнителя.

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы и рекомендации:

1. Повышение эффективности технологии глушения нефтяных скважин, вскрывающих трещинно-поровые карбонатные коллекторы в условиях АНПД, может быть достигнуто за счет использования блокирующих гидрофобно-эмульсионных растворов с наполнителем, предотвращающим поглощение ЖГС продуктивным пластом.

2. Разработан и запатентован блокирующий состав БГЭР-МК, представляющий собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную реагентом-эмульгатором «Ялан-Э-2» марки Б2 (смесь продуктов реакции аминов и аминоспиртов с жирными кислотами) с разнофракционным минеральным наполнителем на основе карбоната кальция (мраморная крошка), который рекомендуется к применению в качестве ТЖ для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД.

3. Разработанный блокирующий состав БГЭР-МК обладает: высокой термостабильностью до 90 °С; седиментационной устойчивостью в течение 7 суток при усредненной пластовой температуре ВУНГП (37 °С); регулируемыми в широком диапазоне плотностью и вязкостью; низкой коррозионной активностью.

4. Установлена зависимость изменения седиментационной устойчивости блокирующего состава БГЭР-МК от соотношения водной/УВ

фаз и концентрации наполнителя. При соотношении водной и УВ фаз 80/20 и 90/10 % масс. состав седиментационно устойчив, что позволяет рекомендовать его для применения в качестве блокирующей ТЖ при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом.

5. Установлен механизм формирования разработанным составом БГЭР-МК непроницаемого блокирующего экрана, заключающийся в создании на входе в трещину (раскрытостью до 1,5 мм) гидродинамического затвора за счет арочного эффекта разнофракционной мраморной крошки, прочность которого зависит от фракционного состава наполнителя. Данный экран способен выдерживать перепады давления до 8 МПа, что актуально в условиях АНПД.

6. Результаты проведенных фильтрационных исследований с моделированием процессов глушения и освоения нефтяных скважин позволили установить, что разработанный блокирующий состав БГЭР-МК способствует сохранению фильтрационных характеристик пород-коллекторов за счет гидрофобизирующего действия и предотвращения проникновения ТЖ в ПЗП. Восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП после глушения скважины при освоении может быть осуществлено за счет соляно-кислотной обработки.

7. Разработана и предлагается к промышленному внедрению технология глушения нефтяных скважин в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД перед подземным ремонтом с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК. Технико-экономическая эффективность данной технологии глушения заключается в сокращении времени освоения и вывода скважины на технологический режим эксплуатации, а также предотвращение ее простоя на время повторного глушения, что в итоге позволит снизить потери по добычи нефти и повысить эффективность эксплуатации скважин.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АНПД – аномально низкое пластовое давление;
- БГЭР – блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор;
- БГЭР-МК – блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой;
- ВНР – вывод скважины на режим;
- ВУНГП – Волго-Уральская нефтегазоносная провинция;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- ГЭЦ – гидроксипропилцеллюлоза;
- ДТ – дизельное топливо;
- ЖГС – жидкость глушения скважины;
- ЗЖ – задавочная жидкость;
- ИЭР – инвертно-эмульсионный раствор;
- ККМ – критическая концентрация мицеллообразования;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- ОЭ – обратная эмульсия;
- ПАВ – поверхностно-активное вещество;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПРС – подземный ремонт скважины;
- РД – руководящий документ;
- СКО – соляно-кислотная обработка;
- СПГУ – Санкт-Петербургский горный университет;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ТЖ – технологическая жидкость;
- ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважины;
- УВ – углеводороды или углеводородный;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин, Р.С. Особенности глушения скважин на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении / Р.С. Абдуллина, Е.Н. Козлов, А.В. Кустышев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – №6. – С. 31-33.
2. Акимов, О.В. Совершенствование технологий глушения скважин при интенсификации разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов: дис. ... канд. техн. наук.: 25.00.17 / Акимов Олег Валерьевич. – Уфа, 2011. – 125 с.
3. Алексеев, А.А. Курс на карбонаты / А.А. Алексеев // Сибирская нефть. – 2017. – № 1/138. – С. 28-40.
4. Атвиновская, Т.В. Роль жидкостей глушения в процессе ремонта скважин / Т.В. Атвиновская // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2018. – №2. – С. 34-41.
5. Багринцева, К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: РГГУ, 1999. – 285 с.
6. Басарыгин, Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
7. Блокирующий состав «M-Fiber»: презентация компании «M-I Swaco – Schlumberger». – 2016. – 10 с.
8. Бодров, Я.В. Блокирующий состав – защита коллектора от загрязнений / Я.В. Бодров // Материалы XXXV научно-технической конференции молодых ученых и специалистов ОАО «Сургутнефтегаз». – Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз», 2005. – С. 302-304.
9. Бойков, Е.В. Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения / Е.В. Бойков, И.Н. Евдокимов, А.З. Кильмаматов и др. // Бурение и нефть. – 2019. – №2. – С. 20-27.
10. Бондаренко, А.В. Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих

скважин / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, Д.В. Мардашов // Территория «Нефтегаз». – 2018. – №10. – С. 42-49.

11. Бондаренко, А.В. Область эффективного применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, Д.В. Мардашов // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ, 2018. – Т. 1. – С. 216-221.

12. Бондаренко, П.М. Прогноз зон природной трещиноватости в продуктивных отложениях Западно-Урьевской площади по данным сейсморазведки и тектонофизического моделирования / П.М. Бондаренко, В.В. Захаров, М.Ю. Зубков и др. // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2004. – №14. – С. 23-30.

13. Бриджерс, К.Л. Жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин / К.Л. Бриджерс. – М.: Институт компьютерных исследований, 2016. – 236 с.

14. Вагина, Т.Ш. Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований / Т.Ш. Вагина, А.А. Гаврилова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – №6. – С. 38-41.

15. Гиляев, Г.Г. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий / Г.Г. Гиляев, Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №8. – С. 64-66.

16. Глущенко, В.Н. Загущенные бескальциевые жидкости глушения скважин / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – №10. – С. 58-61.

17. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 3. – 650 с.

18. Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

19. ГОСТ 12536-2014 «Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава». – М.: Издательство стандартов, 2014. – 22 с.
20. ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания». – М.: Издательство стандартов, 2006. – 7 с.
21. ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 5 с.
22. ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостью насыщением». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 7 с.
23. ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 16 с.
24. ГОСТ 29232-91 «Определение критической концентрации мицеллообразования». – М.: Издательство стандартов, 2004. – 7 с.
25. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности». – М.: Издательство стандартов, 1985. – 74 с.
26. ГОСТ 9.502-82 «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний». – М.: Издательство стандартов, 1984. – 25 с.
27. Гумеров, Р.Р. Лабораторные методы и устройства для исследования блокирующих составов глушения скважин / Р.Р. Гумеров, Д.В. Мардашов, Ш.Р. Исламов и др. // Химическая техника. – 2018. – №4. – С. 8-10.
28. Гусаков, В.Н. Технология предупреждения поглощений при проведении текущего ремонта скважин в условиях низких пластовых давлений / В.Н. Гусаков, Н.Н. Краевский, А.Ф. Хакимов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №2. – С. 92-95.

29. Демахин, С.А. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта / С.А. Демахин, А.П. Меркулов, Д.Н. Касьянов и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №1. – С. 66-69.
30. Дмитрук, В.В. Повышение эффективности глушения скважин Уренгойского месторождения / В.В. Дмитрук, С.Н. Рахимов, А.А. Бояркин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №5. – С. 130-132.
31. Желонин, П.В. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения скважин / П.В. Желонин, Д.М. Мухаметшин, А.Б. Арчиков и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – №2. – С. 76-81.
32. Закупоривающий агент «Diaseal M»: презентация компании Chevron Phillips Chemical. – 2016. – 24 с.
33. Здольник, С.Е. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов / С.Е. Здольник, А.Н. Хандрико, О.Б. Аханкин // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №11. – С. 62-65.
34. Здольник, С.Е. Проблемы глушения скважин Приобского месторождения и пути их решения / С.Е. Здольник, И.М. Згоба, А.Г. Телин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2006. – №1. – С. 35-38.
35. Зейгман, Ю.В. Вызов притока жидкости из пласта и освоение скважин установками ЭЦН: Учеб. пособие. / Ю.В. Зейгман, О.А. Гумеров. – Уфа: ООО «Монография», 2006. – 92 с.
36. Зейгман, Ю.В. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин / Ю.В. Зейгман, В.Ш. Мухаметшин, С.Б. Харина и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №1. – С. 66-69.
37. Зозуля, Г.П. Расчеты при капитальном ремонте скважин: Учебное пособие для вузов / Г.П. Зозуля, В.М. Шенбергер, М.Л. Карнаухов и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. – 188 с.

38. Игнатъев, К.В. Особенности глушения скважин при подземном ремонте в условиях карбонатных коллекторов / К.В. Игнатъев, А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов и др. // Материалы III Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ, 2018. – С. 53-56.

39. Исламов, Ш.Р. Лабораторные исследования составов для глушения скважин в осложненных условиях / Ш.Р. Исламов, А.В. Бондаренко, Д.В. Мардашов // Материалы II Международного научно-технического и инвестиционного форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке «Нефтехимия-2019». – Минск: БГТУ, 2019. – С. 59-61.

40. Исламов, Ш.Р. Подбор реагентов-эмульгаторов для приготовления инвертно-эмульсионных растворов / Ш.Р. Исламов, А.В. Бондаренко, Д.В. Мардашов // Инженер-нефтяник. – 2018. – №4. – С. 10-15.

41. Калинин, А.Г. Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые / А.Г. Калинин, А.З. Левицкий. – М.: Недра, 1988. – Т. 3. – 376 с.

42. Лекомцев, А.В. Оценка естественной трещиноватости карбонатного коллектора Сибирского месторождения / А.В. Лекомцев, Д.А. Мартюшев, М.Б. Савчик и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №3. – С. 25-27.

43. Литвиненко, В.С. От лаборатории до скважины / В.С. Литвиненко, М.К. Рогачев, Д.В. Мардашов // Neftegaz.Ru. – 2017. – №3. – С. 50-55.

44. М-01.06.10.06-02 «Приготовление технологических жидкостей». – СПб.: ПАО «Газпром нефть», 2013. – 20 с.

45. Мардашов, Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: дис. ... канд. техн. наук.: 25.00.17 / Мардашов Дмитрий Владимирович. – СПб., 2008. – 130 с.

46. Мартюшев, Д.А. Разработка и опытно-промышленные испытания состава для глушения нефтегазовых скважин / Д.А. Мартюшев // Бурение и нефть. – 2019. – №3. – С. 42-48.

47. Меркулов, А.П. Глушение скважин с аномально низким пластовым давлением химическими реагентами группы компаний Zirax / А.П. Меркулов, М.П. Мершиев // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №7. – С. 13-15.

48. Мусабилов, М.Х. Разработка структурообразующих коллоидных систем для обработки порово-трещиноватых коллекторов / М.Х. Мусабилов, Д.А. Куряшов, К.М. Гарифов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №6. – С. 71-73.

49. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 №117-ФЗ (ред. от 13.07.2020) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/afc2c1960d7c8d96118c85952ade1af955f9ab1f/, свободный. – Загл. с экрана.

50. Нефтепромысловая химия: каталог технологий ЗАО «ХимЕко-ГАНГ». – М.: ЗАО «ХимЕко-ГАНГ», 2015. – 75 с.

51. Никитин, М.Н. Обоснование технологии повышения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в трещинно-поровых коллекторах с применением гелеобразующего состава на основе силиката натрия: дис. ... канд. техн. наук.: 25.00.17 / Никитин Марат Николаевич. – СПб., 2012. – 181 с.

52. Орлов, Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, В.Н. Кендис, В.Н. Глущенко. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

53. ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации». – М.: Издательство стандартов, 1989. – 37 с.

54. Паршукова, Л.А. Жидкости и технологии глушения скважин / Л.А. Паршукова, В.П. Овчинников, Д.С. Леонтьев. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 96 с.

55. Патент №2143054 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (1995.01), C09K 7/08 (1995.01). Способ глушения скважины: № 98116700/03: заявл. 01.09.1998: опубл. 20.12.1999 / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.А. Карепов и др. – 10 с.: ил. – Текст: непосредственный.

56. Патент №2255209 Российская Федерация, МПК E21B 43/12 (2000.01). Способ глушения скважины: №2004100762/03: заявл. 08.01.2004: опубл. 27.06.2005 / С.А. Рябоконт, Н.К. Герцева, З.А. Горлова и др. – 5 с.: ил. – Текст: непосредственный.

57. Патент №2357997 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01). Блокирующая жидкость «ЖГ-ИЭР-Т»: №2007142458/03: заявл. 19.11.2007: опубл. 10.06.2009 / Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн, Г.Г. Гиладев и др. – 9 с.: ил. – Текст: непосредственный.

58. Патент №2424269 Российская Федерация, МПК C09K 8/02 (2006.01), C09K 8/467 (2006.01). Эмульсионный раствор на углеводородной основе: №2010102540/03: заявл. 26.01.2010: опубл. 20.07.2011 / В.С. Шишков, С.Н. Шишков, В.М. Миненков и др. – 8 с.: ил. – Текст: непосредственный.

59. Патент №2487909 Российская Федерация, МПК C09K 8/20 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01). Блокирующий состав для изоляции зон поглощений при бурении и капитальном ремонте скважин: №2012114634/03: заявл. 12.04.2012: опубл. 20.07.2013 / В.В. Дуркин, А.В. Бондаренко, М.Н. Мыррин и др. – 10 с.: ил. – Текст: непосредственный.

60. Патент №2482152 Российская Федерация, МПК C09K 8/10 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01). Технологическая скважинная жидкость с низкими повреждающими свойствами и контролируемым поглощением в термобарических условиях пласта: №2011147975/03: заявл. 24.11.2011: опубл. 20.05.2013 / С.Е. Здольник, О.В. Акимов, Д.Л. Худяков и др. – 20 с.: ил. – Текст: непосредственный.

61. Патент №2662720 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/92 (2006.01). Способ глушения

нефтяных и газовых скважин с высокопроницаемыми трещинами гидравлического разрыва пласта: №2017135375: заявл. 05.10.2017: опубл. 27.07.2018 / В.В. Сергеев. – 20 с.: ил. – Текст: непосредственный.

62. Патент №2736671 Российская Федерация, МПК С09К 8/42 (2006.01). Блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой: №2020116359: заявл. 19.05.2020: опубл. 19.11.2020 / Ш.Р. Исламов, Д.В. Мардашов. – 11 с.: ил. – Текст: непосредственный.

63. Перепелкин, А.С. Разработка биополимерных растворов для глушения скважин с аномально низким пластовым давлением / А.С. Перепелкин, А.Ю. Бикметов // Территория «Нефтегаз». – 2014. – №6. – С. 16-19.

64. Петров, Н.А. Механизмы формирования и технологии ограничения водопритоков / Н.А. Петров, Д.Н. Идиятуллин, С.Г. Сафин и др. – М.: Химия, 2005. – 172 с.

65. Петров, Н.А. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах / Н.А. Петров, А.Я. Соловьев, В.Г. Султанов и др. – М.: Химия, 2008. – 440 с.

66. Позднышев, Г.Н. Применение гидрофобных эмульсий для глушения, обработки призабойной зоны и освоения скважин / Г.Н. Позднышев, Е.А. Румянцева, Т.М. Лысенко // Интервал. – 2006. – №4. – С. 25-28.

67. Пономарева, И.Н. Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин / И.Н. Пономарева, П.Ю. Илюшин, Д.А. Мартюшев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №1. – С. 62-65.

68. Пономаренко, М.Н. Комплексный подход к решению задач РИР и глушению скважин / М.Н. Пономаренко, О.Д. Ефимов // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №6. – С. 66-69.

69. РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах». – Краснодар: ОАО «НПО «Бурение», 1997. – 92 с.

70. РД 39-00147001-773-2004 «Методика контроля параметров буровых растворов». – Краснодар: ОАО «НПО «Бурение», 2004. – 137 с.
71. Рогачев, М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Стрижнев. – М.: Недра, 2006. – 295 с.
72. Рогачев, М.К. Разработка и выбор гидрофобизирующих составов для глушения скважин при текущем ремонте / М.К. Рогачев, Ю.В. Зейгман, Ф.С. Гарифуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 116-118.
73. Рябоконт, С.А. Глушение скважин с высокими фильтрационными свойствами продуктивного пласта в условиях аномально низкого пластового давления [Электронный ресурс] / С.А. Рябоконт, А.А. Бояркин // Neftegaz.Ru. – 2008. – № 11. – С. 85-90.
74. Рябоконт, С.А. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта / С.А. Рябоконт, А.А. Вольтерс, А.Б. Сурков и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 42 с.
75. Рябоконт, С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконт. – Изд. 2-е, доп. и перераб. – Краснодар: [б. и.], 2009. – 338 с.
76. Сафронов, А.Ф. Влияние твердой фазы буровых растворов на проницаемость пласта в призабойной зоне / А.Ф. Сафронов, Д.Г. Дьяконов, В.М. Коновалов // РНТС. Бурение. – 1981. – №1. – С. 36-38.
77. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020615706 Российская Федерация. Программа для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважины при подземном ремонте / Ш.Р. Исламов, Йована Милич, Д.В. Мардашов; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – №2020614852; заявл. 27.05.2020; опубл. 29.05.2020, Бюл. №6. – 1 с.
78. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2020616170 Российская Федерация. Программа для подбора фракционного состава мраморной крошки для блокирующей углеводородной жидкости глушения нефтяной скважины в условиях трещинно-порового

коллектора / Ш.Р. Исламов, Йована Милич, Д.В. Мардашов; заявитель и правообладатель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – №2020614936; заявл. 27.05.2020; опубл. 11.06.2020, Бюл. №6. – 1 с.

79. Силин, М.А. Применение жидкостей глушения на полисахаридной основе в скважинах с низким давлением и после гидроразрыва пласта / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Е.Г. Гаевой и др. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №4. – С. 104-106.

80. Справочная информация: «Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти и газового конденсата» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/, свободный. – Загл. с экрана.

81. Токунов, В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.

82. Хисамов, Р.С. Результаты опытно-промысловых испытаний составов для кислотной обработки и гидроразрыва пласта в условиях доманиковых отложений Бавлинского месторождения / Р.С. Хисамов, И.С. Закиров, Е.Ф. Захарова, А.А. Лутфуллин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №7. – С. 104-108.

83. Шевалдин, И.Е. Естественные промывочные жидкости для бурения скважин / И.Е. Шевалдин. – М.: Недра, 1964. – 170 с.

84. Шишков, С.Н. Некоторые аспекты применения жидкостей глушения на основе эмульсий / С.Н. Шишков, В.С. Шишков, В.Н. Кошелев и др. // Бурение и нефть. – 2009. – №6. – С. 25-28.

85. Шилов, И.А. Подбор наиболее эффективных жидкостей глушения скважин для пород-коллекторов месторождений Пермского края и оценка их влияния при лабораторном моделировании на керне / И.А. Шилов, А.И. Неволин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №12. – С. 53-57.

86. Шихалиев, И.Ю. Эффективность применения облегченных эмульсий для глушения скважин при ремонтно-восстановительных работах в продуктивных пластах с аномально низкими пластовыми давлениями / И.Ю. Шихалиев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – №6. – С. 34-38.

87. Юшин, Е.С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море / Е.С. Юшин. – Ухта: УГТУ, 2019. – 292 с.

88. Ялан Э-2 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sintez-tnp.ru/jalan-e-2.html>, свободный. – Загл. с экрана.

89. Abbasy, I. Laboratory evaluation of water-swellable materials fracture shutoff / I. Abbasy, J. Vasquez, D. Dalrymple // Paper SPE 113193. – 2008. – 14 p.

90. Ahmed, U. Unconventional oil and gas resources: exploitation and development / U. Ahmed, D.N. Meehan. – Boca Raton: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2016. – 860 p.

91. Al-Anazi, A. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications / A. Al-Anazi, Z. Al-Kaidar, J. Wang // Paper SPE 196775. – 2019. – 16 p.

92. Allen, T. A novel invert emulsion system using a polyglycerol internal phase / T. Allen, K. Scott, S. Baker and others // Paper OMC 382. – 2015. – 8 p.

93. Binks, B.P. Modern aspects of emulsion science technology / B.P. Binks. – Cambridge: Royal Society of Chemistry, 1998. – 430 p.

94. Bouts, M.N. Time delayed and low-impairment fluid-loss control using a succinoglycan biopolymer with an internal acid breaker / M.N. Bouts, R.A. Trompert, A.J. Samuel // Paper SPE 31085. – 1996. – 11 p.

95. Bridges, K.L. Treatment of completion/workover fluids to remove particulates efficiently: Advances in filtration and separation technology / K.L. Bridges, S.L. Berry. – Houston: Gulf Publishing Co., 1991. – Vol. 3. – 21 p.

96. Caenn, R. Composition and properties of drilling and completion fluids / R. Caenn, H.C.H Darley, G.R. Gray. – Houston: Gulf Professional Publishing, 2011. – 720 p.
97. Cantu, L.A. Laboratory and field evaluation of a combined fluid-loss-control additive and gel breaker for fracturing fluids / L.A. Cantu, P.A. Boyd // Paper SPE 18211. – 1990. – 8 p.
98. Chesser, B.G. Applications of weighted acid-soluble workover fluids / B.G. Chesser, G.F. Nelson // Journal of Petroleum Technology. – 1979. – Vol. 31. – No. 1. – pp. 36-41.
99. Chilingarian, G.V. Carbonate reservoir characterization: A geologic-engineering analysis / G.V. Chilingarian, H.H. Rieke, S.J. Mazzullo and others. – Amsterdam: Elsevier Science Publisher B.V, 1992. – Part. 1. – 638 p.
100. Dandekar, A.Y. Petroleum reservoir rock and fluid properties / A.Y. Dandekar. – Boca Raton: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2013. – 544 p.
101. Darlington, R.K. Viscous heavy brine completion fluids / R.K. Darlington, R.F. House, D.V. Hunter // Paper SPE 10671. – 1982. – 15 p.
102. Dorman, J. Comparative evaluation of temporary blocking fluid systems for controlling fluid loss through perforations / J. Dorman, F. Udvary // Paper SPE 3081. – 1996. – 11 p.
103. Ezzat, A.M. Solids-free brine-in-oil emulsions for well completion / A.M. Ezzat, S.R. Blattel // Paper SPE 17161. – 1989. – 7 p.
104. Fischer, P.W. An organic "clay substitute" for nondamaging water base drilling and completion fluids / P.W. Fischer, J.P. Gallus, R.F. Krueger and others // Paper SPE 4651. – 1971. – 11 p.
105. Foxenberg, W.E. Effects of completion fluid loss on well productivity / W.E. Foxenberg, S.A. Ali, M. Ke // Paper SPE 31137. – 1996. – 16 p.
106. Fuller, M.J. An innovative approach to gel breakers for hydraulic fracturing / M.J. Fuller // Paper SPE 178991. – 2016. – 16 p.

107. Gomaa, A.M. Engineering solid particulate diverter to control fracture complexity: Experimental study / A.M. Gomaa, A. Nino-Penalosa, E. McCartney and others // Paper SPE 179144. – 2016. – 19 p.

108. Islamov, Sh.R. A selection of emulsifiers for preparation of invert emulsion drilling fluids / Sh.R. Islamov, A.V. Bondarenko, D.V. Mardashov // Proceedings of the XV Forum-Contest of Students and Young Researchers Under the Auspices of Unesco: Topical Issues of Rational Use of Natural Resources. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2019. – pp. 487-494.

109. Islamov, Sh.R. Complex algorithm for developing effective kill fluids for oil and gas condensate reservoirs / Sh.R. Islamov, A.V. Bondarenko, G.Yu. Korobov and others // International Journal of Civil Engineering and Technology. – 2019. – Vol. 10. – No. 1. – pp. 2697-2713.

110. Islamov, Sh.R. New technology for well killing operations in fractured carbonate reservoirs / Sh.R. Islamov, A.V. Bondarenko, D.V. Mardashov // Abstract Book of the XII Russian-German Raw Materials Forum. – St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2019. – pp. 160-161.

111. Islamov, Sh.R. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs / Sh.R. Islamov, A.V. Bondarenko, D.V. Mardashov // Youth Technical Sessions Proceedings: VI Youth Forum of the World Petroleum Council – Future Leaders Forum. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2019. – pp. 256-264.

112. King, M.T. Encapsulated breaker for aqueous polymeric fluids / M.T. King, J. Gulbis, G.W. Hawkins and others // Paper PETSOC-90-89. – 1990. – 8 p.

113. Lau, H.C. Laboratory development and field testing of succinoglycan as a fluid-loss-control fluid / H.C. Lau // Paper SPE 26724. – 1994. – 6 p.

114. Legkokonets, V.A. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir / V.A. Legkokonets, Sh.R. Islamov, D.V. Mardashov // Proceedings of the International Forum-Contest

of Young Researchers: Topical Issues of Rational Use of Mineral Resources. – London: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2018. – pp. 111-118.

115. Lu, S. Double-emulsion spacer design for highly efficient invert emulsion displacement / S. Lu, E. Foxenberg // Paper SPE 151604. – 2012. – 18 p.

116. Lutfullin, A. Conducting multi-stage acid hydraulic fracturing in carbonate formations with subsequent intervals production efficiency monitoring / A. Lutfullin, R. Khusainov, I. Manurov and others // Paper SPE 196978. – 2019. – 12 p.

117. Mardashov, D.V. Specifics of well killing technology during well service operation in complicated conditions / D.V. Mardashov, Sh.R. Islamov, Yu.V. Nefedov // Periodico Tche Quimica. – 2020. – Vol. 17. – No. 34. – pp. 782-792.

118. McNeely, W.H. Industrial gums, polysaccharides and their derivatives / W.H. McNeely, K.S. Kang. – New York: Academic Press, 1973. – 820 p.

119. Moore, W.R. Formation damage removal through the application of enzyme breaker technology / W.R. Moore, B.B. Beall, S.A. Ali // Paper SPE 31084. – 1996. – 7 p.

120. Patent CA No.3027510. Invert emulsion containing vegetable oil / S. Eluru, C. Prakash, U. Nehete. Inventor: Halliburton Energy Services, Inc. Publ. 15.03.2018. – 38 p.

121. Patent EU No.0247801. Well bore fluid / N. Ogilvy. Inventor: British Petroleum p.l.c., Inc. Publ. 21.05.1987. – 18 p.

122. Ramasamy, J. Emulsifier developed from waste vegetable oil for application in invert-emulsion oil based mud / J. Ramasamy, M. Amanullah, M. Alsaihati // Paper SPE 192230. – 2018. – 6 p.

123. Rylance, M. If at first you don't succeed, try, try again: time dependent fracturing success / M. Rylance // Paper SPE 135827. – 2010. – 12 p.

124. Savari, S. Acid-soluble lost circulation material for use in large, naturally fractured formations and reservoirs / S. Savari, D. Whitfill, J. Walker // Paper SPE 183808. – 2016. – 8 p.

125. Savari, S. Managing losses in naturally fractured formations: sometimes nano is too small / S. Savari, D. Whitfill, // Paper SPE 173062. – 2015. – 10 p.

126. Scheuerman, R.F. Guidelines for using HEC polymers for viscosifying solids-free completion and workover brines / R.F. Scheuerman // Paper SPE 10666. – 1983. – 9 p.

127. Sergeev, V. Innovative emulsion-suspension systems based on nanoparticles for drilling and well workover operation / V. Sergeev, K. Tanimoto, M. Abe // Paper SPE 197510. – 2019. – 12 p.

128. Teeuw, D. Power-law flow and hydrodynamic behaviour of biopolymer solutions in porous media / D. Teeuw, F.T. Hesselink // Paper SPE 8982. – 1980. – 14 p.

129. Tuttle, R.N. New nondamaging and acid-degradable drilling and completion fluids / R.N. Tuttle, J.H. Barkman // Paper SPE 4791. – 1994. – 6 p.

130. Warren, F.P. Adopting aphron fluid technology for completion and workover applications / F.P. Warren, C. Robert, T. Brookey and others // Paper SPE 112439. – 2008. – 10 p.

131. Zeigman, Yu.V. Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs / Yu.V. Zeigman, V.Sh. Mukhametshin, A.R. Khafizov and others // SOCAR Proceedings. – 2016. – No. 3. – pp. 33-39.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Патент на изобретение

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2736671

**БЛОКИРУЮЩИЙ ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННЫЙ
РАСТВОР С МРАМОРНОЙ КРОШКОЙ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Исламов Шамиль Расихович (RU),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020116359

Приоритет изобретения 19 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 19 ноября 2020 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 19 мая 2040 г.

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

 Г.П. Ислюев



ПРИЛОЖЕНИЕ Б**Акт внедрения (ООО «Газпромнефть-Оренбург»)**

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»
(ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ОРЕНБУРГ»)

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер – первый заместитель
генерального директора
ООО «Газпромнефть-Оренбург»
Е.В. Капуста

« 27 » 05 2020 год

АКТ

о внедрении в компании ООО «Газпромнефть-Оренбург» инструкций по проведению
контроля параметров блокирующих составов «ИЭР» и «БК»

« 27 » 05 2020 г.

№ _____

Настоящим актом подтверждается внедрение в компании ООО «Газпромнефть-Оренбург» инструкций по проведению контроля параметров блокирующих составов «ИЭР» (инвертно-эмульсионный раствор) и «БК» (биополимерная композиция), используемых при глушении нефтяных и газовых скважин.

Данные инструкции были разработаны ООО «Газпромнефть НТЦ» (главным специалистом УНПХ Р.Р. Гумеровым) совместно с Санкт-Петербургским горным университетом (доцентом кафедры РНГМ Д.В. Мардашовым и аспирантом Ш.Р. Исламовым) согласно протоколу технического совещания ООО «Газпромнефть-Оренбург» от 01.09.2016г. (пункт 6 протокола «Дополнительно разработать инструкцию с критериями контроля составов БК и ИЭР в промысловых и лабораторных условиях на соответствие их качества») в соответствии с хоздоговором, заключенным СПГУ с ООО «Газпромнефть НТЦ» (Заказ №СТО-009/16Р от 01.03.2016 по теме «Разработка блокирующего состава для глушения нефтяных скважин с высоким содержанием газа в условиях Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения» к договору №СТО-026/14Р от 01.05.2014), в рамках Генерального договора между ООО «Газпромнефть-Оренбург» и ООО «Газпромнефть НТЦ» (Заказ №СТО-919/15Д от 24.12.2015г. по теме «Подбор нефилтрующих жидкостей глушения для нефтяных скважин с высоким содержанием газа и АНПД» к Договору № 2015/0591/ГПНО/СТО-169/15Д от 24.04.2015г).

Разработанные инструкции являются одними из основных руководящих документов для работников нефтесервисных компаний и ООО «Газпромнефть-Оренбург», занимающихся управлением качества процесса глушения скважин. Применение данных инструкций в компании ООО «Газпромнефть-Оренбург» позволило повысить качество контроля за процессом глушения скважин за счет получения достоверной информации о текущих значениях параметров блокирующих составов ИЭР и БК. Своевременное выявление отклонений параметров блокирующих составов ИЭР и БК от проектных значений, согласно изложенным в инструкциях методикам, позволяет принимать эффективные решения по регулированию их свойств с целью повышения успешности глушения нефтяных и газовых скважин.

Компания ООО «Газпромнефть-Оренбург» утвердила и внедрила данные инструкции в феврале 2017 г. (для БК) и в октябре 2019 г. (для ИЭР).

Начальник УВР



Д.С. Осовик

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ОРЕНБУРГ»

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт рассмотрения материалов кандидатской диссертационной работы (ООО «РН-Уватнефтегаз»)



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»
(ООО «РН-Уватнефтегаз»)

Почтовый адрес: ул. Ленина, д. 67, г. Тюмень, Тюменская обл., 625000
Юридический адрес: ул. Иргышская, д. 19, с. Уват, Тюменская обл., 626170
Телефон: (3452) 38 99 99, факс: (3452) 38 21 62, e-mail: rn-uvatng@uvng.rosneft.ru
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997250001

«УТВЕРЖДАЮ»:

Заместитель генерального директора –
главный геолог, к.т.н.

А.С. Грищенко

« 05 » июня 2019г.

АКТ

Рассмотрение материалов кандидатской диссертационной работы **Исламова Ш.Р.** на тему «Обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов» позволяет установить их значимость для совершенствования технологии проведения подземного ремонта скважин в осложненных условиях. Разработанные автором диссертации рецептуры эмульсионных жидкостей глушения с твердой фазой «БГЭР-МК» являются научно обоснованными и экспериментально подтвержденными с применением комплекса современного оборудования, и могут быть применены на месторождениях углеводородов, где глушение скважин осложнено наличием естественной или техногенной (ранее проведенные ГРП и СКО) трещиноватости коллекторов.

По результатам рассмотрения материалов и обсуждения установлено:

- Применение разработанных рецептур жидкостей глушения позволит повысить эффективность глушения скважин, вскрывших трещинно-поровые коллектора в условиях аномально низких пластовых давлений (Урненское месторождение), а также при наличии нескольких объектов эксплуатации (Усть-Тегусское месторождение) с пониженным пластовым давлением.
- Предложенная рецептура блокирующего эмульсионного состава с твердой фазой способна сохранить фильтрационные свойства призабойной зоны пласта, предотвратить поглощение жидкости глушения (за счет использования твердой фазы), сохранить базовые дебиты скважин.
- Результаты кандидатской диссертационной работы **Исламова Ш.Р.** могут быть рекомендованы к внедрению на месторождениях компании ООО «РН-Уватнефтегаз».

И.о. начальника управления повышения
производительности резервуаров и
геолого-технических мероприятий, к.т.н.
625000, г. Тюмень, ул. Челюскинцев, д. 10, каб. 311
Тел.: +7 (3452) 38-99-99 доб. 2702
Моб.: +7 (922) 264-96-69; +7 (922) 264-96-69
E-mail: MNNikitin@uvng.rosneft.ru,
05.06.2019



М.Н. Никитин



Система энергетического менеджмента,
сертифицированная DQS



Интегрированная система управления,
сертифицированная DQS
сертифицированная в соответствии с ISO 14001
OHSAS 18001

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020616170

ПРОГРАММА ДЛЯ ПОДБОРА ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА
МРАМОРНОЙ КРОШКИ ДЛЯ БЛОКИРУЮЩЕЙ
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНОЙ
СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ТРЕЩИННО-ПОРОВОГО
КОЛЛЕКТОРА

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Исламов Шамиль Расихович (RU), Милич Йована (RS),
Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020614936

Дата поступления 27 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 11 июня 2020 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Изrael

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020615706

Программа для подбора и расчета основных параметров жидкостей глушения скважины при подземном ремонте

Правообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Исламов Шамиль Расихович (RU), Милич Йована (RS), Мардашов Дмитрий Владимирович (RU)*

Заявка № 2020614852

Дата поступления 27 мая 2020 г.

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 29 мая 2020 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Результаты определения термостабильности эмульсионных составов

Таблица Е.1 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-09 при соотношении водной/углеводородной фаз 90/10 % при 90 °С


































0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										

Таблица Е.2 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-09 при соотношении водной/углеводородной фаз 80/20 % при 90 °С


































0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										

Таблица Е.3 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-09 при соотношении водной/углеводородной фаз 70/30 % при 90 °С


































0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										

Таблица Е.4 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-14 при соотношении водной/углеводородной фаз 90/10 % при 90 °С


































0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										

Таблица Е.5 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-14 при соотношении водной/углеводородной фаз 80/20 % при 90 °С


































0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										

Таблица Е.6 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-14 при соотношении водной/углеводородной фаз 70/30 % при 90 °С


































0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										

Таблица Е.7 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-20 при соотношении водной/углеводородной фаз 90/10 % при 90 °С


































0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										

Таблица Е.8 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-20 при соотношении водной/углеводородной фаз 80/20 % при 90 °С
























































0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										

Таблица Е.9 – Термостабильность эмульсионного состава с эмульгатором Э-20 при соотношении водной/углеводородной фаз 70/30 % при 90 °С

0,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
										
1,5 % масс.										
Время наблюдения										
Сразу	Через 1 сут	Через 2 сут	Через 3 сут	Через 4 сут	Через 5 сут	Через 6 сут	Через 7 сут	Через 8 сут	Через 9 сут	Через 10 сут
