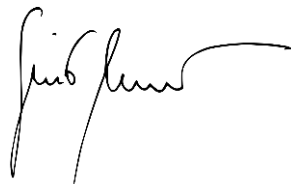


На правах рукописи

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*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2021

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет»

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент

Мардашов Дмитрий Владимирович

Официальные оппоненты:

Зейгман Юрий Вениаминович

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», кафедра разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, заведующий кафедрой

Лутфуллин Азат Абузарович

кандидат технических наук, доцент, публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина, заместитель начальника департамента разработки месторождений


Ведущая организация – федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара

Защита диссертации состоится 31 марта 2021 г. в 13:00 на заседании диссертационного совета ГУ 2020.8 Горного университета по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, д.2, ауд. № 1163.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Горного университета и на сайте www.spmi.ru

Автореферат разослан 29 января 2021 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН
Дмитрий Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. 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 рецептур 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.

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 аминспиртов 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.

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».

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

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.

6. 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.

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 аминспиртов 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 жидкостью 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, СПГУ, 2019 г.); VI форуме будущих лидеров Мирового нефтяного совета (Россия, г. Санкт-Петербург, СПГУ,

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, СПГУ, 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 программ 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель, идея, задачи, излагаются научная новизна, защищаемые научные положения и практическая значимость.

В первой главе рассмотрены основные причины ухудшения фильтрационных характеристик ПЗП. Обобщен опыт применения ЖГС с контролем поглощения в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов, описаны преимущества и недостатки применения различных типов ЖГС в зависимости от геолого-физических условий, а также установлена область применения ЖГС в зависимости от коэффициента аномальности пластового давления. Рассмотрены основные требования, предъявляемые к ТЖ при глушении скважин перед подземным ремонтом.

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., Мусабилов М.Х., Орлов Г.А., Петров Н.А., Позднышев Г.Н., Рогачев М.К., Рябоконт С.А., Силин М.А., Стрижнев К.В., Телин А.Г., Токарев М.А., Токунов В.И., Binks B.P., Bridges K.L., Caenn R.,

Chesser B.G., Meehan D.N., Rylance M., Warren F.P. и другие.

Промысловый опыт свидетельствует о том, что месторождениям ВУНПП с трещинно-поровым карбонатным коллектором, АНПД и рядом других технических осложнений свойственна проблема поглощения ТЖ при глушении скважин перед подземным ремонтом. Стоит подчеркнуть, что проблема поглощения крайне актуальна не только в данном регионе, но и на других месторождениях РФ. Отсутствие эффективных рецептур ЖГС и блокирующих составов является причиной использования в больших объемах закачиваемых в скважину ТЖ, что в конечном счете приводит к значительному ухудшению проницаемости ПЗП, снижению дебитов скважин по нефти, увеличению времени выхода их на режим эксплуатации после освоения и, как следствие, удорожанию ремонтных работ в целом.

Все вышеперечисленное указывает на актуальность работ, связанных с разработкой эффективных технологий, обеспечивающих предотвращение поглощения ЖГС и сохранение фильтрационных характеристик ПЗП, при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов и АНПД.

Во второй главе приводится краткое описание 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 1, которая включала в себя этапы по определению физико-химических, реологических и фильтрационных свойств составов жидкостей глушения.



Рисунок 1 – Программа проведения лабораторных испытаний

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

В третьей главе представлены результаты экспериментальных исследований по изучению физико-химических, реологических и фильтрационных свойств разработанного блокирующего состава для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом.

Разработанный блокирующий состав представляет собой термостойкую обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную реагентом-эмульгатором, который является смесью продуктов реакции аминов и аминспиртов с жирными кислотами. С целью повышения блокирующей способности в эмульсионный состав введен разнофракционный минеральный наполнитель на основе карбоната кальция (мраморная крошка). Для разработанного состава предложено условное название БГЭР (блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор), а при его использовании с мраморной крошкой – БГЭР-МК. После приготовления данные составы представляют собой стойкие, однородные, загущенные жидкости светло-коричневого цвета с регулируемыми значениями вязкости и плотности.

В качестве исходных компонентов при подборе рецептуры разрабатываемых эмульсионных ЖГС использовались: УВ фаза – легкая нефть ВУНГП; водная фаза – водные растворы хлористого кальция; поверхностно-активное вещество (ПАВ) – эмульгаторы различных марок и производителей; наполнитель – мраморная крошка. Компоненты состава БГЭР-МК являются доступными, недорогими и нетоксичными реагентами отечественного производства.

Первоочередной задачей при разработке рецептур блокирующих составов являлся подбор типа и оптимальной концентрации реагента-эмульгатора, который оказывает влияние на термостабильность и агрегативную устойчивость эмульсий.

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. В дальнейшем по отобраным эмульгаторам оценивалась величина их оптимальной концентрации в нефти в диапазоне от 0,05 до 5 % масс. Полученные результаты (рисунок 2) показали, что область критической концентрации мицеллообразования (ККМ) находится в пределах содержания эмульгатора в нефти от 0,5 до 1,5 % масс. 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.

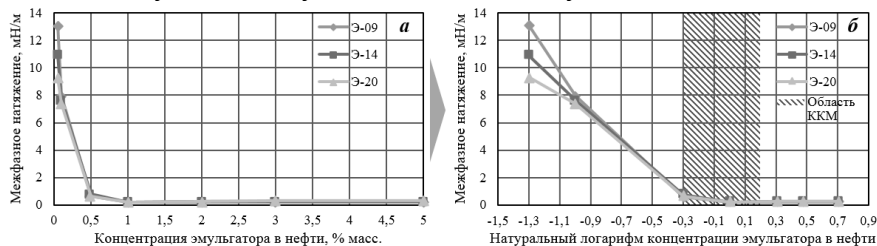


Рисунок 2 – Результаты измерения межфазного натяжения на границе «нефть с эмульгатором – водный раствор хлористого кальция» от концентрации эмульгатора в нефти: а – зависимость межфазного натяжения от концентрации эмульгатора в нефти; б – зависимость межфазного натяжения от натурального логарифма концентрации эмульгатора в нефти

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. По всем приготовленным составам определялись термостабильность и агрегативная устойчивость при 90 °С.

Результаты исследования на термостабильность показаны на рисунке 3. 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 промышленных 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.).

Соотношение водной и УВ фаз в эмульсии, % масс.	70/30	10,5	6	5	70/30	10	8,5	9	70/30	14	6,7	3,5	Макс. объем выделения нефти, см ³
	80/20	4,5	2,2	2	80/20	4,2	3	3,1	80/20	7	2	0,5	
	90/10	1,5	1,2	1	90/10	0,3	0,2	0,1	90/10	1	0	0	
		0,5	1	1,5		0,5	1	1,5		0,5	1	1,5	Мин. объем выделения нефти, см ³
		Э-09			Э-14			Э-20					
		Концентрация эмульгатора в нефти, % масс.											

Рисунок 3 – Термостабильность эмульсионных составов при различных соотношениях фаз при 90 °С через 7 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).

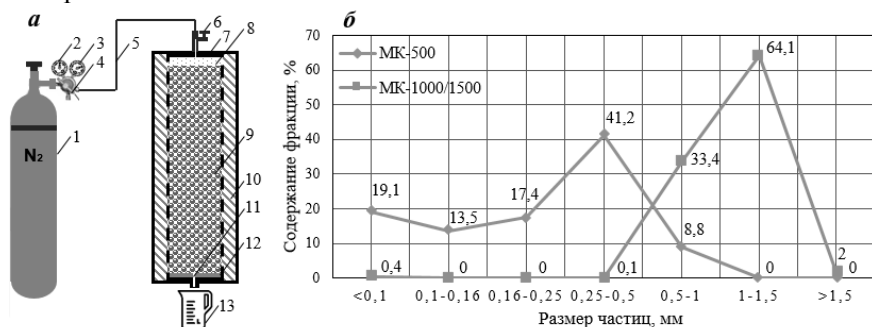
Таким образом, для приготовления в дальнейших исследованиях БГЭР использовался эмульгатор Э-09 («Ялан-Э-2» марки Б2 производства ООО «Синтез-ТНП»), выпускаемый по ТУ 2458-012-22657427-2000. Данный эмульгатор является смесью продуктов реакции аминов и аминспиртов с жирными кислотами.

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

Использование блокирующего состава БГЭР в чистом виде (без наполнителя) не предотвращает его поглощение продуктивным пластом при глушении 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 используют 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 волокнистые добавки.

Оценка блокирующей способности составов при моделировании трещинного коллектора осуществлялась с использованием фильтр-пресса высокого давления на разработанном автором стенде, схема которого представлена на рисунке 4 (а). В исследованиях использовался наиболее распространенный диапазон раскрытости трещин от 0,1 до

1,5 мм, что соответствует данным многочисленных лабораторных исследований, проведенных с использованием карбонатных керновых материалов.



1 – газовый баллон; 2 – манометр (давление в баллоне); 3 – манометр (давление в линии); 4 – редуктор; 5 – газовая линия (подача газа); 6 – верхний клапан (откр./закр.); 7 – верхняя заглушка; 8 – газ; 9 – ЖГС; 10 – термобуш; 11 – трещина; 12 – металлический диск с трещиной; 13 – мерный цилиндр

Рисунок 4 – (а) Принципиальная схема стенда по оценке блокирующей способности ЖГС при моделировании процесса глушения скважины в условиях трещинного коллектора; (б) Распределение фракционного состава наполнителя БГЭР (мраморной крошки)

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 4 (б)). 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 4 (б)). 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 5).

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 5).

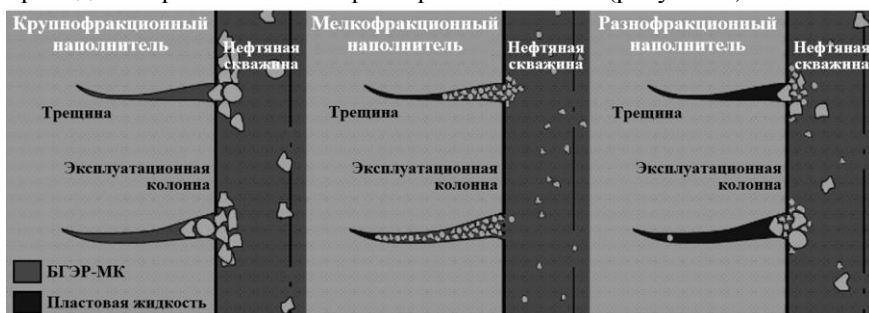


Рисунок 5 – Механизм формирования блокирующего экрана на входе в трещину в ПЗП при применении в ТЖ наполнителей различного фракционного состава

Оценка седиментационной устойчивости БГЭР-МК важна для определения способности дисперсной системы сохранять равновесное состояние по всему объему дисперсионной среды, а также для выявления устойчивости данного состава к разделению фаз. Седиментационная устойчивость БГЭР-МК определялась по показателям изменения плотности верхнего и нижнего слоя состава после термостатирования при 37 °С. По истечении заданного промежутка времени (7 суток) из верхней и нижней частей пробирки отбиралась проба исследуемого состава с целью замера ее плотности пикнометром. Исследуемый состав признавался седиментационно устойчивым, если разность плотностей

нижнего слоя в сравнении с верхним не превышала 20 кг/м^3 , что составляло изменение в 1,5 %. Таким образом, диапазон седиментационной устойчивости находился в пределах от 98,5 до 100 %. На рисунке 6 видно, что прослеживается зависимость изменения седиментационной устойчивости блокирующего состава 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. 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.

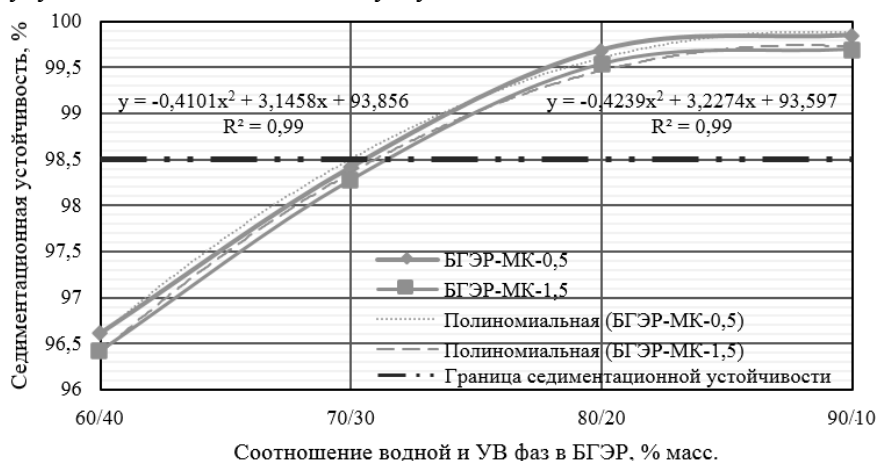


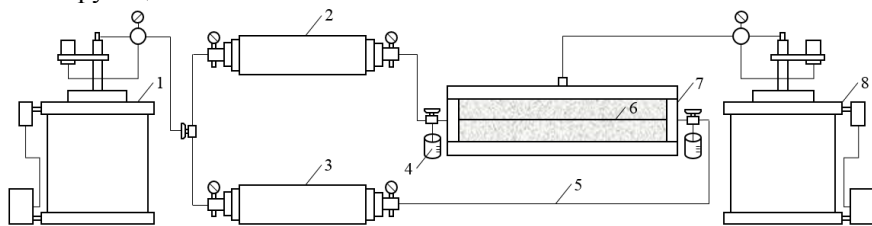
Рисунок 6 – Зависимость седиментационной устойчивости БГЭР-МК от соотношения водной/УВ фаз и концентрации наполнителя

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

Таблица 1 – 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

Исследование влияния разработанных блокирующих составов на фильтрационные характеристики карбонатных трещинно-поровых пород-коллекторов проводились на специализированной фильтрационной установке с использованием модернизированной конструкции кернодержателя, позволяющего моделировать трещины разной степени раскрытости (0,1; 0,5 и 1,5 мм). На рисунке 7 представлена принципиальная схема работы стенда для проведения фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин с использованием разработанных блокирующих составов.



1 – инжекционный насос; 2 – цилиндр с керосином; 3 – цилиндр с разработанным блокирующим составом; 4 – мерная емкость; 5 – трубки из легированной стали; 6 – трещина; 7 – кернодержатель; 8 – система обжима

Рисунок 7 – Принципиальная схема стенда для проведения фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин

Итоговые результаты проведенных фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяных скважин представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты фильтрационных исследований блокирующих составов при постоянном перепаде давления (репрессии) 1 МПа

Раскрытость трещины, мм	Наименование состава	Коэффициент относительного изменения проницаемости керна, %	Максим. градиент давления начала фильтрации керосина после закачки состава, МПа/м	Удельный объем проникшего в трещину 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 на рисунке 8.

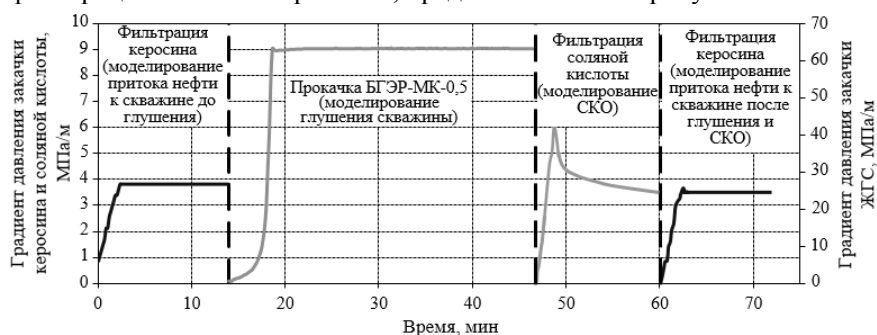


Рисунок 8 – Результаты фильтрационных исследований при моделировании процессов глушения и освоения нефтяной скважины (раскрытость трещины 0,1 мм)

Исходя из представленного результата следует, что проведение соляно-кислотной обработки (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 %).

В четвертой главе приводится обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК и последующего освоения скважины.

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 3.

Таблица 3 – 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	

Подбор компонентов блокирующего состава БГЭР-МК и расчет основных параметров ЖГС, используемых при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом в зависимости от заданных геолого-физических условий может производиться с помощью разработанных специализированных программ ЭВМ (№2020616170 и №2020615706) с возможностью их использования на промысле.

При освоении скважины после ремонта для снижения негативного влияния мраморной крошки на ПЗП и нефтегазопромысловое оборудование рекомендуется проводить следующие мероприятия: применение при вызове притока установок электроцентробежных насосов в износостойком исполнении с частотно-регулируемым приводом с целью откачки БГЭР-МК в технологическую емкость на сходящем режиме; применение скважинных фильтров перед приемом насоса; проведение СКО с целью растворения мраморной крошки.

Результаты оценки технико-экономической эффективности технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с применением разработанного блокирующего состава БГЭР-МК показали высокую эффективность в сравнении с традиционным инвертно-эмульсионным раствором. 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

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); регулируемой 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 ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. 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.

2. 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.

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

3. 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.

4. 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.

5. 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.

Патенты:

6. Патент №2736671 Российская Федерация, МПК C09K 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.