

На правах рукописи

Лиманов Максим Николаевич



**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ
ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ПОВЫШЕННОЙ
ГЛИНИСТОСТЬЮ И АНОМАЛЬНО НИЗКИМ
ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ**

*Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений*

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

Санкт-Петербург – 2024

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Мардашов Дмитрий Владимирович

Официальные оппоненты:

Гиляев Гани Гайсинович

доктор технических наук, профессор, федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский государственный технологический университет», кафедра нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна, заведующий кафедрой;

Сандыга Михаил Сергеевич

кандидат технических наук, общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический Центр», подразделение в подчинении директору по развитию технологического потенциала, руководитель направления по организации исследований.

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

Защита диссертации состоится **25 декабря 2024 г. в 10:00** на заседании диссертационного совета ГУ 2024.3 Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, **аудитория № 3321**.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 25 октября 2024 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



РАУПОВ
Инзир Рамилевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

В настоящее время значительное количество нефтяных месторождений находится на завершающей стадии разработки, добывающие скважины которых, вырабатывая свой эксплуатационный ресурс, чаще нуждаются в подземном ремонте. Перед проведением на добывающей скважине ремонтных работ, как правило, требуется её предварительное глушение.

Глушение скважин, производимое с применением водных растворов солей, в условиях поздней стадии разработки месторождения, как правило, сопровождается поглощением технологической жидкости (ТЖ) пластом. Поскольку значительная часть нефтяных месторождений с терригенным коллектором содержит в своем составе глинистые частицы, которые при контакте с водной фазой ТЖ могут набухать, то процесс глушения скважины приводит к снижению проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) и, как следствие, существенно ухудшает производительность скважины после проведения на ней ремонтных работ.

В связи с этим актуальным является применение жидкостей глушения, обеспечивающих ингибирующее воздействие по отношению к терригенным коллекторам с повышенным содержанием глин в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД).

Для предотвращения набухания глин терригенных коллекторов при контакте с ТЖ используются различные ингибирующие добавки к водным растворам жидкостей глушения скважин. Однако, при длительном контакте ТЖ с породой ПЗП и интенсивном её поглощении в пласт при АНПД применение данного подхода характеризуется низкой эффективностью.

В связи с этим актуальным является разработка и обоснование применения технологии глушения скважин, обеспечивающей сохранение фильтрационных свойств ПЗП за счет снижения степени поглощения ТЖ пластом, а также предотвращение набухания глинистых частиц терригенных пород-коллекторов при контакте с водной фазой.

Степень разработанности темы исследования

На разных этапах развития нефтегазовой отрасли в решение проблем, связанных с глушением добывающих скважин перед подземным ремонтом, существенный вклад внесли такие видные деятели науки и промышленности как Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Глущенко В.Н., Демахин С.А., Зейгман Ю.В., Кендис М.Ш., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Окроелидзе Г.В., Орлов Г.А., Рогачев М.К., Рябоконе С.А., Силин М.А., Стрижнев К.В., Телин А.Г., Foxenberg W., Jia H., Rea A.B. и другие.

Объект исследования – система «скважина – призабойная зона пласта» при глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением.

Предмет исследования – гидродинамические и физико-химические процессы в объекте исследования.

Цель работы – повышение эффективности глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением.

Идея работы. Поставленная цель достигается путем применения в качестве буферной жидкости глушения нефтяных скважин состава на углеводородной основе, предотвращающего набухание глин терригенного коллектора при контакте с водной фазой жидкости глушения.

Задачи исследования:

1. Проанализировать современные технологии глушения нефтяных скважин в условиях повышенной глинистости и аномально низких пластовых давлений.

2. Разработать программно-аппаратный комплекс по исследованию технологических свойств жидкостей глушения, применяемых в условиях повышенного содержания глин в породах-коллекторах и аномально низких пластовых давлений.

3. Разработать и обосновать методику проведения лабораторных исследований жидкости для глушения скважин в условиях терригенных коллекторов с повышенной глинистостью в сравнении с традиционно используемыми водно-солевыми растворами.

4. Разработать блокирующий состав жидкости глушения для применения в условиях терригенных коллекторов с повышенным содержанием глин и аномально низким пластовым давлением.

5. Провести экспериментальные исследования физико-химических, реологических и фильтрационных свойств разработанного блокирующего состава жидкости глушения нефтяных скважин в сравнении с традиционно применяемыми водными растворами хлористого натрия и кальция.

6. Обосновать технологию глушения нефтяных скважин с применением разработанного состава жидкости глушения в условиях повышенной глинистости терригенных пород-коллекторов и аномально низкого пластового давления.

7. Оценить технологическую и экономическую эффективность разработанной технологии глушения добывающих скважин.

Научная новизна работы:

1. Установлена и экспериментально подтверждена способность разработанного гидрофобно-эмульсионного состава, представляющего собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную реагентом-эмульгатором, содержащим в качестве активного вещества продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминспиртов и их смесей, оказывать ингибирующее действие на терригенные породы-коллекторы с повышенной глинистостью, снижая степень и скорость набухания каолиновых глин в 6-10 и 3-15 раз, соответственно, в сравнении с водными растворами хлористого натрия и кальция.

2. Установлена способность разработанного гидрофобно-эмульсионного состава сохранять при контакте с терригенными глинистыми породами-коллекторами их фильтрационные свойства по нефти (в среднем на 42-46% больше в сравнении с водными растворами хлористого натрия и кальция), предотвращая гидратацию каолиновых глин этих пород за счет образования на поверхности поровых каналов гидрофобной пленки.

Соответствие паспорту специальности:

Содержание диссертации соответствует паспорту научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно пункту 3. «Научные основы технологии

воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов» и пункте 5. «Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промышленных сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрипромысловый транспорт и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учетом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений».

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Установлен механизм предотвращения гидратации каолиновых глин терригенных пород-коллекторов и поглощения технологической жидкости при глушении нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления, заключающийся в создании гидрофобной пленки на поверхности поровых каналов при применении разработанного блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава жидкости глушения.

2. Разработан блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав (подана заявка на патент РФ) для применения при глушении нефтяных скважин в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением.

3. Разработана и запатентована программа ЭВМ (патент РФ № 2024668051) для обработки экспериментальных данных и определения характеристик набухания глинистого материала под воздействием технологических жидкостей.

4. Материалы и результаты работы были использованы при формировании и актуализации методических рекомендаций компании ООО «ПМ-ГРУПП» по подбору составов глушения, а также при проведении операций по подземному ремонту скважин (акт внедрения от 30.09.2024).

Методология и методы исследования:

Решение поставленных в работе задач осуществлялось путем моделирования процесса глушения и освоения скважин в термобарических пластовых условиях, повышенной глинистости терригенных пород-коллекторов и аномально низкого пластового давления на современном сертифицированном оборудовании.

На защиту выносятся следующие положения:

1. При разработке рецептуры жидкости для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом, рекомендуемой к применению в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением, необходимо учитывать установленные зависимости степени и скорости набухания каолиновых глин от типа и состава применяемой технологической жидкости.

2. Сохранение дебита скважины по нефти и снижение обводненности добываемой продукции достигается путем применения в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением разработанной технологии глушения скважин перед подземным ремонтом, предотвращающей гидратацию каолиновых глин терригенных пород-коллекторов и поглощение технологической жидкости за счет гидрофобизации поверхности поровых каналов.

Степень достоверности результатов исследования подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с применением современного высокоточного оборудования комплексной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, достаточной сходимостью расчетных и экспериментальных данных и воспроизводимостью полученных результатов. Полученные результаты апробированы на всероссийских и международных конференциях.

Апробация результатов. Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: V международном молодежном научно-практическом форуме «Нефтяная столица» (Секция «Современные технологические решения в нефтегазовой отрасли», 2022 г.); VI международной нефте-

газовой конференции «Tatarstan UpExPro 2022»; круглом столе «Перспективы развития нефтегазового комплекса в Волго-Уральском регионе» в рамках специализированной выставки «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия», 2022 г.

Личный вклад автора заключается в анализе и обобщении публикаций по теме диссертации, постановке и проведении экспериментов в лабораториях, обработке и интерпретации результатов экспериментов, подготовке текста диссертации, формулировании выводов и основных защищаемых положений.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 5 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 2 статьях – в изданиях, входящих в международные базы данных и систему цитирования Scopus; получено 1 свидетельство на программу для ЭВМ.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, 4 глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 103 наименования и 3 приложений. Диссертация изложена на 117 страницах машинописного текста, содержит 44 рисунка и 9 таблиц

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность коллективу кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, а также сотрудникам научного центра «Арктика» за помощь в подготовке научной работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы работы, сформулированы цель, задачи работы и научная новизна, раскрыты теоретическая и практическая значимости исследования и изложены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе представлены результаты анализа проблем глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и

аномально низкого пластового давления. Проведен анализ основных причин снижения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. Рассмотрены различные виды геологических осложнений, сопровождающих процесс глушения. Приведен анализ факторов, оказывающих влияние на степень набухания глинистой составляющей пород-коллекторов. Рассмотрены основные типы применяемых технологических жидкостей при глушении добывающих скважин. Отражены основные способы сохранения фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью при глушении нефтяных скважин в осложненных условиях их эксплуатации.

Во второй главе приведено описание разработанного программно-аппаратного комплекса по исследованию физико-химических, реологических и фильтрационных свойств жидкостей для глушения скважин в условиях, максимально приближенных к промышленным. Приведено описание методики лабораторных экспериментальных исследований и обработки полученных результатов.

В третьей главе приведены результаты лабораторных экспериментальных исследований жидкостей глушения нефтяных скважин, приготовленных на водной основе в сравнении с блокирующими эмульсионными составами с использованием разработанного программно-аппаратного комплекса. Представлены результаты по исследованию физико-химических, реологических и фильтрационных свойств жидкостей глушения. Представлены результаты лабораторных исследований, характеризующие зависимость степени и скорости набухания глин от типа и концентрации водно-солевого раствора жидкости глушения. Оценена степень влияния водно-солевых растворов и блокирующих эмульсионных составов на фильтрационные характеристики терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью. Разработана рецептура жидкости для глушения нефтяных скважин с терригенным коллектором в условиях аномально низких пластовых давлений и повышенной глинистой составляющей.

В четвертой главе приведено обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом с использованием разработанного эмульсионного состава в условиях аномально низкого пластового давления и повышенной глинистой составляющей.

щей. Описана технология глушения добывающих скважин с использованием разработанного блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава, выполнен расчет технологического и экономического эффекта в сравнении с традиционно применяемыми водно-солевыми растворами технологических жидкостей.

Основные результаты отражены в следующих защищаемых положениях.

1. При разработке рецептуры жидкости для глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом, рекомендуемой к применению в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением, необходимо учитывать установленные зависимости степени и скорости набухания каолиновых глин от типа и состава применяемой технологической жидкости.

Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений, как правило, сопровождается увеличением количества ремонтных работ, требующих глушения скважин, которое может осложняться аномально низким пластовым давлением.

Применение в данных условиях традиционных жидкостей глушения на водной основе, как правило, приводит к интенсивному поглощению ТЖ пластом. В условиях повышенного содержания глин использование таких жидкостей сопровождается гидратацией глинистого материала пород-коллекторов, приводящего к снижению фильтрационных свойств ПЗП.

Сохранение продуктивности скважин, вскрывающих терригенные породы-коллекторы, осложненные аномально низкими пластовыми давлениями и повышенным содержанием глин, может быть достигнуто путем применения в качестве жидкости глушения блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава (БГЭС). Применение БГЭС в качестве жидкости глушения скважин, вскрывающих терригенные коллекторы с повышенным содержанием глин, обеспечивает предотвращение прямого контакта водной фазы блокирующего состава с глиной, что приводит к снижению степени и скорости её набухания и, как следствие, способствует повышению коэффициента восстановления проницаемости породы-коллектора.

Лабораторные экспериментальные исследования проводились согласно программе, представленной на рисунке 1 с использованием разработанного программно-аппаратного комплекса по исследованию реологических и фильтрационных свойств жидкостей глушения.

Подбор оптимальной рецептуры состава глушения					
I	<table border="1"> <tr> <td>Исследование физико-химических свойств жидкостей глушения</td> <td>Оценка реологических свойств жидкостей глушения</td> </tr> <tr> <td>Плотность, термостабильность</td> <td>Динамическая вязкость при различных скоростях сдвига</td> </tr> </table>	Исследование физико-химических свойств жидкостей глушения	Оценка реологических свойств жидкостей глушения	Плотность, термостабильность	Динамическая вязкость при различных скоростях сдвига
Исследование физико-химических свойств жидкостей глушения	Оценка реологических свойств жидкостей глушения				
Плотность, термостабильность	Динамическая вязкость при различных скоростях сдвига				
II	<table border="1"> <tr> <td>Исследование физических свойств глин при взаимодействии с 5, 10, 15%-ными водными растворами NaCl и CaCl₂ в сравнении с БГЭС</td> </tr> <tr> <td>Степень и скорость набухания каолиновых глин</td> </tr> </table>	Исследование физических свойств глин при взаимодействии с 5, 10, 15%-ными водными растворами NaCl и CaCl₂ в сравнении с БГЭС	Степень и скорость набухания каолиновых глин		
Исследование физических свойств глин при взаимодействии с 5, 10, 15%-ными водными растворами NaCl и CaCl₂ в сравнении с БГЭС					
Степень и скорость набухания каолиновых глин					
III	<table border="1"> <tr> <td>Фильтрационные исследования разработанного состава для глушения скважин в сравнении с традиционно применяемыми</td> </tr> <tr> <td>Коэффициент восстановления проницаемости модели нефтяного пласта при моделировании операции глушения и освоения добывающей скважины</td> </tr> </table>	Фильтрационные исследования разработанного состава для глушения скважин в сравнении с традиционно применяемыми	Коэффициент восстановления проницаемости модели нефтяного пласта при моделировании операции глушения и освоения добывающей скважины		
Фильтрационные исследования разработанного состава для глушения скважин в сравнении с традиционно применяемыми					
Коэффициент восстановления проницаемости модели нефтяного пласта при моделировании операции глушения и освоения добывающей скважины					

Рисунок 1 – Программа проведения лабораторных исследований

При проведении лабораторных экспериментальных исследований использовались следующие рецептуры состава ЖГС:

- 5, 10, 15 %-ный водный раствор NaCl;
- 5, 10, 15 %-ный водный раствор CaCl₂;
- БГЭС (2 % – реагент-эмульгатор Ялан-Э2, 8 % – дизельное топливо, 90 % – 5, 10, 15%-ный водный раствор NaCl или 5, 10, 15%-ный водный раствор CaCl₂).

Эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий (типа «Ялан-Э2», марка Б2) состоит из активного вещества, растворителя и функциональных добавок, в качестве активного вещества содержит продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов и их смесей, в качестве растворителя – фракции углеводородов, содержащие спирты, эфиры и альдегиды C1-C12 или нефтяные дистилляты, а в качестве функциональных добавок – гидроксиэтилированные алкилфенолы или поливинилацетатную депрессорную присадку.

Набухание глин – это процесс взаимодействия водной фазы фильтрата ТЖ с твердыми частицами породы-коллектора, сопровождающийся увеличением их объема и массы. Вода создает гидратные пленки между частицами породы, но поскольку глина обладает наибольшей удельной поверхностью среди пород, слагающих продуктивный коллектор, то и процесс их набухания в глинистых породах протекает наиболее интенсивно.

На первом этапе проводился комплекс лабораторных исследований по определению степени и скорости набухания каолиновых глин с использованием прибора оценки степени и скорости линейного набухания глин LSM-2100 (рисунок 2). Обработка результатов проведенных экспериментальных исследований осуществлялась с использованием разработанного программного комплекса (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024668051).

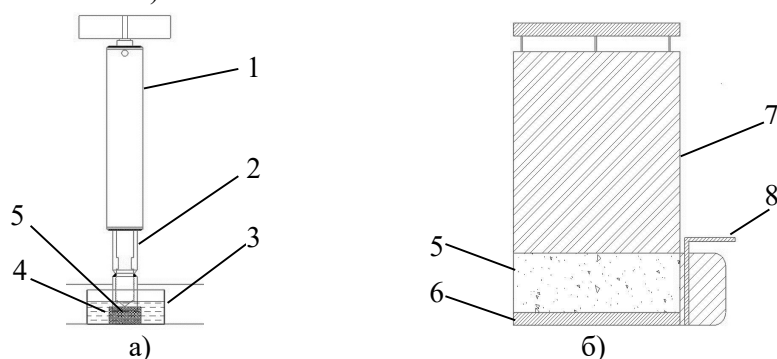


Рисунок 2 – Схема прибора для оценки степени линейного набухания глин: а – общий вид прибора; б – исследуемый образец глины: 1 – головка прибора; 2 – плунжер; 3 – емкость для ТЖ; 4 – состав глушения; 5 – исследуемый образец глины; 6 – диск; 7 – тефлоновый рукав; 8 – удерживающий зажим

На рисунках 3 и 4 представлены результаты проведенных экспериментальных исследований по оценке степени набухания каолиновых глин при их взаимодействии с жидкостями глушения, приготовленными на водной основе в сравнении с гидрофобно-эмульсионными составами технологических жидкостей.

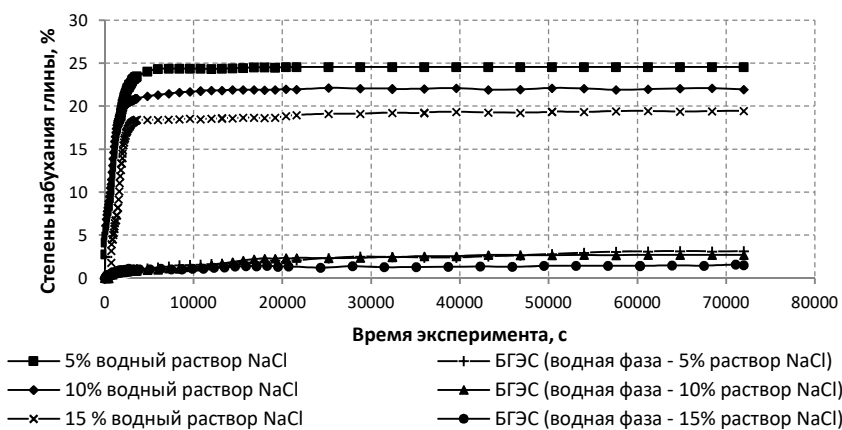


Рисунок 3 – Динамика степени набухания каолиновых глин в зависимости от типа применяемой ЖГ и концентрации водного раствора NaCl

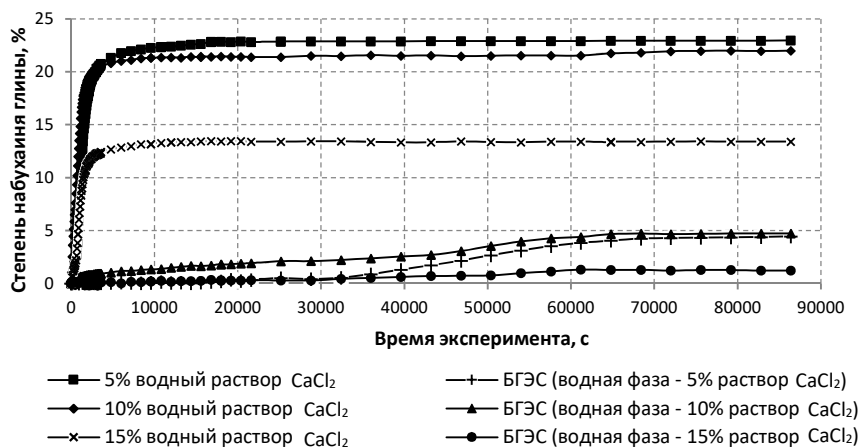


Рисунок 4 – Динамика степени набухания каолиновых глин в зависимости от типа применяемой ЖГ и концентрации водного раствора CaCl₂

Результаты проведенных экспериментальных исследований представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты исследований динамики скорости и степени набухания каолиновых глин в зависимости от типа применяемого состава глушения нефтяных скважин

Состав глушения	Водный раствор						Углеводородная эмульсия					
	NaCl (масс. %)			CaCl ₂ (масс. %)			NaCl (масс. %)			CaCl ₂ (масс. %)		
	5	10	15	5	10	15	5	10	15	5	10	15
Степень набухания глин, %	24,9	23,1	19,5	23,5	22,4	13,5	3,2	3,1	1,4	4,7	4,5	1,3
Скорость набухания глин, ч	0,6	0,7	1	3	3	3,5	8	10	14	18	19	20

По результатам проведенных исследований установлено, что степень набухания каолиновых глин снижается в 6-10 раз в случае использования эмульсионных составов глушения по сравнению с традиционными водными растворами солей NaCl и CaCl₂.

Скорость набухания каолиновых глин также меньше при взаимодействии с гидрофобно-эмульсионными составами. В случае использования водных составов на основе хлористого натрия образцы глин достигают своего полного набухания за 1 час или менее, при применении хлористого кальция – около 3 часов. При использовании же гидрофобно-эмульсионных растворов время полного набухания глин составляет, соответственно, 8-14 часов у составов с NaCl и 18-20 часов у составов с CaCl₂.

2. Сохранение дебита скважины по нефти и снижение обводненности добываемой продукции достигается путем применения в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением разработанной технологии глушения скважин перед подземным ремонтом, предотвращающей гидратацию каолиновых глин терригенных пород-коллекторов и поглощение технологической жидкости за счет гидрофобизации поверхности поровых каналов.

При контакте глинистых частиц породы-коллектора с водной фазой жидкости глушения, при её поглощении пластом, происходит

гидратация глин, приводящая к ухудшению фильтрационных свойств ПЗП.

С целью оценки степени влияния водных солевых растворов ЖГ в сравнении с разработанным БГЭС проведен комплекс лабораторных фильтрационных исследований в термобарических условиях, максимально приближенных к пластовым, с использованием разработанного программно-аппаратного комплекса. Данный комплекс позволяет поэтапно оценить эффективность составов глушения в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью.

Имитация терригенной модели ПЗП с повышенным содержанием глин осуществлялась путем чередования естественных образцов керна с глинопесчаными насыпными моделями пласта, имитировавшими глинистую составляющую породы-коллектора. Их подготовка осуществлялась путем смешивания дезинтегрированной терригенной породы с каолиновой глиной в соотношении 60/40. Таким образом имитировалась модель ПЗП с содержанием глинистой составляющей от 10 до 20% (рисунок 5).

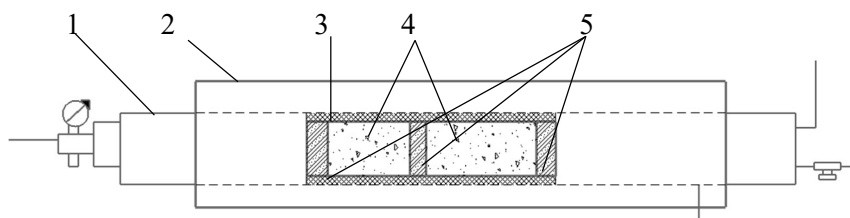


Рисунок 5 – Схема кернодержателя фильтрационной установки: 1 – корпус; 2 – терморубашка; 3 – резиновая манжета; 4 – естественный образец терригенной породы; 5 – модель глинистой породы

Фильтрационный эксперимент проводился в три этапа. На первом этапе оценивалась исходная проницаемость модели пласта по нефти, направление фильтрации при этом было прямое (из ПЗП в скважину).

На втором этапе моделировался процесс глушения скважины путем закачивания в модель пласта в обратном направлении (из скважины в ПЗП) трех поровых объемов исследуемой жидкости глушения, после чего образец породы-коллектора выдерживался в термобарических условиях пласта.

На третьем этапе оценивалась конечная проницаемость модели пласта по нефти (направление фильтрации – прямое) до момента стабилизации градиента давления закачки нефти. После чего оценивалась степень изменения проницаемости модели пласта.

Результаты проведенных фильтрационных исследований по оценке степени влияния водных солевых растворов хлоридов кальция и натрия на проницаемость модели пласта в сравнении с разработанным БГЭС представлены на рисунках 6 и 7.

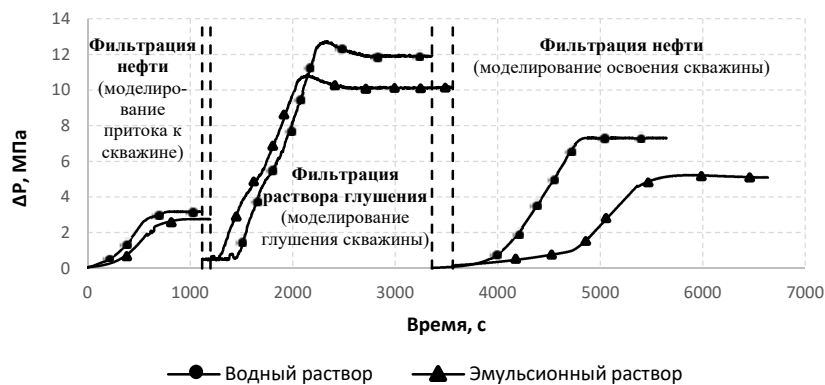


Рисунок 6 – Результаты фильтрационных исследований водных и эмульсионных составов глушения при использовании NaCl

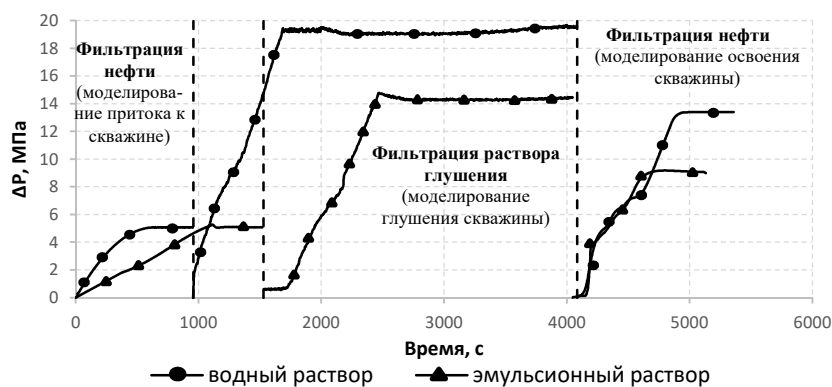


Рисунок 7 – Результаты фильтрационных исследований водных и эмульсионных составов глушения при использовании CaCl₂

Результаты проведенных фильтрационных исследований представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты фильтрационных исследований жидкостей глушения на водной и углеводородной основе

№п/п	Жидкость глушения	Проницаемость до глушения, 10^{-15}м^2	Проницаемость после глушения, 10^{-15}м^2	Степень восстановления проницаемости, %
1	Водный раствор 15% NaCl	9,33	3,56	38,2
2	БГЭС (15% NaCl)	8,86	6,45	84,1
3	Водный раствор 15% CaCl ₂	5,69	2,09	36,7
4	БГЭС (15% CaCl ₂)	6,25	4,89	78,2

В результате проведенных экспериментальных исследований установлено, что БГЭС обладает более высоким показателем восстановления проницаемости по терригенным породам-коллекторам с повышенной глинистостью, составляющим в сравнении с 15%-ным водным раствором хлористого кальция и натрия, 78 и 84%, соответственно, что в среднем в 2 раза выше в сравнении с традиционно применяемыми водными растворами жидкостей глушения, приготовленными с использованием хлористого натрия и кальция.

Разработанная технология глушения скважин перед подземным ремонтом в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением заключается в использовании разработанного блокирующего гидрофобно-эмульсионного состава БГЭС в качестве буферной жидкости при проведении операции глушения для создания гидрофобной пленки в поровом пространстве ПЗП с целью предотвращения гидратации глин и снижения степени поглощения технологической жидкости пластом.

Особенности технологии глушения нефтяных скважин в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и АНПД с использованием разработанного БГЭС заключается в

его размещении напротив интервала перфорации (на 100 м выше верхних отверстий перфорации) без продавливания в ПЗП. Пространство скважины над БГЭС заполняется водным раствором хлорида кальция или натрия необходимой плотности, либо технической водой.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам диссертационного исследования были сделаны основные выводы:

1. При глушении нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях терригенного коллектора с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением наблюдается существенное ухудшение параметров работы добывающих скважин при применении традиционных составов технологических жидкостей в виде водных растворов хлористого натрия и кальция – увеличивается время вывода скважины на режим эксплуатации, наблюдается снижение дебитов, увеличивается обводненность добываемой продукции.

2. С целью повышения эффективности глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях терригенных пород-коллекторов с повышенной глинистостью и аномально низким пластовым давлением разработан и рекомендуется к практическому применению блокирующий гидрофобно-эмульсионный состав жидкости глушения, представляющий собой обратную водонефтяную эмульсию, стабилизированную реагентом-эмульгатором, содержащим в качестве активного вещества продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов и их смесей, позволяющий снизить степень и скорость гидратации глин пород-коллекторов ПЗП и интенсивность поглощения технологической жидкости пластом.

3. На основании результатов проведенных лабораторных исследований установлен механизм влияния разработанного эмульсионного состава на терригенную породу-коллектор с повышенной глинистостью, заключающийся в формировании гидрофобной пленки, предотвращающей гидратацию каолиновых глин при контакте с водной фазой технологической жидкости.

4. Экспериментальным путем с использованием разработанного программно-аппаратного комплекса установлено, что сте-

пень и скорость набухания каолиновых глин можно снизить в 6-10 и 3-15 раз, соответственно, при применении разработанного гидрофобно-эмульсионного состава (2 % масс. – реагент-эмульгатор Ялан-Э2, 8 % масс.– дизельное топливо, 90 % масс. – 5-15%-ный водный раствор NaCl или 5-15%-ный водный раствор CaCl₂).

5. Результаты лабораторных фильтрационных экспериментов, моделирующих процесс глушения нефтяной скважины с терригенным коллектором в условиях его повышенной глинистости, показали более высокую степень восстановления проницаемости по нефти при применении разработанного БГЭС (78-84%) в сравнении с водными растворами NaCl и CaCl₂ (37-38%).

6. Рекомендуемая к применению технология глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях терригенных коллекторов с повышенным содержанием глин и аномально низким пластовым давлением заключается в использовании разработанного гидрофобно-эмульсионного состава в качестве буферной технологической жидкости при проведении операции глушения скважины для создания гидрофобной пленки в поровом пространстве ПЗП с целью предотвращения гидратации глин и снижения степени поглощения технологической жидкости пластом.

7. Техничко-экономическая эффективность предлагаемой к применению технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом заключается в предотвращении потерь при добыче нефти за счет сохранения дебита скважин, а также сокращения срока их вывода на режим эксплуатации.

В качестве дальнейшего развития исследований по теме диссертации является изучение влияния разработанного блокирующего состава на другие типы глин, а также расширение его области эффективного применения.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. Мардашов, Д. В. Особенности глушения добывающих скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Д.В. Мардашов, Ш.Р. Исламов, М.Н. Лиманов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 7(115). – С. 90-96.

2. Мардашов Д.В., Дурягин В.Н., **Лиманов М.Н.**, Онегов Н.А. Технологические жидкости, применяемые для глушения эксплуатационных скважин, осложненных аномально высокими пластовыми давлениями // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – №. 7. – С. 42-48.

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

3. Мардашов Д.В., **Лиманов М.Н.** Повышение эффективности глушения нефтяных скважин на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с аномально низкими пластовыми давлениями // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – №. 7. – С. 185-194.

4. Mardashov, D.V., **Limanov, M.N.**, Onegov, N.A., Shamsutdinova, G.T., Fiterman, S.I. Influence of Clay Content in Reservoir Rocks on Efficiency of Killing Production Wells. International Journal of Engineering. – 2025. – 38(1). – pp. 78-85. doi: 10.5829/ije.2025.38.01a.08.

Публикации в прочих изданиях:

5. **Лиманов, М.Н.** Подбор инвертно-эмульсионных растворов глушения на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяная столица: Пятый Международный молодежный научно-практический форум. – Сургут, 2022. – С. 107-108.

Свидетельства на объект интеллектуальной собственности

6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024668051 Российская Федерация. Программа для обработки экспериментальных данных прибора LSM-2100 и определения характеристик набухания глинистого материала под воздействием технологических жидкостей: № 2024667320: заявл. 19.07.2024: опубл. 01.08.2024 / Громов Д.А., Мардашов Д.В., **Лиманов М.Н.**; заявитель Санкт-Петербургский горный университет – 1 с.