

На правах рукописи

ДЖАФАРПУР Хамед



**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ ДЛЯ
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ
КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ**

*Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений*

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2019

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

Научный руководитель –
кандидат технических наук, доцент

Петраков Дмитрий Геннадьевич

Официальные оппоненты:

Антониади Дмитрий Георгиевич

доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский государственный технологический университет», директор института нефти, газа и энергетики, заведующий кафедрой нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна

Чижев Александр Петрович

кандидат технических наук, Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», ведущий научный сотрудник лаборатории нефтегазовых исследований

Ведущая организация – Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Защита состоится 25 апреля 2019 г. в 16 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д 212.224.13 при Санкт-Петербургском горном университете по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. 1171а.

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

Автореферат разослан 25 февраля 2019 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



ТАНАНЫХИН
Дмитрий Сергеевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Эффективность разработки месторождений зависит от производительности скважин в течение всего времени эксплуатации. Повышение продуктивности и снижение скин-эффекта достигается проведением кислотной обработки, основной принцип действия которой – растворение породы для образования техногенной сети микроканалов в призабойной зоне пласта (ПЗП), что позволяет поддерживать темпы отбора на запланированном уровне в течение продолжительного периода времени.

На протяжении последнего столетия в области развития технологий кислотных обработок были достигнуты значительные успехи, но в то же время нельзя забывать и отрицательный опыт в этой области. Кислотная обработка с точки зрения научного познания не может быть однозначно изучена и описана. И несмотря на очевидные её преимущества и достоинства, успешность операций с применением кислотных составов до сих пор остается на низком уровне. Накопленный опыт кислотных обработок (КО) позволяет с полной уверенностью заявлять, что в некоторых случаях поведение систем непредсказуемо и выходит за рамки сложившихся представлений о физическом процессе. Изучение процесса обработки призабойной зоны (ОПЗ) кислотными составами всегда сопровождается выявлением новых закономерностей, для чего необходимо вновь и вновь уточнять, дополнять и предлагать новые модели, описывающие этот процесс.

За прошедшее время было проведено множество научно-исследовательских работ в области КО. Вместе с тем существует недостаточный для составления дизайна ОПЗ объем общедоступной информации по результатам проведенных операций и исследований.

В кислотной обработке существует множество исключений, которые стали правилом, и на самом деле успешность кислотной обработки в большей степени зависит от лучшего понимания этих исключений. Параметры, которые влияют на результат кислотной обработки, сложным образом связаны друг с другом, и одной из трудностей при планировании и моделировании ОПЗ является определение степени влияния этих параметров.

Эффективность кислотных обработок зависит в первую очередь от глубины проникновения кислоты в пласт и от полноты растворения в кислотном растворе коллектора. В процессе обработки призабойной зоны пласта чистой соляной кислотой максимальное ее воздействие на породу происходит в прискважинной зоне. В удаленной же зоне пласта реакция кислоты с породой идет менее интенсивно ввиду потери части ее активности. В результате этого прискважинная зона будет обрабатываться более интенсивно с формированием максимального числа каналов растворения (в тех. литературе - «промоины, червоточины») в ущерб интенсивности формирования последних в удаленной зоне пласта. Поэтому эффективность КО быстро снижается с ростом повторных обработок, проведенных на одной скважине. Отсюда очевидна необходимость торможения химического взаимодействия между кислотой и породой.

Для этого на практике широко применяются, так называемые, «замедлители» и «отклонители» кислоты. Актуальность разработки таких технологий особенно возрастает в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

Вопросу кислотной обработки при разработке нефтяных месторождений в карбонатных коллекторах посвящено множество научных исследований таких ученых, как: Гиматудинов Ш.К., Глазова В.М., Глушенко В.Н., Зайцев Ю.В., Магадова Л.А., Мищенко И.Т., Орлов Г.А., Сергиенко В.Н., Силин М.А., Телин А.Г., Цыганков В.А., Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte, Economides M., Nasr-El-Din H.A., Sayed M.A. и другие.

Цель работы

Повышение эффективности кислотных обработок призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях со сложнопостроенными карбонатными коллекторами.

Идея работы

Поставленная цель достигается использованием разработанных кислотных составов - гидрофобизированной кислотной эмульсии (реагента-отклонителя) и активного кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта за счет выравнивания фронта и увеличения глубины кислотного воздействия.

Задачи исследований

1. Анализ существующих технологий кислотных обработок в карбонатных коллекторах.
2. Создание численной модели кислотной обработки призабойной зоны пласта и изучение механизма распределения кислоты между пропластками.
3. Разработка гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава (ГЭКС), который может использоваться в качестве отклонителя (т.н. «химического пакера»), а также разработка активной основы кислотного состава (КС) для обработки низкопроницаемых продуктивных пластов.
4. Разработка технологии интенсификации добычи нефти для сложнопостроенных карбонатных коллекторов с применением ГЭКС.

Методы решения поставленных задач

1. Физическое и математическое моделирование изучаемых процессов.
2. Методы математической статистики.
3. Экспериментально-лабораторные исследования.

Научная новизна работы

1. Установлена зависимость изменения функциональных свойств гидрофобного эмульсионного кислотного состава, представляющего собой обратную нефтекислотную эмульсию (30% нефти типа Iran brend и 70% водного 15%-ного раствора соляной кислоты), от концентрации в нем реагента-эмульгатора GF-15, представляющего собой смесь олеиновой, линолевой, линоленовой и смоляной кислот, а именно таких свойств как: способность снижать межфазное натяжение на границах раздела «кислотный состав – нефть»; способность оказывать гидрофобизирующее действие на породу коллектора.
2. Выявлена способность разработанного кислотного состава, получаемого добавлением к 15%-ному водному раствору соляной кислоты следующих химических реагентов: 0,5% GF-15MP (аминовые соединения), 5% ЭДТА-Na₄ (тетранатриевая соль) и 0,25% ИКУ-118 (фтористоводородная кислота), обеспечивать большую глубину охвата продуктивного пласта кислотным

воздействием за счет снижения скорости реакции кислоты с карбонатной породой.

Защищаемые научные положения

1. Добавление 0,5% реагента-эмульгатора GF-15, представляющего собой смесь олеиновой, линолевой, линоленовой и соляной кислот, к нефтекислотной смеси, состоящей из нефти типа Iran brend (30%) и 15%-ного водного раствора соляной кислоты (70%), обеспечивает получение гидрофобного эмульсионного кислотного состава с улучшенными функциональными свойствами, что позволяет рекомендовать его к использованию в качестве реагента-отклонителя при соляно-кислотных обработках призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях со сложнопостроенными карбонатными коллекторами.

2. Использование разработанной комплексной технологии интенсификации добычи нефти для сложнопостроенных карбонатных коллекторов, основанной на последовательной закачке в прибойную зону пласта разработанных кислотных составов - гидрофобизирующего эмульсионного состава (реагента-отклонителя) и активного кислотного состава позволит повысить охват ПЗП кислотным воздействием за счет выравнивания фронта и глубины этого воздействия и в конечном итоге позволит повысить продуктивность скважин.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций

Обоснована и подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного оборудования, высокой сходимостью расчетных величин с экспериментальными данными и воспроизводимостью полученных данных.

Практическое значение работы

Разработана комплексная технология интенсификации добычи нефти на месторождениях со сложнопостроенными карбонатными коллекторами, основанная на последовательной закачке в призабойную зону пласта разработанных кислотных составов - гидрофобизирующего эмульсионного кислотного состава (реагента-отклонителя) и активного кислотного состава, позволяющая

повысить продуктивность скважин за счет выравнивания фронта и увеличения глубины кислотного воздействия.

Апробация работы

Результаты работы докладывались и обсуждались на 7-ой международной научно-практической конференции и выставке EAGE «Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук – к постижению гармонии недр» (г. Санкт-Петербург, 2016); 8-ой международной научно-практической конференции и выставке EAGE (г. Санкт-Петербург, 2018); 4-ой международной научно-практической конференции EAGE «ГеоБайкал 2016: Расширяя горизонты» (г. Иркутск, 2016 г.); 5-ой международной научно-практической конференции EAGE «Тюмень 2017: Геонауки – ключ к рациональному освоению недр» (г. Тюмень, 2017); 79-ой ежегодной конференции и выставки EAGE «Energy, Technology, Sustainability - Time to open a new Chapter» (г. Париж, 2017).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 7 научных работ, в том числе 2 статьи в изданиях, входящих в перечень ВАК Минобрнауки России, 5 статей в изданиях, входящих в базы данных SCOPUS и WoS, 1 заявка на получение патента на изобретение (Положительное решение на выдачу патента на изобретение).

Личный вклад автора

Выполнен сбор данных и анализ существующих технологий по теме диссертации; сформулированы цели и задачи исследований; проведен комплекс исследований, направленных на обоснование технологии интенсификации притока нефти в сложнопостроенных карбонатных коллекторах; выполнена обработка и интерпретация полученных экспериментальных результатов; сформулированы основные защищаемые положения и выводы.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, основных выводов, рекомендаций и списка литературы, включающего 69 наименований. Материал диссертации изложен на 118 страницах машинописного текста, включает 10 таблиц, 39 рисунков.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, определены цель, идея, задачи и методы их решения, представлены научная новизна, защищаемые положения, практическая значимость.

В первой главе представлен обзор технологий интенсификации притока флюида к забоям добывающих скважин, в частности, кислотной обработки (КО) нефтяных и газовых пластов. Основной целью проведения КО является создание сети высокопроницаемых каналов в призабойной зоне пласта (ПЗП) путем растворения породы. Для достижения наиболее эффективной и оптимальной формы и размеров червоточин необходимо учитывать множество факторов. Один из таких – это направление фильтрации потока кислотного состава в ПЗП. Особенно важно это для скважин, вскрывающих несколько продуктивных горизонтов с различными сильно отличающимися фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), где существует риск ухода кислотного состава (КС) в зоны поглощения, оставляя низкопроницаемые и наиболее загрязненные зоны необработанными. Еще один немаловажный нюанс – это регулирование скорости реакции кислоты с породой. Для увеличения глубины, образующихся после КО, каналов необходимо замедлять скорость реакции КС с породой. Один из рекомендуемых подходов – это использование эмульгированных КС. В рамках проведенного литературного обзора найдены работы исследователей, описывающие использование кислотных эмульсий на основе раствора кислоты и нефти. Технология применения эмульгированного КС для обработки призабойной зоны (ОПЗ) не только позволяет увеличить глубину проникновения кислотного состава в пласт, но и снизить коррозионную активность закачиваемой технологической жидкости. Благодаря высокой вязкости кислотные эмульсии также обладают более высоким коэффициентом вытеснения, по сравнению с чистыми растворами кислот, что снижает скорость реакции КС с породой, увеличивая длину образующихся червоточин в ПЗП.

Во второй главе рассмотрены методики проведения лабораторных экспериментов. Проведен анализ технологий, с

применением самоотклоняющихся кислотных составов. Данные составы разрабатываются на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров или гелей. Основная проблема таких составов заключается в постоперационном (остаточном) ухудшении коллекторских свойств. В разработанной технологии с использованием созданного ГЭКС минимизированы остаточные постоперационные эффекты. Разработанный ГЭКС, благодаря механизму самоотклонения, блокирует проникновение раствора в трещины и пустоты и равномерно распределяется по незадействованным и ранее не обработанным зонам.

Также в главе представлены методики и результаты:

1. Проведение комплекса химико-аналитических исследований в процессе разработки ГЭКС (подбор оптимальной концентрации эмульгатора через определение межфазного натяжения).

2. Проведение исследований по определению эффективности различных смесей кислот и ПАВ для определения оптимального состава основной активной пачки КС (скорость реакции и степень растворения карбонатов от времени).

3. Проведение исследований по определению отклоняющих характеристик КС при испытании технологии многостадийной КО на фильтрационной установке с параллельно-установленными кернодержателями (в целях подтверждения свойств ГЭКС).

Для проведения исследований, которые легли в основу представленной работы, создана модель, основывающаяся на реальном месторождении, расположенном на Ближнем Востоке. На этом месторождении большинство скважин вскрывают два продуктивных горизонта, которые сильно отличаются по ФЕС. Необходимо отметить, что в данной работе рассмотренный сложнопостроенный карбонатный коллектор состоит из двух пропластков, обладающих различными коллекторскими свойствами.

Третья глава посвящена результатам лабораторных исследований и математического моделирования процесса солянокислотной обработки (СКО) продуктивного пласта. Моделирование проводилось с помощью программы StimCADE.

На рисунке 1А можно увидеть, что по результатам моделирования закачка жидкости для промывки скважин перед главной обработкой

(дизель) в ПЗП не оказывает существенного влияния на показатель скин-фактора. Прокачка 28% раствора соляной кислоты снижает скин-фактор в обоих продуктивных пропластках. В продуктивном горизонте с меньшей проницаемостью уменьшение скин-фактора в результате ОПЗ меньше, чем в высокопроницаемом. Это объясняется меньшей степенью проникновения кислоты в низкопроницаемый пропласток, что подтверждается результатами моделирования с использованием данных по реальному объекту разработки, отображенными на рисунке 1Б.

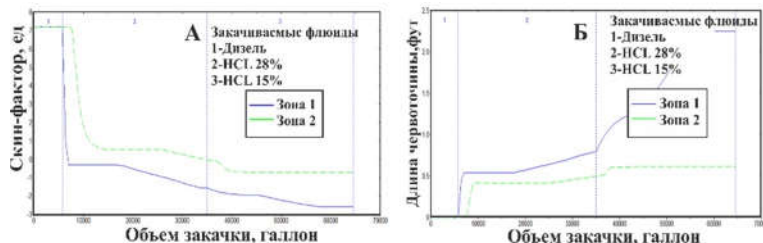


Рисунок 1 – А) изменение скин-фактора в течение обработки ПЗП и Б) динамика увеличения длины образующейся червоточины в течение КО. (1 Галлон = 3785.41 см³, 1 Фут = 30.48 см)

Результаты моделирования кислотной обработки доказывают, что большая часть кислотного состава поглощается более проницаемым пропластком (верхним). Это приводит к тому, что менее проницаемый пропласток (нижний) частично, либо вовсе не вовлекается в процесс кислотной обработки. Все это подтверждает необходимость разработки специального самоотклоняющегося кислотного состава чтобы обеспечить направленную обработку низкопроницаемого пропластка в обход высокопроницаемого. С помощью компьютерного моделирования были определены оптимальные объем и скорость закачки растворов в ПЗП.

Далее в главе представлены результаты подбора составляющих ГЭКС, определения ее вязкости и тиксотропных свойств.

ГЭКС состоит из 70% объемного содержания кислотного состава и 30% нефти. Кислотный состав представляет собой 15% водный раствор HCl и 0,25% ингибитор коррозии. А нефтяная фаза представляет собой нефть и 0,5% эмульгатор (эмульгатор содержит олеиновую, линолевую, линоленовую и смоляную кислоты).

На рисунке 2 показано, как изменяется вязкость ГЭКС по мере движения через колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) до забоя скважины. На этом этапе измерения проводились при температуре 20°C, в течение 30 минут при постоянной скорости сдвига 10 с⁻¹. Как видно на графике, после 23 минуты проведения испытания, значение вязкости снижается с 2860 мПа·с до 1480 мПа·с. Следовательно, при необходимости закачки в пласт эмульсии с меньшей вязкостью, чем на поверхности, такое явление сыграет положительную роль.

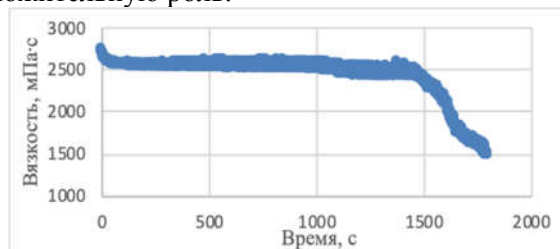


Рисунок 2 – Изменение вязкости эмульсии при прохождении состава от устья до забоя через колонну НКТ

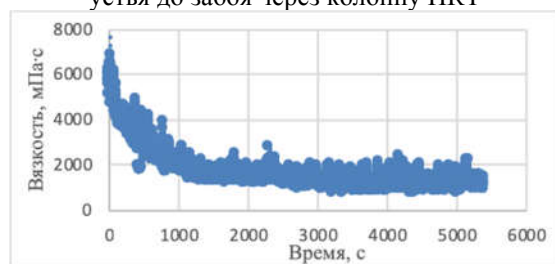


Рисунок 3 – Изменение вязкости эмульсии при температуре 60°C

На рисунке 3 изображен график изменения вязкости ГЭКС при контакте с карбонатной породой, полученный в результате моделирования процесса выхода эмульсии из НКТ и последующего её движения в коллектор. Исследование проводилось при пластовой температуре (60°C) в течение 90 минут. На рассматриваемом этапе в КС постепенно добавлялся CaCO₃ для моделирования процесса первичного расхода кислоты. В момент контакта эмульсии с карбонатной породой вязкость состава характеризуется максимальными значениями относительно всех рассматриваемых этапов КО. Такой эффект позволяет составу вначале заполнять

самые крупные трещины и пустоты, а затем отклонять активную часть КС для последующего создания новых фильтрационных каналов в менее проницаемых зонах. Как показано на рисунке 3 после 90 минут реакции КС с породой вязкость эмульсии значительно снижается, что облегчает процедуру обработки скважины и промывки забоя скважины после ОПЗ.

На рисунках 4 показаны результаты исследований тиксотропных свойств ГЭКС при пластовой температуре (60°C), в стандартных условиях (20°C) и тиксотропных свойств до и после обработки.

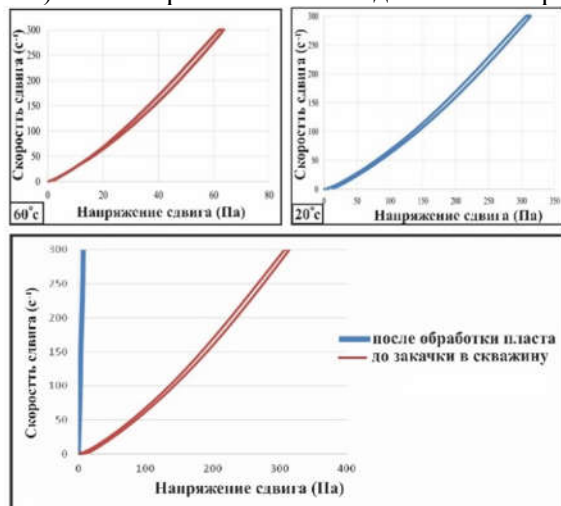


Рисунок 4 – Кривые течения кислотной эмульсии

Исследования были направлены на получение петли гистерезиса (зависимость изменения напряжения сдвига от скорости сдвига), что позволило определить тиксотропные свойства разрабатываемого гидрофобизированного эмульсионного КС. По результатам исследований при пластовой и стандартной температуре была доказана возможность использования разработанного ГЭКС в качестве химического пакера (отклонителя).

Наблюдается существенное различие в структуре эмульсии до и после ОПЗ. КС после взаимодействия с породой не проявляет тиксотропных свойств, что указывает на высокую постреакционную

подвижность и способность к обратному оттоку отработанного состава из пласта в скважину.

Далее в главе приведены результаты подбора компонентов для основной пачки кислотного состава, направленной на обработку низкопроницаемых интервалов пласта.

В ходе проведения лабораторных экспериментов по подбору оптимальной основы кислотного состава основной пачки исследованы 9 комбинаций смеси соляной, уксусной и муравьиной кислот. Как и предполагалось, для соляной кислоты с концентрацией 28% характерна наибольшая скорость реакции. Также отмечается, что снижение скорости реакции происходит при добавлении к соляной кислоте муравьиной или уксусной кислоты. Из полученных результатов можно заключить, что КС в виде чистого 28% HCl обладает максимальной скоростью реакции, а КС из смеси 15% HCl + 13% CH₃COOH – наименьшей.

Результаты экспериментов показывают, что добавление уксусной и муравьиной кислот не оказывает значимого влияния на растворяющую способность КС, но в то же время это помогает оставаться КС химически активным в течение большего периода времени. Дальнейшие эксперименты проводились с использованием в качестве основы 15% соляной кислоты, но уже с добавлением поверхностно-активного вещества «GF-15 MPS» для проверки его влияния на скорость протекания реакции и на степень растворения мрамора.

На рисунке 5 приведены зависимости скорости реакции карбонатной породы с 15% раствором HCl с добавлением ПАВ с массовой концентрацией 0,2 – 1% от времени. Как видно из графика, добавление ПАВ оказывает положительный эффект на снижение скорости реакции КС с породой. Замечено, что с массовой концентрацией ПАВ в КС 0,5% скорость растворения породы ниже, чем при массовой концентрации ПАВ – 0,2%, при смешивании ПАВ с 15% раствором соляной кислоты.

На рисунке 6 отображены графики скорости растворения карбонатной породы в КС с содержанием 15% раствора соляной кислоты и ПАВ в массовой доле 0,2; 0,5 и 1%. Учитывая полученные зависимости, можно утверждать, что добавление ПАВ с

ингибирующими свойствами продлевает реакционную активность КС (кислота остается активной дольше).

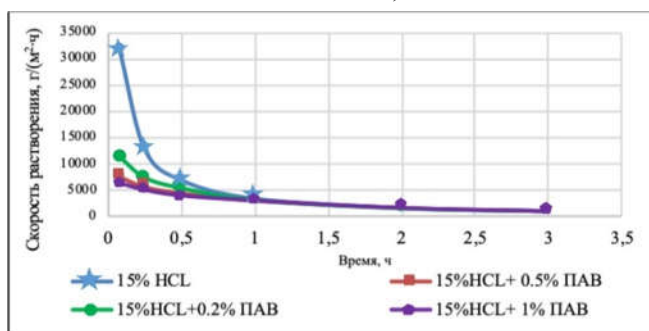


Рисунок 5 – Скорость реакции 15% соляной кислоты с породой при добавлении ПАВ в концентрации 0,2%, 0,5% и 1% масс.

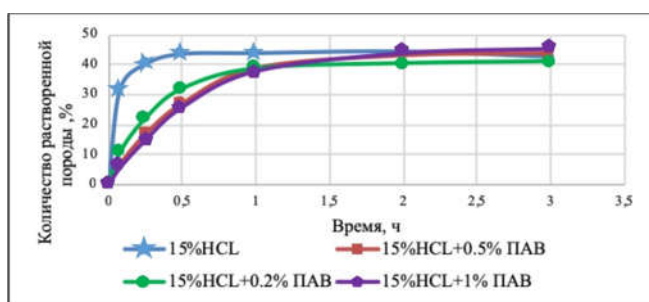


Рисунок 6 – Скорость растворения породы в 15% растворе соляной кислоты с добавлением ПАВ в концентрациях 0,2%, 0,5% и 1% масс.

Проанализировав результаты проведенных лабораторных экспериментов для нахождения оптимального состава основной партии технологической жидкости, получен результирующий вывод о том, что смешивание соляной кислоты с органическими кислотами (уксусной и муравьиной), а также добавление ПАВ показывают лучшие результаты по сравнению с закачкой чистой кислоты при пластовой температуре. В частности, использование 15% HCl и 0,5 % масс. ПАВ характеризуется наиболее оптимальной скоростью реакции и растворения по сравнению с другими рассмотренными композициями. Таким образом, КС на основе 15 % раствора HCl с добавлением 0,5 % ПАВ (GF-15 MPS) выбран в качестве основной партии реагента для проведения кислотной обработки ПЗП.

После выбора основы кислотного состава производился подбор ингибитора коррозии и осадкоудерживающей добавки. Анализ результатов экспериментов показал, что в качестве ингибитора коррозии оптимальным является реагент ИКУ-118 в концентрации 0,25 % и 0,01 % массовых, а этилендиаминтетраацетат натрия обладает хорошей способностью к удержанию ионов железа в растворенном виде.

Также в данной главе представлены результаты фильтрационного эксперимента ГЭКС с параллельным использованием двух карбонатных образцов керна: 1) высокопроницаемый образец - пористость 18,7%, начальная проницаемость 0,110 мкм²; 2) низкопроницаемый образец - пористость 17,2%, начальная проницаемость 0,0046 мкм².

На рисунке 7 показана динамика давления на входе в течение проведения эксперимента при скорости закачки флюида – 0,5 см³/мин. Температура системы поддерживалась на уровне 60 °С.

Во время первого этапа – закачки легкой нефти давление стабилизировалось на уровне 2 МПа. После стабилизации давления закачивалась первая партия кислотного состава (15% HCl + 0,5% ПАВ + 5%ЭДТА-Na₄ + 0,25% ИКУ-118). Как и предполагалось, исходя из результатов численного эксперимента и проведенных исследований, первая партия КС целиком прошла через 1 образец при давлении закачки 9 МПа и прокачке 0,365 от порового объема, произошел прорыв кислоты. После этого замерялась проницаемость 1 образца. После первого этапа закачки проницаемость 1 образца составила 1,628 мкм². Далее закачивался ГЭКС + 0,01% ИКУ-118, цель – блокирование трещины и червоточины высокопроницаемого керна, для перенаправления действия кислоты на необработанный 2 образец. На рисунке 7 можно наблюдать, как на описываемом этапе увеличилось давление закачки на фоне снижения подвижности состава. Она в свою очередь снизилась на фоне роста вязкости флюида и снижения эффективной проницаемости, что привело к росту давления до уровня 24,7 МПа. Из графика на рисунке 7 видно, что при прокачке 0,835 порового объема ГЭКС происходит снижение давления закачки. Так как в этот момент на образце 1 не отмечалось

прорыва жидкости, то, следовательно, эмульсия начала свое действие на 2 образец.

На следующем, четвертом, этапе производилась закачка основной партии КС (15% HCl + 0,5% ПАВ + 5% ЭДТА-Na₄ + 0,25% ИКУ-118). На данном этапе после закачки 0,48 поровых объемов при давлении закачки 15,1 МПа, произошел прорыв состава через второй образец (по результатам визуального наблюдения жидкости в выходной трубке из кернодержателя второго образца). Падение давления при прорыве флюида на втором этапе больше, чем на первом. Это объясняется тем, что на 1ом этапе суммарная проницаемость системы выше, чем на 4ом этапе, так как на 4ом этапе суммарная проницаемость системы складывалась из экранированного первого образца и второго образца, проницаемость которого кратно ниже проницаемости первого. Так как подвижность флюида напрямую связана с проницаемостью породы, а давление закачки возрастает с понижением подвижности, то скачок давления на 4ом этапе выше, чем на первом.



Рисунок 7 – Динамика давления закачки в течении закачки кислотного состава при расходе жидкости 0,5 см³/мин и температуре 60 °С относительно прокаченной кислоты в поровых объемах (д. ед)

I – прокачка легкой нефти в обратном направлении; II – прямая закачка первой партией подобранного КС; III – прямая закачка гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава (ГЭКС); IV – прямая закачка следующей партией подобранного КС; V – обратная закачка легкой нефти. Последний этап – это вызов обратного притока (отработка). Основываясь на результатах реологических тестов, вязкость эмульсии на момент 5го этапа должна быть минимальной и

должна пропасть тиксотропия, что облегчает обратную промывку. Задача 5го этапа – исследовать, насколько легко вызвать приток отработанной эмульсии из породы и зарегистрировать, не произошло ли снижение проницаемости из-за закачки КС в ПЗП. После промывки проницаемость 1 образца составила 1,632 мкм². Увеличение проницаемости после 4го этапа вызвано реагированием кислоты в составе блокирующей эмульсии с породой, а также эффектом матричной обработки не задействованных ранее участков первого ядра при закачке 3 партии кислотного состава. Также замерялась проницаемость второго образца (0,470 мкм²). Это доказывает способность КС отклонять кислоту от высокопроницаемого интервала для эффективного воздействия на низкопроницаемый пропласток.

Таблица 1 – Результаты фильтрационного эксперимента

Образец	Количество прокаченных поровых объемов кислоты до момента прорыва	Проницаемость после обработки, мкм ²
Высокопроницаемый - 1	0,365	1,632
Низкопроницаемый - 2	0,489	0,470

В четвертой главе рекомендована комплексная технология интенсификации добычи нефти на месторождениях со сложнопостроенными карбонатными коллекторами, основанная на последовательной закачке в призабойную зону пласта разработанных кислотных составов - гидрофобизирующего эмульсионного кислотного состава (реагента-отклонителя) и активного кислотного состава. Для этого случая последовательность этапов технологии и рабочие жидкости будут следующие:

I этап: с использованием насосной установки, удовлетворяющей регламенту проведения ОПЗ, выполняем закачку в пласт выбранного КС в объёме 15,1 м³. Закачка выполняется при заранее выбранном расходе. В дальнейшем выполняется закачка в высокопроницаемый пропласток приготовленный блокирующий состав ГЭКС в объёме 14,7 м³. *II этап:* осуществляется промывка всего объема скважины с обеспечением циркуляции выбранного КС для вымывания эмульсии ГЭКС. С использованием насосной установки выполняется закачка в пласт выбранного КС в необходимом объёме и при заранее выбранном расходе. *III этап:* на

данном этапе осуществляется закачка и продавка подобранного КС нефтью или дизельным топливом в рассчитанном объеме при скорости закачки 1 м³/мин. *IV этап:* на заключительном этапе производится промывка скважины и вызов притока с извлечением блокирующей эмульсии и прореагировавшей кислоты с продуктами реакции из ПЗП.

Данная технология значительно повышает проницаемость и создает гидродинамическую связь скважины с пластом в обход закольматированных зон, снижая показатель скин-фактора. Повышение проницаемости и снижение скин-фактора положительно влияют на коэффициент продуктивности и, как следствие, повышают потенциал скважины.

Для оценки эффективности технологии КО в работе использован такой показатель, как коэффициент продуктивности скважины ($K_{\text{прод}}$). Коэффициент продуктивности является показателем потенциала конкретной скважины или одним из количественных показателей гидродинамической связи скважины с коллектором, который можно измерить. Представляет собой отношение дебита жидкости в пластовых условиях к разнице давления на контуре питания и забойного давления на уровне середины толщины продуктивного интервала.

$$K_{\text{прод}} = q / \Delta p \text{ [м}^3\text{/с/Па]} \quad (1)$$

где: q – дебит скважины, м³/с; Δp – депрессия на забое скважины, Па.

В условиях псевдоустановившегося притока жидкости к скважине, коэффициент продуктивности скважины определяется следующим образом (формула 2)

$$K_{\text{прод}} = 0,0078 kh / (\mu B (\ln (R_k / r_c) - 0,5 - S)) \quad (2)$$

где: k – проницаемость, мкм²; h – мощность пласта, м; μ – вязкость флюида, мПа·с; B – объемный коэффициент, д.ед.; R_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; S – скин-фактор, д.ед.

Основываясь на представленной формуле, можно сделать вывод, что коэффициент продуктивности является функцией проницаемости, т.к. напрямую зависит от нее. Чем выше проницаемость, тем выше коэффициент продуктивности.

Таким образом, исходя из проведенных лабораторных испытаний, можно рекомендовать разработанную технологию и кислотный состав для проведения ОПЗ на скважинах рассмотренного месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты диссертационной работы:

1. Результаты анализа существующих технологий кислотных обработок призабойной зоны нефтяного пласта позволили выявить границы их технологических условий разработки месторождений, выделив при этом необходимость использования кислотных составов селективного действия.

2. Разработаны два кислотных состава для обработки ПЗП на нефтяных месторождениях со сложнопостроенными карбонатными коллекторами - гидрофобизирующий эмульсионный состав (реагент-отклонитель) и активный кислотный состав, позволяющие повысить охват ПЗП кислотным воздействием за счет выравнивания фронта и глубины этого воздействия.

3. Установлено, что добавление 0,5% реагента-эмульгатора GF-15, представляющего собой смесь олеиновой, линолевой, линоленовой и смоляной кислот, к нефтекислотной смеси, состоящей из нефти типа Iran Brend (30%) и 15%-ного водного раствора соляной кислоты (70%), обеспечивает получение гидрофобного эмульсионного кислотного состава с улучшенными функциональными свойствами, что позволяет рекомендовать его к использованию в качестве реагента-отклонителя при соляно-кислотных обработках призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях со сложнопостроенными карбонатными коллекторами.

4. Выявлена способность разработанного кислотного состава, получаемого добавлением к 15%-ному водному раствору соляной кислоты следующих химических реагентов: 0,5% GF-15MP (аминовые соединения), 5% ЭДТА-Na₄ (тетранатриевой соли) и 0,25% ИКУ-118 (фтористоводородная кислота), обеспечивать большую глубину охвата продуктивного пласта кислотным воздействием за счет снижения скорости реакции кислоты с карбонатной породой.

5. Разработана комплексная технология интенсификации добычи нефти на месторождениях со сложнопостроенными карбонатными коллекторами, основанная на последовательной закачке в призабойную зону пласта разработанных кислотных составов - гидрофобизирующего эмульсионного кислотного состава (реагента-отклонителя) и активного кислотного состава, позволяющая повысить продуктивность скважин за счет выравнивания фронта и увеличения глубины кислотного воздействия.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. **Джафарпур Х.** Increasing the Stimulation Efficiency of Heterogeneous Carbonate Reservoirs by Developing a Multi-batched Acid System / Х. Джафарпур, Дж. Могадаси, А. Хормали, Д.Г. Петраков, Р. Ашена // Journal of Petroleum Science and Engineering – № 172, 2018. С. 50-59 (WoS и Scopus)

2. **Джафарпур Х.** Исследование влияния добавления ПАВ в соляную кислоту на скорости реакции и растворения при обработке карбонатных коллекторов / Х. Джафарпур, Д.Г. Петраков // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» – №4, 2018. С. 35-38 (ВАК).

3. **Джафарпур Х.** Investigating the Necessity of Developing the Self-Diverting Emulsified Acid (SDEA) System for Stimulation of a Middle-Eastern Carbonate Reservoir / Х. Джафарпур, Дж. Могадаси, Д.Г. Петраков, А. Хормали // Conference Paper, 8th EAGE International Conference and Exhibition, 2018. (SCOPUS).

URL:<http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91543>

4. **Джафарпур Х.** Self-Diverting-Emulsified Acid for Stimulation of Iranian Ab-Teymur Carbonate Reservoir / Х. Джафарпур, Дж. Могадаси, Д.Г. Петраков, В. Литвин, П. Рошин, А. Кузнецова // Conference Paper, 79th EAGE Conference and Exhibition, 2017. (SCOPUS).

URL:<http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=89151>

5. **Джафарпур Х.** Оптимизация кислотной обработки матрицы нефтенасыщенного карбонатного коллектора / Х. Джафарпур, Д.Г. Петраков, М.С. Орлов // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» – №5, 2017. С. 46-49 (ВАК).

6. **Джафарпур Х.** The Optimum Mixture of Organic Acid and HCL for the Matrix Acidization of a Carbonate Reservoir / Х. Джафарпур, Ф. Гасеми, Д.Г. Петраков, А. Хормали // Conference Paper, 4th EAGE International Conference «GeoBaikal», 2016. (SCOPUS).

URL:<http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=86364>

7. **Джафарпур Х.** Design and optimization of matrix acidizing in a Middle East carbonate reservoir / Х. Джафарпур, Д.Г. Петраков, А. Хормали, А.С. Гальцова // Conference Paper, 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition, 2016. (SCOPUS).

URL:<http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=84143>