

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

*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

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
**на соискание ученой степени**  
**кандидата технических наук**

**Научный руководитель:**  
**к.т.н., доцент**  
**Петраков Д.Г.**

Санкт-Петербург – 2018

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ И ПАТЕНТНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПО ТЕХНОЛОГИЯМИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ .....	10
1.1 Основные цели проведения обработки призабойной зоны скважины .	10
1.2 Описание процесса кислотной обработки .....	11
1.3 Высокопроницаемые каналы (червоточины) .....	15
1.4 Кислотные составы для обработки призабойной зоны в карбонатных коллекторах.....	23
1.5 Селективная закачка кислоты в пласт.....	26
1.6 Гидравлический разрыв пласта .....	28
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1 .....	31
ГЛАВА 2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА.....	33
2.1 План исследований.....	33
2.2 Разработка модели вскрытой зоны коллектора.....	37
2.3 Технология интенсификации притока нефти из трещиноватых карбонатных коллекторов с разной проницаемостью.....	38
2.4 Методология лабораторных и экспериментальных исследований .....	42
2.4.1 Численное моделирование кислотной обработки на реальном объекте.....	42
2.4.2 Разработка химического пакера-отклонителя .....	42
2.4.3 Подбор основной партии (активной части) кислотного состава .....	45
2.4.4 Методика определения скорости растворения карбонатов.....	47
2.4.5 Вычисление требуемого объема концентрированной кислоты для приготовления кислотного состава необходимой концентрации .....	48
2.4.6 Методика проведения эксперимента по моделированию многостадийной кислотной обработки с отклонителем .....	52
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2 .....	55
ГЛАВА 3 ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ .....	56

3.1 Результаты моделирования кислотной обработки на реальном месторождении .....	56
3.2 Рекомендации по объему и скорости закачки растворов в продуктивный пласт .....	58
3.3 Результаты лабораторных исследований гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава.....	60
3.4 Результаты лабораторных исследований, сопровождавших разработку основной партии хим. реагента, закачиваемого в скважину для обработки призабойной зоны .....	67
3.5 Исследование минералогического состава образцов горной породы ..	74
3.6 Подбор ингибитора коррозии.....	79
3.7 Подбор добавки для предотвращения образования осадков .....	85
3.8 Совместимость кислотного состава с пластовыми флюидами.....	89
3.9 Результаты фильтрационного исследования гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава с параллельным использованием двух образцов керна.....	89
<b>ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3 .....</b>	<b>94</b>
<b>ГЛАВА 4 ДИЗАЙН КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗРАБОТАННЫХ СОСТАВОВ.....</b>	<b>95</b>
4.1. Факторы, влияющие на эффективность проведения мероприятия.....	95
4.2. Критерии по подбору скважин - кандидатов.....	96
4.3. Моделирование технологии интенсификации притока на основе разработанного кислотного состава.....	97
4.4. Оценка эффекта от предлагаемого комплекса мероприятий.....	101
<b>ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4.....</b>	<b>104</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>105</b>
<b>СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....</b>	<b>107</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>108</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### 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 достаточный 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 (КО) 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., Глущенко 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- $\text{Na}_4$  (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 прибойную 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 г.); 8-ой международной научно-практической конференции и выставке EAGE (г. Санкт-Петербург, 2018 г.); 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 г.); 79-ой ежегодной конференции и выставки EAGE «Energy, Technology, Sustainability - Time to open a new Chapter» (г. Париж, 2017 г.).

### **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 наименования. Материал диссертации изложен на 118 страницах машинописного текста, включает 10 таблиц, 39 рисунков.

## **ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ И ПАТЕНТНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ**

Для сохранения эффективности разработки месторождений важно поддерживать производительность скважин на запланированном уровне в течение всего времени добычи путем повышения их продуктивности. Повышение продуктивности, снижение скин-эффекта достигается с помощью 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.

Проведение работ по кислотной обработке пласта, по своей сути, имеет двойственную природу с точки зрения желаемого эффекта: в то время как в одних условиях она оказывает положительное влияние, в других условиях может быть вовсе не применима [49]. Говоря о невозможности полноценного изучения процесса КО, нельзя утверждать, что предварительное составление дизайна и моделирование ОПЗ не играет важную роль в успешности операции [2,3,33,47,61].

Планирование ОПЗ состоит из следующих пяти основных этапов [39,40,51].

1. Диагностика причин ухудшения ФЕС ПЗП.
2. Подбор соответствующих реагентов для проведения обработки.
3. Выбор режима закачки агента в пласт (составление дизайна).
4. Моделирование ОПЗ (расчёт).
5. Прогнозирование итоговой продуктивности скважины.

### **1.1 Основные цели проведения обработки призабойной зоны пласта**

Наиболее часто возникающие вопросы – это цели и время проведения

ОПЗ. Насколько известно, бурение скважины подразумевает образование глинистой корки на протяжении продуктивных интервалов в целях предотвращения попадания бурового раствора в пласт и его последующей кольтматации. В то же время, вызвать приток практически невозможно без удаления глинистой корки. Проведение ОПЗ позволяет удалить глинистую корку и приступить к операции по вызову притока. Для обозначенной цели в качестве агента закачки используют кислоту.

ОПЗ в нефтяных и газовых скважинах проводится при наличии неорганических осадков, таких как: карбонат кальция, карбонат железа, соли сульфатов и окислы железа. ОПЗ в таких случаях проводят для удаления из скважины неорганических осадков. Наиболее часто используемый агент закачки при удалении неорганических осадков – кислота, которая в том числе снижает скин-фактор [2,3,4].

Существует и другое условие, при котором необходимо проведение ОПЗ. При низких значениях проницаемости коллектора существует обширный опыт применения КО для создания червоточин в породе путем её растворения, что повышает продуктивность или приемистость скважины (в зависимости от того, добывающая она или нагнетательная).

## **1.2 Описание процесса кислотной обработки**

Кислотная обработка представляет собой нестационарный неизотермический трехмерный процесс закачки агента в поровую среду, который сопровождается химическими реакциями. В момент, когда агент закачки попадает в пласт, порода начинает растворяться в кислоте, последствием чего являются необратимые изменения её фильтрационно-емкостных свойств (пористости и проницаемости). Расход кислоты также подразумевает процессы массообмена и изменения концентраций. Помимо вышеуказанного происходит изменение температуры всей системы в

соответствии с законами экзотермической реакции, происходящей с участием кислоты и породы [63,64].

Проведение КО подразумевает понимание типов и кинетики химических реакций, происходящих с участием кислоты и породы. Во время проведения КО происходит непрерывное изменение концентрации кислоты. Скорость истощения кислоты равна постоянной изменения концентрации кислоты в поверхностных условиях, возведенной в степень коэффициента, учитывающего изменение термобарических условий. Функция концентрации кислоты зависит от двух переменных: времени реакции и расстояния от забоя скважины. Существуют два типа химических реакций: однородные и гетерогенные. Если кислота реагирует с породой, то это гетерогенная реакция, в которой кислота- жидкая фаза, а порода – твердая фаза. Ион водорода сначала должен диффундировать в породу, прореагировать с ней, а затем продукт реакции диффундирует обратно в объем (растворяется). Таким образом, существуют две стадии диффузии и один шаг реакции, что не может относиться к гомогенной реакции, которая подразумевает, что обе фазы - жидкие. Очевидно, что в процесс КО сопровождается гетерогенной реакцией между кислотой (жидкой фазой) и породой (твердой фазой) [7,10].

Технологии КО для карбонатных и терригенных коллекторов в корне отличаются. Карбонатные породы (известняк и доломит) активно реагируют с соляной кислотой, а продукты реакции хорошо растворимы в воде. Далее приведены основные химические реакции, сопровождающие КО карбонатных коллекторов [26]:

- для известняков  $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ ;
- для доломита  $\text{MgCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{MgCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ ;
- для сидерита  $\text{FeCO}_3 + 2\text{HCl} = \text{FeCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ .

В целом, существует два режима КО для нефтяных и газовых коллекторов:

- 1 – Воздействие на поровую среду (матрицу);
- 2 – Кислотный гидравлический разрыв пласта (ГРП).

При воздействии на поровую среду давление закачки не должно превышать давление гидроразрыва. ОПЗ с применением кислотных составов в основном направлены на повышение продуктивности (уменьшение скин-фактора) путем удаления кольматанта и создания каналов повышенной проводимости (червоточин) в ПЗП.

При сравнении подходов к КО карбонатных и терригенных коллекторов, как было упомянуто выше, химия процесса обработки глинистых коллекторов значительно сложнее. Однако при простоте описания химических реакций в карбонатных коллекторах физическая модель процесса растворения карбонатной породы гораздо сложнее, чем в глинистых породах. В песчанике процесс растворения происходит медленно, что подразумевает, что фронт кислоты продвигается равномерно. В карбонатах кинетика реакции кислоты с породой характеризуется высокой скоростью, что приводит к неравномерности растворения породы [7,10,13].

Ниже приведен список наиболее используемых кислотных составов для проведения ОПЗ в карбонатных коллекторах (Таблица 1.1) [45].

Как можно заметить, слабые кислоты используются, в основном, для обработки забоя скважины и прочистки перфорационных каналов; для обработки коллектора используют соляную кислоту, при том, что чем глубже распространяется зона кольматации, тем более концентрированную кислоту необходимо применять. Таким образом, использование высококонцентрированной соляной кислоты хорошо подходит для обработки ПЗП в карбонатных коллекторах.

Таблица 1.1 – Рекомендуемые типы кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов

Цель обработки	Рекомендуемая кислота и концентрация
Обработка забоя скважины	5% уксусная кислота
Обработка перфорационных каналов	9% муравьиная кислота 10% уксусная кислота 15% соляная кислота
Глубокопроникающая обработка ПЗП	15% соляная кислота 28% соляная кислота Кислотная эмульсия

Из-за высокой растворяющей способности соляная кислота – наиболее распространенный реагент для ОПЗ в карбонатных коллекторах. Существует два фактора риска, возникающие при применении соляной кислоты: высокая скорость реакции и высокая коррозионная активность. Для снижения уровня коррозионной активности в кислотный состав добавляют органические кислоты. В дополнении к этому, низкая растворяющая способность органических кислот позволяет снизить уровень неравномерности фронта реакции кислотного состава в породе (образование червоточин). В свете вышеуказанного описания свойств органических кислот существует практика создания кислотных составов на основе соляной кислоты с добавлением органических кислот для достижения умеренного уровня образования высокопроницаемых каналов в ПЗП, что в результате положительно влияет на увеличение продуктивности скважины [15,34,35,53,55]. Органические кислоты используются для проведения ОПЗ на карбонатных коллекторах многие годы. Опыт показывает, что использование высококонцентрированных органических кислот не будет эффективным,

вследствие возможного выпадения нерастворимых осадков в ходе реакции реагента и породы. Допустимыми концентрациями для муравьиной и уксусных кислот являются 13% и 9% соответственно [28,29].

### 1.3 Высокопроницаемые каналы (червоточины)

Как было представлено выше по тексту, основной целью кислотной обработки является повышение продуктивности (снижение скин-фактора) скважины путем растворения породы коллектора и образования новых высокопроницаемых каналов в ПЗП. По причине неравномерного продвижения фронта растворения в известняке могут образовываться крупные каналы (червоточины). На рисунке 1.1 показана форма высокопроницаемого канала, образованного в ходе фильтрационного исследования кислотного состава на керне [45,46].

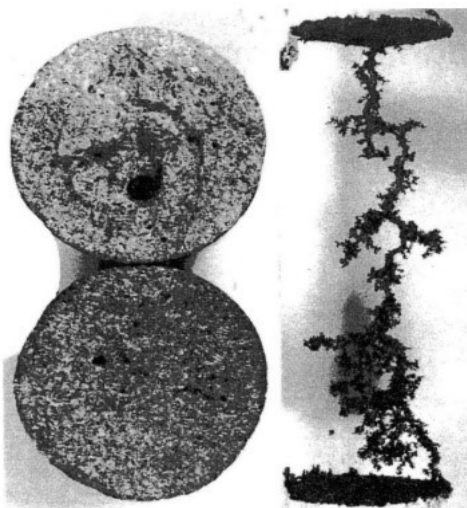


Рисунок 1.1 – Сеть червоточин, образованная в ходе неравномерно растворения известняка соляной кислотой при ламинарном режиме её закачки в образец [46]

Необходимо учитывать тот факт, что червоточины значительно больше по объему чем поры в карбонатах, т.е. потери давления в области, пронизанной каналами, минимальны. Процесс образования червоточин при

кислотном ГРП имеет важное значение, так как увеличивает уровень поглощения кислоты породой и ограничивает продвижение кислоты вдоль трещины. Процесс образования каналов вызван в первую очередь тем, что процесс растворения породы происходит быстрее в порах и каналах большего объема. Чем больше пустотное пространство, тем больше площадь поверхности реакции, тем выше темп растворения и образования нового пустотного пространства. Другими словами, продвижение фронта растворения идет по пути наименьшего сопротивления, в данном случае чем больше пустоты в породе, тем быстрее они будут увеличиваться, так можно описать причину образования червоточин в породе в процессе КО [38,45].

Существует два важных процесса в механизме образования каналов в процессе КО:

- Массоперенос (диффузионный поток);
- Скорость поверхностной реакции (реактивное течение).

Далее приведено уравнение, описывающее процесс каналообразования:

$$\frac{dA}{dt} = \Psi A^{1-n}, \quad (1.1)$$

где  $A$  – площадь поперечного сечения пор,  $\Psi$  – функция увеличения пористости от времени,  $n$  – коэффициент для единичной поры: до 0,5 при поверхностной реакции, до 1 при массообменном процессе.

Как было упомянуто ранее, фронт реакции кислоты и породы продвигается неравномерно. В моделях продвижение фронта растворения породы зависит от темпа закачки и взаимодействия породы с кислотой. При взаимодействии соляной кислоты и известняка темп растворения породы очень высокий и проявляется в следующих режимах [40,43,44,46]:

- Иницирующее растворение;
- Диффузионно-ограниченное каналообразование;



- Каналообразование ограниченное уровнем поглощения;
- Равномерное растворение.

Формы образующихся каналов в зависимости от темпа закачки кислоты в породе представлены на рисунке 1.2.

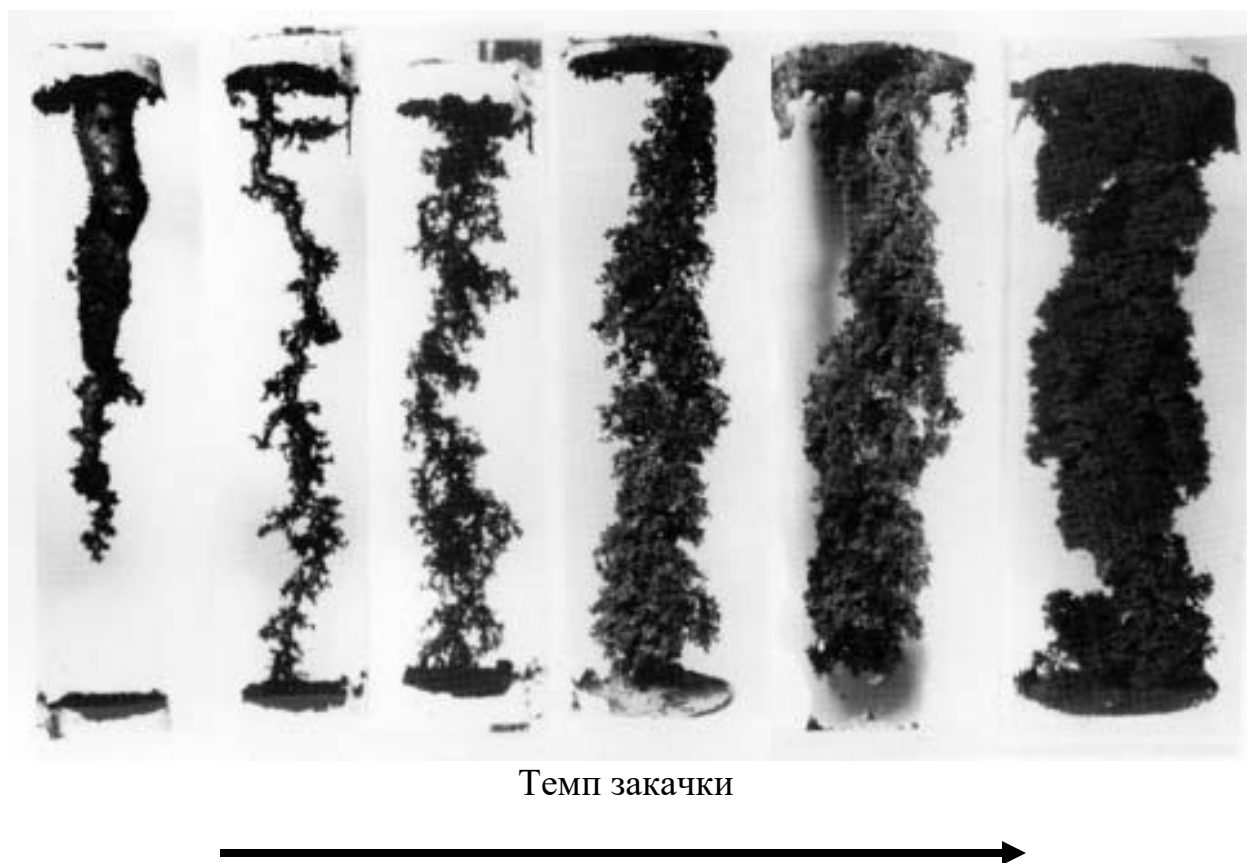


Рисунок 1.2 - Формы образующихся каналов в зависимости от темпа закачки кислоты в породе [46]

Для наглядного отображения зависимости формы растворения карбонатной породы в процессе КО от темпа закачки кислоты была разработана модель, называемая сеточной моделью.

Как показано на рисунке 1.3, при низких темпах закачки кислоты поверхность образца породы на входе будет постепенно реагировать по мере поступления кислоты. Таким образом происходит иницирующее

растворение породы[46].

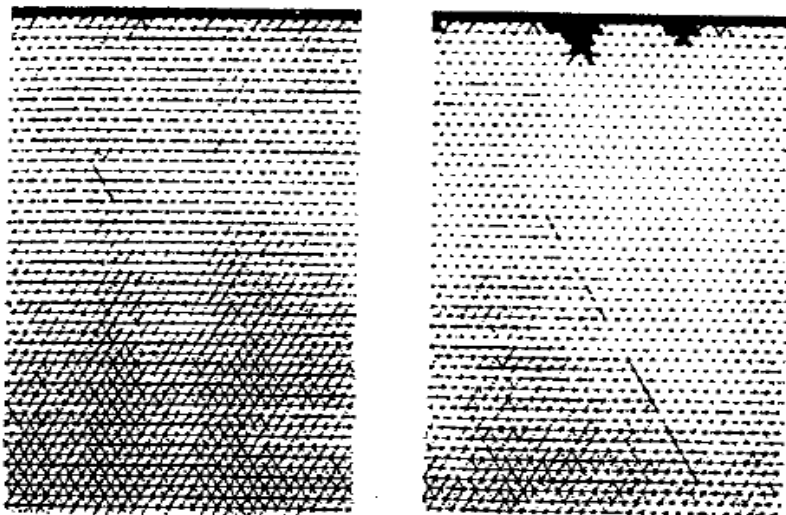


Рисунок 1.3 – Визуализация фронта растворения породы при инициирующем режиме на основе расчётов по сеточной модели [46]

На рисунке 1.4 показан режим диффузионно-ограниченного каналообразования, который происходит при увеличении темпов закачки кислоты. При низких темпах закачки снижается эффект разветвления червоточины. Также выявлено, что при возрастании темпа закачки кислоты, возрастает необходимый объем закачки для образования канала того же размера [46].

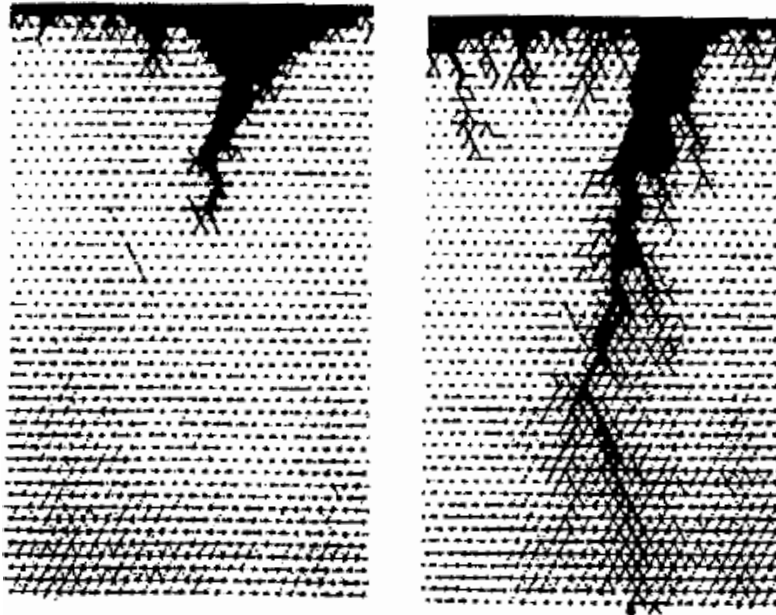


Рисунок 1.4 - Визуализация фронта растворения породы при диффузионно-ограниченном режиме на основе расчётов по сеточной модели [46]

Исходя из результатов моделирования можно отметить, что при возрастании темпов закачки кислоты увеличивается разветвлённость сети, образующихся каналов, вместе с тем возрастает уровень поглощения кислоты, что в свою очередь замедляет скорость образования каналов. Эти процессы происходят при повышении темпа закачки кислоты и соответствуют режиму каналообразования, ограниченному уровнем поглощения кислоты (рисунок 1.5) [46].

Результаты моделирования указывают на то, что при повышении темпов закачки кислоты в породы, эффективность самой обработки снижается.

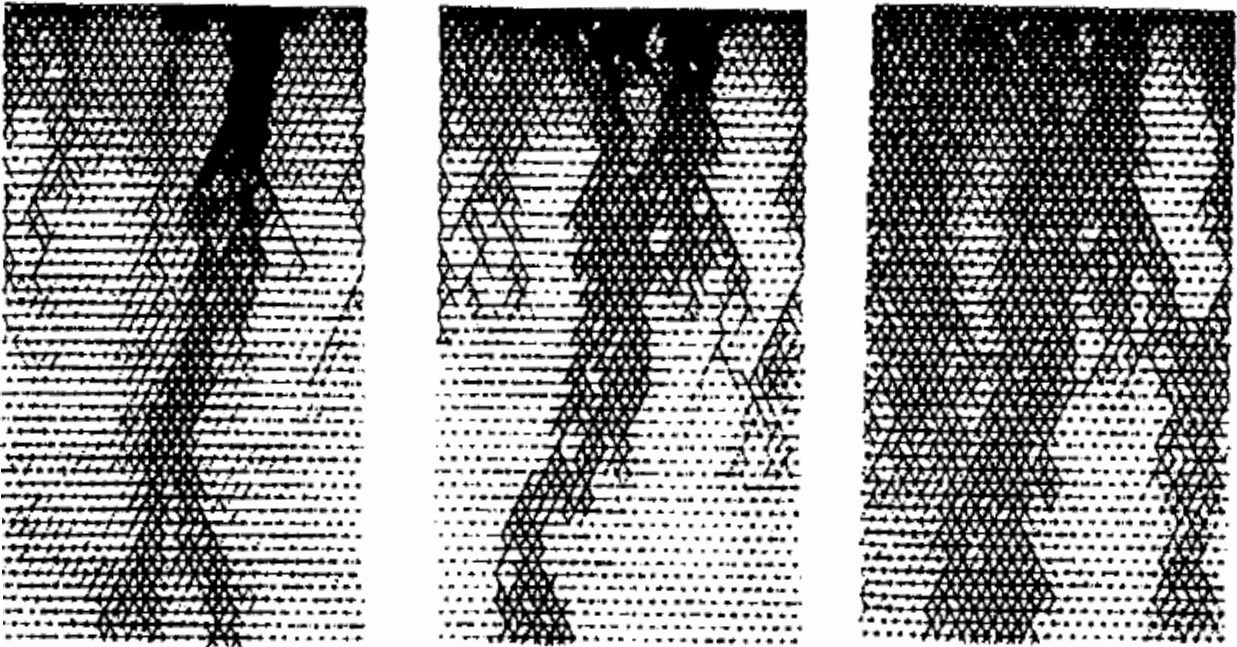


Рисунок 1.5 - Визуализация фронта растворения породы при режиме ограничения уровня поглощения на основе расчётов по сеточной модели [46]

При сверхвысоких темпах закачки кислоты уровень скорости массообменных реакций настолько высок, что процесс растворения породы ограничен только скоростью поверхностного растворения породы, что говорит о режиме равномерного растворения породы (Рисунок 1.6). При таком режиме высок риск трещинообразования и разрушения породы. Для того, чтобы это предотвратить необходимо не допустить возникновения режима равномерного растворения породы [46].

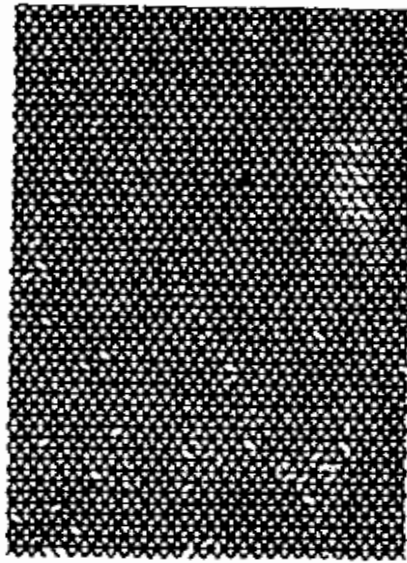


Рисунок 1.6 - Визуализация фронта растворения породы при режиме равномерного растворения на основе расчётов по сеточной модели [46]

Результаты моделирования различных режимов растворения породы с использованием сеточной модели показывают, что существует некий оптимальный уровень закачки для достижения наибольшего эффекта от применения КО. В конечном итоге, можно утверждать, что оптимальный темп закачки кислоты в пласт находится в точке на отрезке от начального роста интенсивности каналообразования до снижения роста червоточин, вызванного ограничением по уровню поглощения кислоты породой (Рисунок 1.7).

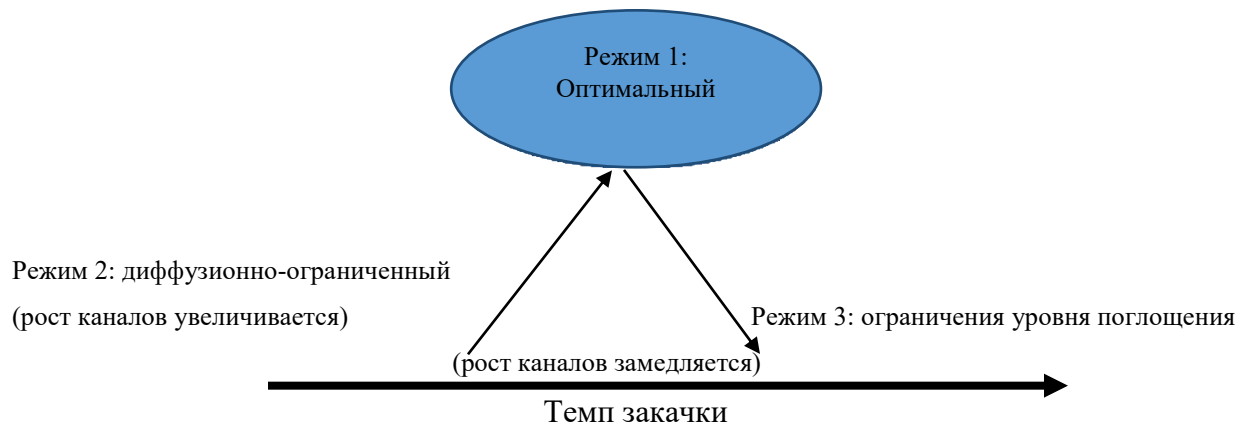


Рисунок 1.7 - Оптимальный темп закачки кислоты в пласт

Для расчета и предсказания структуры каналов, которые образуются в процессе КО при том или ином темпе закачки используется число Дамкёлера. Зависимость тех или иных форм сети каналов от числа Дамкёлера рассчитана для широкого диапазона различных жидкостей и пород.

На рисунке 1.8 продемонстрированы основные типы структуры каналов, образующихся в породе при кислотной обработке. Очевидно, что только один тип образующейся структуры каналов обеспечивает наиболее эффективную связь забоя скважины с пластом в обход загрязнённой зоны.

Число Дамкёлера ( $N_{Da}$ ) определяется по формуле:

$$N_{Da} = \frac{\pi d L k}{q}, \quad (1.2)$$

где  $q$  – расход жидкости по времени внутри каверны;

$d$  – диаметр каверны;

$L$  – длина каверны;

$k$  – константа скорости реакции.

Число Дамкёлера позволяет заранее рассчитать какая структура каналов образуется в процессе воздействия кислоты на породу при определенном темпе закачки кислоты и в конкретных условиях (при заданной породе и агенте закачки). Оптимальное значение числа Дамкёлера для рассматриваемых в этой работе минералов и нагнетаемых реагентов равно 0,29. На рисунке 8 представлены рентгенограммы образовавшихся в процессе воздействия кислоты на породу червоточин, соотнесенные с расчётными значениями чисел Дамкёлера, темпов закачки реагента и скоростей реакций [41,42,43].

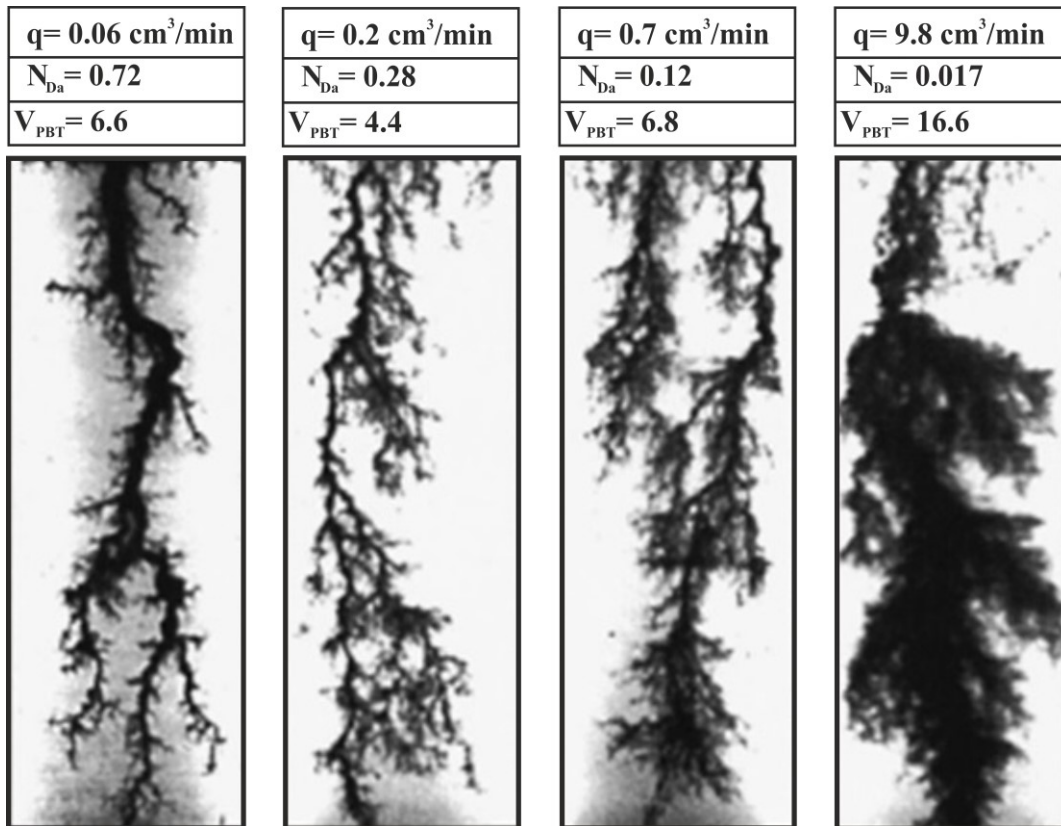


Рисунок 1.8 - Диапазон изменения форм "червоточин" при различных скоростях закачки раствора в карбонатный коллектор [46]

В дополнение к ранее представленной сеточной модели каналобразования, существуют также три другие модели, описывающие этот процесс:

- Механохимическая модель сети разветвленных каналов;
- Стохастическая модель;
- Объемная модель (эмпирическая);

#### 1.4 Кислотные составы для обработки призабойной зоны в карбонатных коллекторах

Благодаря высокой растворяющей способности, соляная кислота – является наиболее распространенным реагентом при проведении КО в карбонатных коллекторах. Существует два фактора риска, возникающие при применении соляной кислоты: высокая скорость реакции и высокая

коррозионная активность. Для снижения уровня коррозионной активности в кислотный состав добавляют органические кислоты. В дополнении к этому низкая растворяющая способность органических кислот позволяет снизить уровень неравномерности фронта реакции кислотного состава в породе (образование червоточин). В свете вышеуказанного описания свойств органических кислот существует практика создания кислотных составов на основе соляной кислоты с добавлением органических кислот для достижения умеренного уровня образования высокопроницаемых каналов в ПЗП, что в результате положительно влияет на увеличение продуктивности скважины [25,34,35]. Органические кислоты используются для проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) в карбонатных коллекторах многие годы. Опыт показывает, что использование высококонцентрированных органических кислот не будет эффективным вследствие возможного выпадения нерастворимых осадков в ходе реакции реагента и породы. Допустимыми концентрациями для муравьиной и уксусных кислот являются 13% и 9% соответственно [28].

В ходе анализа литературы по подбору кислотных составов, применимых относительно карбонатных типов породы, обобщён и выявлен список рекомендаций по использованию соляной кислоты с учетом температуры среды [39,40]:

$T \leq 149^{\circ}\text{C} \longrightarrow 15\% \text{HCl}$  или  $28\% \text{HCl}$

$149^{\circ}\text{C} < T \leq 204^{\circ}\text{C} \longrightarrow 15\% \text{HCl}$  или  $\text{HCl} - \text{Уксусная кислота}$

$T > 204^{\circ}\text{C} \longrightarrow 10\% \text{HCl}$  или  $\text{HCl} - \text{Уксусная кислота}$

Важно учитывать тот факт, что процесс реакции соляной кислоты с породой и реакции органических кислот с породой происходит не одновременно. При наличии в КС сильной и слабой кислот, слабая вступает в реакцию только после отработки сильной. Первой в реакцию вступает



соляная кислота, и только после достижения соляной кислоты минимальной концентрации, в реакцию с породой вступает слабая кислота. Это своего рода система отложенного действия, позволяющая увеличить глубину проникновения и обработки ПЗП.

Другим средством для пролонгации реакции является увеличение вязкости реагента. Замедление реакции в этом случае обеспечивается замедлением диффузии иона водорода в породу, что достигается путем увеличения вязкости раствора кислоты [6,7,22,23].

Один из подходов по увеличению вязкости кислоты – это полимеризация её раствора. Полимер должен быть совместим с кислотным раствором и не взаимодействовать с кислотой. Контроль вязкости осуществляется путем регулировки концентрации полимера в кислотном составе. Добавление полимера в кислотный состав сокращает его диффузность и, как следствие, скорость реакции (продолгование действия кислоты на породу). Помимо добавления полимеров для увеличения вязкости КС также применяются вязкоупругие ПАВ и гели [27].

Второй метод увеличения вязкости КС в корне отличается от первого. Он основан на способности раствора соляной кислоты смешиваться с нефтью с последующим образованием стойкой эмульсии. Кислотно-нефтяная эмульсия обладает повышенной вязкостью и используется для ОПЗ в карбонатных коллекторах. Такая эмульсия называется кислотной эмульсией. Кислотная эмульсия помимо возможности использования в глубоко проникающей обработке ПЗП обладает низкими коррозионно-активными свойствами. Кислотная эмульсия снижает скорость растворения породы, обладает высокой вытесняющей способностью и, как результат, позволяет создавать глубокопроникающие каналы, связывающие ПЗП и скважину. Механизм реакции породы с кислотой при использовании кислотной

эмульсии несколько отличается от стандартного. Не происходит равномерной диффузии ионов водорода, а кислота, как нерастворимая в нефти фаза, представлена мелкими пузырьками в составе эмульсии [31].

Для подготовки кислотной эмульсии существуют некоторые требования:

1. Кислотный раствор и нефть нерастворимы. Для образования стойкой нефтекислотной эмульсии необходимо использовать эмульгатор, действие которого направлено на снижение межфазного натяжения между несмешивающимися жидкостями.

2. Чем больше энергии будет передано жидкостям в процессе смешивания, тем стабильнее будет эмульсия. Лучшим эмульгатором в данном случае является катионное ПАВ, по причине положительного заряда карбонатной породы. Одноименно заряженные среды будут отталкиваться и эмульгатор не сможет абсорбироваться на поверхности породы, что обеспечит продолжительную во времени стабильность кислотной эмульсии и обеспечит глубокое проникновение реагента в пласт.

3. Другим немаловажным аспектом в механике реакции кислотной эмульсии и породы является тот факт, что эмульсия неравномерно распределена по объему закачиваемого агента, соответственно замедляется скорость реакции как с породой, так и с оборудованием скважины, что увеличивает глубину проникновения в пласт и низкую коррозионную активность кислотного состава [30,31].

### **1.5 Селективная закачка кислоты в пласт**

Для достижения максимального эффекта от проведения КО необходимо выполнение следующих условий: реагент должен быть полностью доставлен в загрязненную зону пласта, а продукты реакции

должны быть полностью извлечены после операции. Селективная закачка становится действительно необходимой в переслаивающихся пластах с невыдержанными фильтрационно-емкостными свойствами, так как однородная жидкость будет поступать в пласты с большей проницаемостью, а низкопроницаемые пропластки останутся необработанными и, впоследствии, незадействованными. Один из самых значительных факторов при ОПЗ это обеспечение поступления кислотного состава в закольматированные зоны пласта. Это особенно важно в скважинах, вскрывающих несколько продуктивных горизонтов с различной проницаемостью. Поскольку высокопроницаемый пласт поглощает основную часть кислоты и низкопроницаемые пласты остаются не вовлеченными в процесс кислотной обработки [36].

Область проникновения кислотного состава в пласт является важной составляющей успешности обработки. Кольматация, которая в том числе зависит от взаимодействия флюида и породы, может быть распределена неравномерно по всей толщине пласта. При этом изначальная проницаемость пласта может быть так же неравномерна и с большим разбросом распределена по толще пласта. В таких условиях, при матричной обработке пласта, характер поведения реагента, который заключается в выборе пути с наименьшим сопротивлением (в обход наиболее закольматированных зон по наиболее проницаемым или менее загрязненным), оказывает в конечном итоге пагубное влияние. И каждый последующий закачанный объем кислоты продолжает идти по уже обработанным зонам, попадая в слои, которые меньше всего нуждаются в кислотном воздействии.

Существуют некоторые физические способы отклонения закачиваемого кислотного состава для селективной обработки, которые включают в себя: использование шаров с резиновым покрытием, которые

добавляются в состав закачиваемой жидкости, чтобы закупорить принимающие перфорационные отверстия, и использование пакеров, которые изолируют зону необходимую для обработки во время проведения операции от остальных участков ствола скважины. Механические способы селективной обработки отличаются от остальных тем, что полностью перекрывают нецелевые интервалы, направляя весь поток реагента в открытый участок.

Еще одним доступным механическим способом селективной обработки является колтюбинг (или закачка реагента с использованием гибких труб). Гибкие трубы позволяют проводить направленную закачку кислоты в конкретно заданные интервалы пласта.

В дополнение к перечисленным механическим методам селективных ОПЗ существует еще один специфичный способ, применимый в карбонатных коллекторах. Способ включает в себя закачку высоковязкого кислотного состава (загеленного или самоотклоняющегося), вязкость которого меняется в зависимости от скорости движения флюида. Эффект изменяющейся вязкости КС в зависимости от его скорости фильтрации позволяет равномерно обработать кислотой весь продуктивный интервал вне зависимости от диапазона изменения ФЕС на всей его протяженности. Этот способ селективного ОПЗ был недавно внедрен в производство и показывает высокие результаты.

## **1.6 Гидравлический разрыв пласта**

Необходимо упомянуть, что существует два основных метода интенсификации притока – это ОПЗ и ГРП. Обработка призабойной зоны пласта, которая в основном представлена технологиями кислотной обработки была подробно описана выше в текущей главе. В последнем пункте будет представлено краткое описание технологии ГРП.

Обязательным условием проведения ГРП является заметное превышение давления закачки агента в пласт над давлением гидроразрыва конкретной породы. Иными словами, темп закачки жидкости слишком велик, чтобы порода смогла поглотить весь её объем и, как следствие, порода под подобным напором разрушается, инициируя трещину, рост которой поддерживается последующей закачкой жидкости. Основными кандидатами для проведения ГРП являются скважины с низкой продуктивностью, вызванной, в основном, низкой проницаемостью вскрытого пласта. Существует множество положительных аспектов при проведении ГРП, однако основной целью, как и у других методов интенсификации притока, является увеличение продуктивности или приемистости эксплуатационных скважин.

В литературе уделено большое внимание возможности проведения кислотного гидроразрыва (КГРП) в карбонатных пластах. Описаны основные положительные стороны и недостатки КГРП, предлагаются различные модели развития сети трещин, уделено внимание прикладным аспектам, предлагаются новые технологии, увеличивающие эффективность КГРП.

Ниже приведены основные причины, по которым скважина может быть выбрана как потенциальный кандидат для проведения ГРП:

- обойти поврежденный участок ПЗП и восстановить первоначальную продуктивность скважины;
- улучшить связь скважины с пластом и увеличить её продуктивность относительно первоначальной;
- изменить внутрипластовые направления движения жидкости.

В третьем случае проведение ГРП влияет так же на размещение скважин вокруг скважины с ГРП (например, где именно пробурить скважины

окружения или в каких местах лучше уплотнить сетку).

Несмотря на то, что законы трещинообразования изучены в достаточном объеме, основные сложности при расчете и проектировании возникают из-за: геологических условий, индивидуальных для каждого случая и мультидисциплинарности самого процесса гидроразрыва. Составление дизайна ГРП включает в себя задачи пластового инжиниринга и управления добычей скважин. В то же время проектирование ГРП с целью достижения желаемого результата включает в себя подходы из разных дисциплин, таких как: геомеханика (форма и размеры трещины), подземная гидромеханика (распределение потоков жидкости разрыва и размещение пропанта в трещине) и химия, которая используется для выбора материалов с необходимыми свойствами для проведения обработки.

Таким образом, составление дизайна ГРП включает в себя подходы из следующих дисциплин: [40]

- Управление скважинной добычей;
- Геомеханика;
- Гидромеханика;
- Материаловедение;
- Инжиниринг.

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

По результатам проведенного анализа литературы можно сделать следующие выводы:

1. За последние сто лет было совершено множество открытий, сопровождаемых удачным и неудачным опытом в области изучения и разработки технологий кислотной обработки коллекторов нефти и газа. Кислотная обработка, как технология имеет двойственную природу относительно результата работ. Конкретная технология ОПЗ может быть успешной в одних условиях и абсолютно неэффективной в других [49]. Опыт проведения КО показывает, что в некоторых случаях её результаты могут быть абсолютно непредсказуемыми, что с другой стороны даёт возможность расширять опыт и открывать новые закономерности, проводить дополнительное изучение всех процессов [33].

2. Основной целью проведения КО является создание сети высокопроницаемых каналов в ПЗП путем растворения породы. Для достижения наиболее эффективной и оптимальной формы и размеров червоточин необходимо учитывать множество факторов. Важный аспект, который необходимо учитывать – это направление потока кислотного состава в ПЗП. Особенно важно это для скважин, вскрывающих несколько продуктивных горизонтов с различными сильно отличающимися ФЕС, где существует риск ухода КС в зоны поглощения, оставляя низкопроницаемые и наиболее загрязненные зоны необработанными [36]. Еще один немаловажный нюанс – это регулирование скорости реакции кислоты с породой.

3. Для увеличения глубины образующихся каналов после КО необходимо замедлять скорость реакции КС с породой, модифицировать КС

таким образом, чтобы он сохранял кислотность как можно дольше [34,35]. Соляная кислота обладает высокой растворяющей способностью, поэтому является наиболее распространенным реагентом при проведении ОПЗ в карбонатных коллекторах.

4. Существует две характеристики, которые ограничивают применение соляной кислоты: 1) скорость реакции, 2) коррозионная активность. 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 в карбонатных коллекторах [50,57,58,59,60]. Технология применения эмульсированного КС для ОПЗ не только позволяет расширить глубину проникновения кислотного фронта в пласт, но и снизить коррозионную активность закачиваемой жидкости.

5. Благодаря высокой вязкости кислотные эмульсии также обладают высоким коэффициентом вытеснения по сравнению с чистыми растворами кислот, что снижает скорость реакции КС с породой, увеличивая длину образующихся червоточин в ПЗП. Для повышения эффективности КО и увеличения предела изменения продуктивности скважины по результатам ОПЗ в КС добавляют ПАВ и органические кислоты, что превращает КС в буферную систему отложенного действия, пролонгируя её эффект.



## **ГЛАВА 2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА**

### **2.1 План исследований**

Кислотная обработка призабойной зоны пласта является одним из традиционных и общепринятых способов восстановления ФЕС ПЗП путем растворения породы и последующего образования высокопроницаемых каналов (червоточин). В целях максимизации эффекта от обработки активная часть состава (кислота) должна быть перераспределена для равномерной обработки всех закольматированных зон, а весь состав после отработки должен быть легко извлекаем на этапе промывки и освоения после операции. Отклонение состава особенно необходимо в пластах, сложенных сильно отличающимися по проницаемости продуктивными горизонтами, где стандартные методы КО не оказывают влияния на низкопроницаемые пропластки.

Цель данной работы – оптимизировать, экспериментальным путем, процесс отклонения кислоты в целевой интервал скважины, вскрывающей несколько пропластков со значимым отличием ФЕС, таким образом, чтобы КО одинаково эффективно воздействовала на все вскрытые продуктивные горизонты. Для достижения этой цели в работе была выполнена задача по разработке гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава (ГЭКС). Существует несколько работ, в которых самоотклоняющиеся кислотные составы были разработаны на основе ПАВ, полимеров или гелей, однако основная их проблема заключалась в постоперационном (остаточном) ухудшении коллекторских свойств [50,52,56]. Тем не менее в представленной работе при разработке ГЭКС минимизированы остаточные

постоперационные эффекты. Ранее в работе [57,58,59] было показано, что эмульгированная кислота с повышенной вязкостью повышает охват обрабатываемых зон и увеличивает достижимую глубину образующихся червоточин из-за пониженной скорости реакции с породой. Разработанный ГЭКС благодаря механизму самоотклонения блокирует проникновение раствора в трещины и пустоты, а также равномерно распределяется по незадействованным ранее в обработку зонам [48,53,54].

Для моделирования кислотной обработки в неоднородных расчлененных коллекторах были подробно изучены результаты уже проведенной КО на одном из месторождений Ближнего Востока (с двумя близко залегающими продуктивными горизонтами с различными ФЕС). Для полноценного понимания механизма распределения кислоты по продуктивным горизонтам были проанализированы характеристики скважины, её история и результаты КО. Численное моделирование подтвердило необходимость разработки и использования ГЭКС на рассмотренном месторождении в качестве основной технологии ОПЗ. Для верификации результатов численного моделирования было проведено приближенное физическое моделирование процесса обработки рассмотренной скважины с использованием ГЭКС. После результаты проведенных экспериментов были сопоставлены с результатами, полученными при численном моделировании.

Оптимальный ГЭКС был разработан и проверен в два этапа:

- а) разработка компонентного и химического состава ГЭКС;
- б) проведение фильтрационных исследований на керне для проверки реальных свойств разработанного КС.

Разработка компонентного и химического состава ГЭКС включала в себя:

а) нахождение оптимальной концентрации эмульгатора с использованием метода определения межфазного натяжения;

б) проведение реологических исследований эмульсии при 4 различных условиях среды для имитации потока от устья до забоя скважины.

Для подбора эффективной основной пачки КС проведены испытания (скорость реакции и степень растворения) кислотных составов на основе соляной кислоты с разной концентрацией и добавлением органических кислот (уксусной и муравьиной) и ПАВ-гидрофобизатор.

В качестве гидрофобного ПАВ выбран «GF-15 MPS» поскольку является достаточно доступным гидрофобизатором как в России, так и в Иране. ПАВ после проведения кислотной обработки позволит избежать преждевременного обводнения интервала обработки за счет гидрофобной молекулярной пленки между поверхностью горной породы и КС. Для предлагаемой технологии возможно использовать любой ПАВ-гидрофобизатор, главное подобрать его оптимальную концентрацию.

Во второй фазе экспериментальных исследований после получения образцов породы из верхнего и нижнего пропластков был проведен фильтрационный эксперимент с использованием двух параллельных кернодержателей, моделирующих скважину, вскрывающую верхний и нижний продуктивные горизонты. Эксперимент должен был доказать отклоняющую способность КС. В результате фильтрационного исследования ГЭКС, как многостадийная технология, доказала свою способность отклонения основной реагирующей партии, что позволило равномерно обработать высоко- и низкопроницаемые образцы, которые были подсоединены параллельно.

На рисунках 2.1 и 2.2 схематично показаны вышеупомянутые аспекты технологии с применением ГЭКС. На рисунке 2.1 показан процесс

отклонения кислоты от пласта с высокой проницаемостью к горизонту с более низкой проницаемостью. На рисунке 2.2 показано использование разработанной эмульгированной кислоты в качестве химического пакера. Дизайн многостадийной КО выглядит следующим образом: ввод ГЭКС в качестве первой партии, а вторая партия может быть HCl, HCl + органические кислоты или HCl + пролонгатор (для карбонатных коллекторов). Как показано на рисунке 2.2, благодаря своей высокой вязкости ГЭКС блокирует пустоты, трещины и червоточины и выполняет роль химического пакера для закачки второй партии (активной части). Это позволяет кислотному составу распределяться по необработанным зонам и создавать новые червоточины.

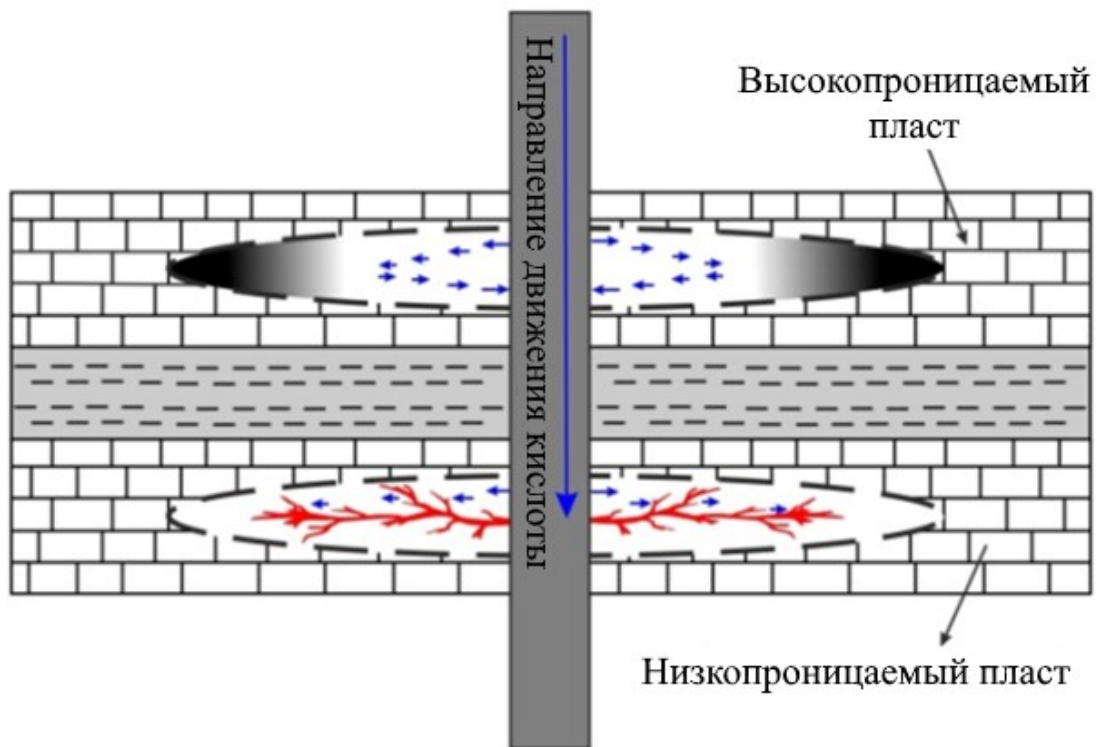


Рисунок 2.1 – Процесс отклонения второй партии КС

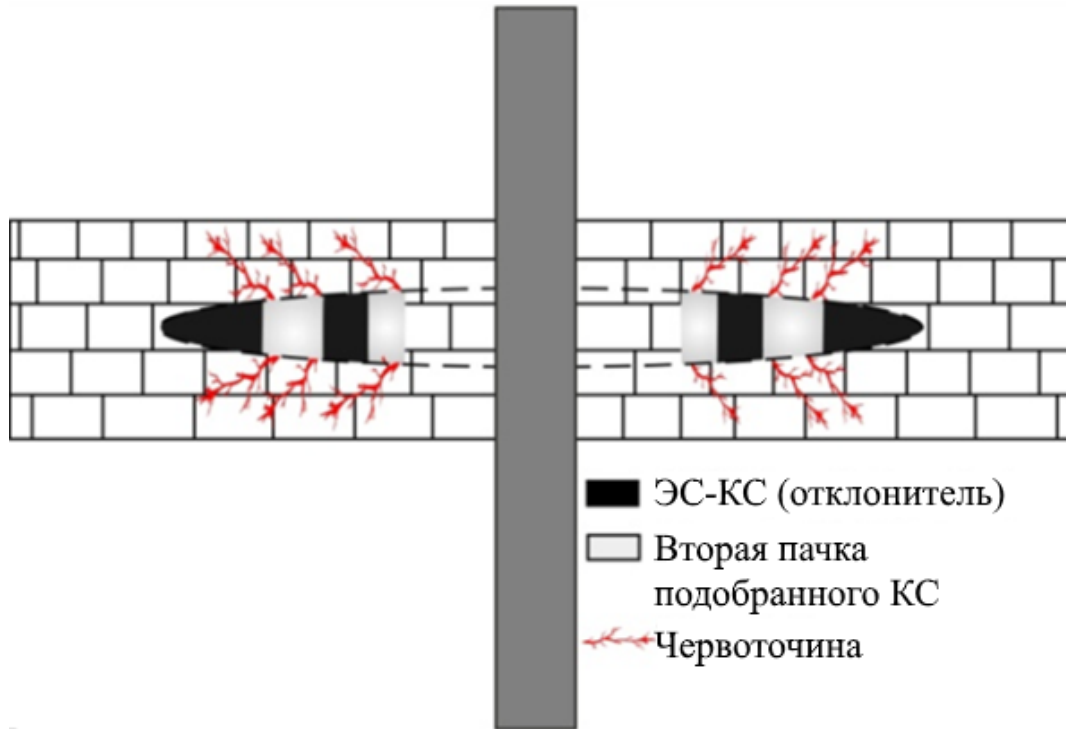


Рисунок 2.2 – Использование ГЭС, как химического пакера-отклонителя

## 2.2 Разработка модели вскрытой зоны коллектора

Для проведения исследований, которые легли в основу представленной работы, была создана модель, основывающаяся на реальном месторождении, расположенном на Ближнем Востоке. На этом месторождении большинство скважин вскрывают два продуктивных горизонта, которые сильно отличаются по ФЕС. Вышележащий пропласток имеет кратно большую проницаемость, чем нижний. Всего на месторождении 45 скважин, строительство 44 из них закончено.

Необходимо отметить, что в данной работе рассмотренный сложно-построенный карбонатный коллектор состоит из двух пропластков, обладающих различными коллекторскими свойствами. Коллектор является неоднородным.

Краткая схема исследовательской части диссертационной работы

состоит из 3 пунктов:

- представление численной модели уже проведенной кислотной обработки в рассматриваемой скважине для понимания механизма распределения кислоты между пропластками;
- разработка ГЭКС (который может использоваться в качестве отклонителя и химического пакера) и активной части КС (основной партии);
- изучение эффективности разработанного ГЭКС с помощью эксперимента с одновременной фильтрацией двух параллельно закрепленных кернов.

### **2.3 Технология интенсификации притока нефти из трещиноватых карбонатных коллекторов с разной проницаемостью**

В данной главе будут рассмотрены две технологии, которые позволят повысить эффективность кислотной обработки карбонатных пластов со значительно различающейся проницаемостью. В случаях недоступности пакерного оборудования его можно легко заменить правильными подбором технологических жидкостей и последовательностью обработки коллекторов при их одновременной эксплуатации.

Для проведения успешной операции по обработке продуктивных залежей кислотными составами предлагается использовать две технологии, которые выбираются с учетом расположения карбонатных коллекторов разной проницаемости.

#### **Высокопроницаемый пласт залегает выше низкопроницаемого**

Верхняя высокопроницаемая залежь является интервалом поглощения закачиваемого флюида, что не дает реагентам попадать в нижележащую залежь с значительно меньшей проницаемостью (рис.2.3).

Для этого случая последовательность этапов технологии и рабочие жидкости будут следующие:

1. Закачка через НКТ расчётного объема подобранного кислотного состава в скважину (рис. 2.3).
2. Закачка и продавка расчётного объема эмульсии «нефть в кислоте» в высокопроницаемый пласт (рис.2.4).
3. Промывка с обеспечением циркуляции подобранного КС (рис.2.4).
4. Закачка и продавка расчетного объема подобранного КС в низкопроницаемый пласт (рис. 2.5).
5. Вызов притока (рис. 2.5).

Такая последовательность этапов позволит изначально попасть кислотному составу преимущественно в удаленные зоны высокопроницаемого пласта, а нижний интервал остается не вовлечённым в процесс КО. Последующая закачка разработанной эмульсии ГЭКС закупоривает трещины, пустоты и червоточины в силу своей высокой вязкости, что позволит направлять подобранный кислотный состав в обход зоны поглощения. Прокачка подобранного кислотного состава вымывает эмульсию из ствола скважины путем циркуляции жидкости на забое и под давлением продавливается в низкопроницаемый пласт, который в предшествующих этапах не был охвачен воздействием. Последний этап представляет собой промывку скважины и вызов притока с извлечением блокирующей эмульсии и прореагировавшей кислоты с продуктами реакции из ПЗП.

В результате возможно обработать два вскрытых продуктивных пласта значительно разной проницаемости без использования дополнительного оборудования.

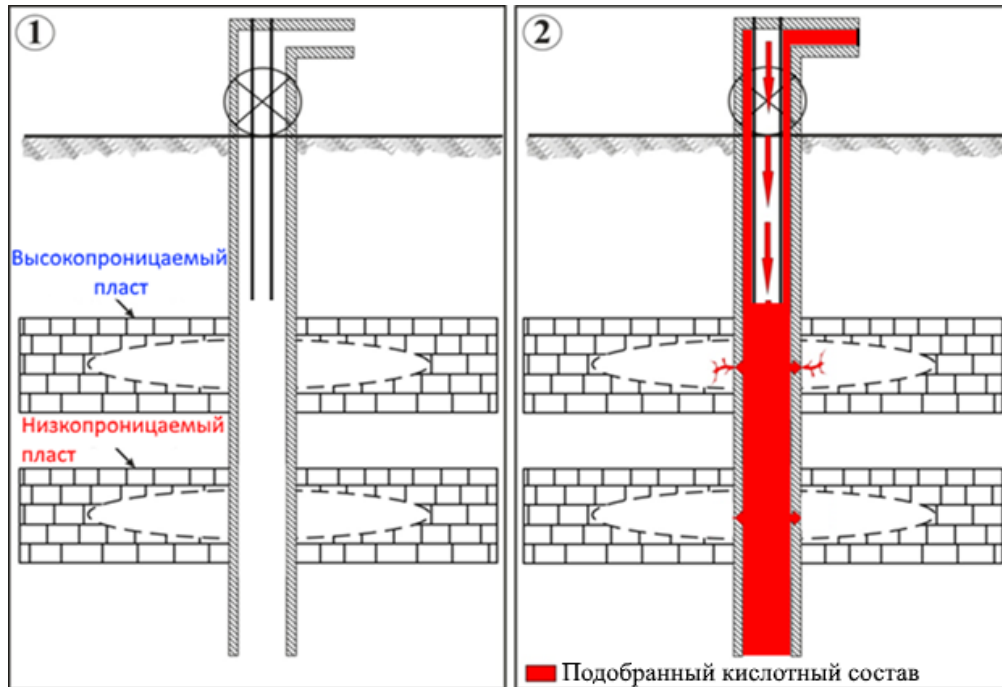


Рисунок 2.3 – Схематичное изображение залегания продуктивных пластов (1) и первый этап технологии, закачка основной пачки подобранным кислотным составом через насосно-компрессорные трубы (2)

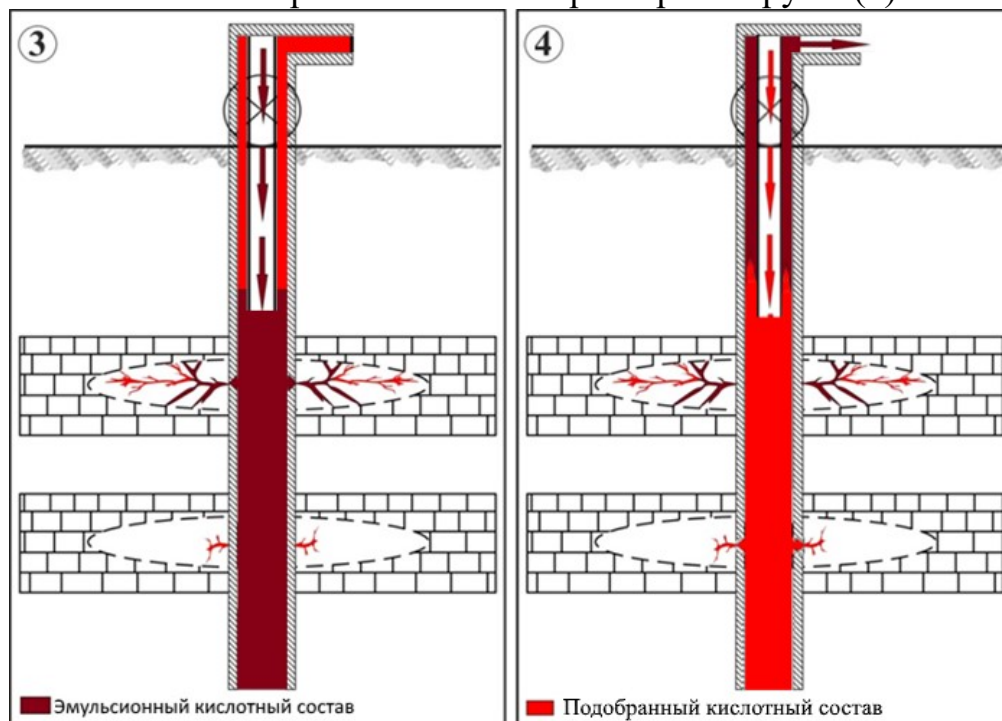


Рисунок 2.4 – Второй и третий этапы технологии. Закачка и продавка пачки ГЭК (3) и последующая промывка подобранным КС (4)



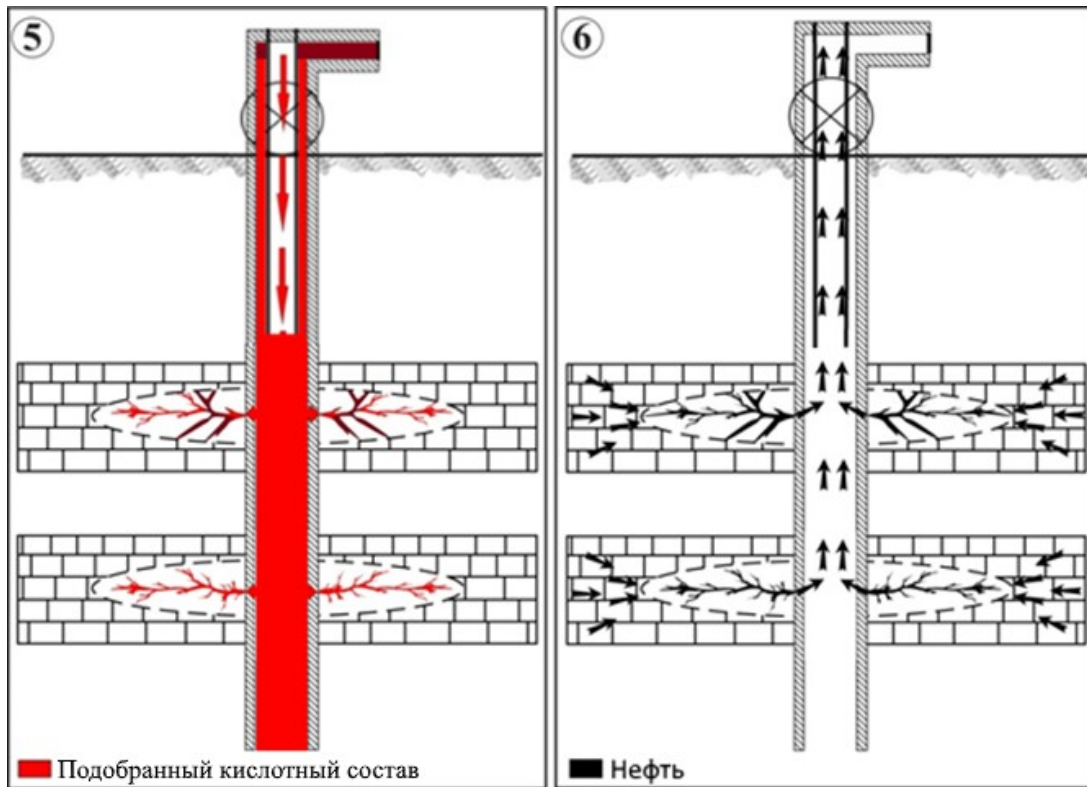


Рисунок 2.5 – Четвертый и пятый этапы технологии. Закачка и продавка расчетного объема кислоты (5) с последующим вызовом притока (6)

### **Высокопроницаемый пласт залегает ниже низкопроницаемого**

В этом случае нижерасположенная высокопроницаемая залежь по-прежнему является интервалом поглощения закачиваемого флюида. Однако последовательность этапов иная:

1. Закачка через НКТ расчетного объема подобранного кислотного состава в высокопроницаемый пласт.
2. Закачка расчетного объема эмульсии «нефть в кислоте» в скважину.
3. Продавка кислотной эмульсии расчетным объемом подобранного КС в высокопроницаемый пласт.
4. Продавка расчетного объема подобранного КС в низкопроницаемый пласт.
5. Вызов притока.

Таким образом, предложены технологии интенсификации притока нефти из пластов со значительно отличающейся проницаемостью без использования пакерного оборудования. Основной эффект достигается путем использования активных жидкостей с различными реологическими свойствами и последовательностью их закачки.

## **2.4 Методология лабораторных и экспериментальных исследований**

### **2.4.1 Численное моделирование кислотной обработки на реальном объекте**

Для численного моделирования КО на реальном объекте использовалось специализированное ПО (StimCADE). Компьютерное программное обеспечение StimCADE создано корпорацией Schlumberger для прикладного использования на всех этапах проведения ОПЗ: подбор скважин-кандидатов для КО, разработка дизайна, сопровождение, оценка результатов в режиме реального времени и после проведения операции.

В текущей работе для численного моделирования КО использовались доступные данные по истории работы обработанной скважины и её эксплуатационные характеристики до и после ОПЗ. Обработка состоит из использования основной промывочной жидкости и продавочной жидкости. Основная промывочная жидкость представлена 28% раствором соляной кислоты с нефтекислотной 15% эмульсией. В качестве продавочной жидкости используется керосин. Соляная кислота в концентрациях 15% и 28% традиционно применяется на этом месторождении в качестве рабочего агента при проведении КО.

### **2.4.2 Разработка химического пакера-отклонителя**

Первый шаг в разработке пакера-отклонителя в виде ГЭКС – это подбор оптимального эмульгатора и его рабочей концентрации в составе эмульсии. Для нахождения оптимального эмульгатора, позволяющего

создать эмульсию необходимого уровня вязкости и стабильности в условиях проникновения в поровую среду и реагирования с породой-коллектором, было протестировано более двадцати различных образцов. Для нахождения наиболее технически и экономически эффективной концентрации были проведены испытания на определение межфазного натяжения. Среди рассмотренных эмульгаторов наиболее эффективным оказался эмульгатор со сложноэфирными соединениями, включающий в себя растворы олеиновой, линолевой, линоленовой и смоляной кислот.

Было получено, что необходимая вязкость кислотной эмульсии достигается при 70% объемном содержании раствора 15% соляной кислоты и 30 % нефти.

Кислотная фаза эмульсии подготавливается путем смешения концентрированной соляной кислоты с дистиллированной водой и ингибитором коррозии. Нефтяная фаза эмульсии подготавливается путем перемешивания нефти и эмульгатора при высоких оборотах. Затем кислотная фаза медленно добавляется к нефтяной и перемешивается на высоких оборотах в течение 30 минут.

Далее для оценки качества подготовленной эмульсии замеряется её электропроводность (должна быть приблизительно равна нулю). В дополнении к этому был проведен реологический тест, который как видно из рисунка 13 состоит из четырех стадий:

1. Испытание реологических свойств эмульсии в поверхностных условиях.
2. Прокачка эмульсии через коллектор (трубку).
3. Прохождение эмульсии из коллектора в карбонатный пласт с последующим его растворением (на этой стадии в эмульсию постепенно добавлялся карбонат кальция).

#### 4. Откачка эмульсии из системы коллектор (трубка) - пласт.

На третьей и четвертой стадиях происходит взаимодействие кислоты с породой, что имитирует поведение эмульсии при КО, в частности, возможно проследить изменение её вязкости. В таблице 2.1 сведены типы проведенных испытаний на каждой стадии исследования.

Таблица 2.1 – Методы лабораторных исследований по определению реологических свойств в соответствии с внешними условиями и стадиями исследований

Стадия	Вид испытания	Температура, °С	Длительность испытания, мин.
Поверхностные условия	Определение коэф. тиксотропии	20	0
Прокачка эмульсии через коллектор	Определение вязкости эмульсии и коэф. тиксотропии	20	30
Закачка в пласт	Определение вязкости эмульсии и коэф. тиксотропии	60	90
Отток из пласта	Определение вязкости эмульсии и коэф. тиксотропии	60	90

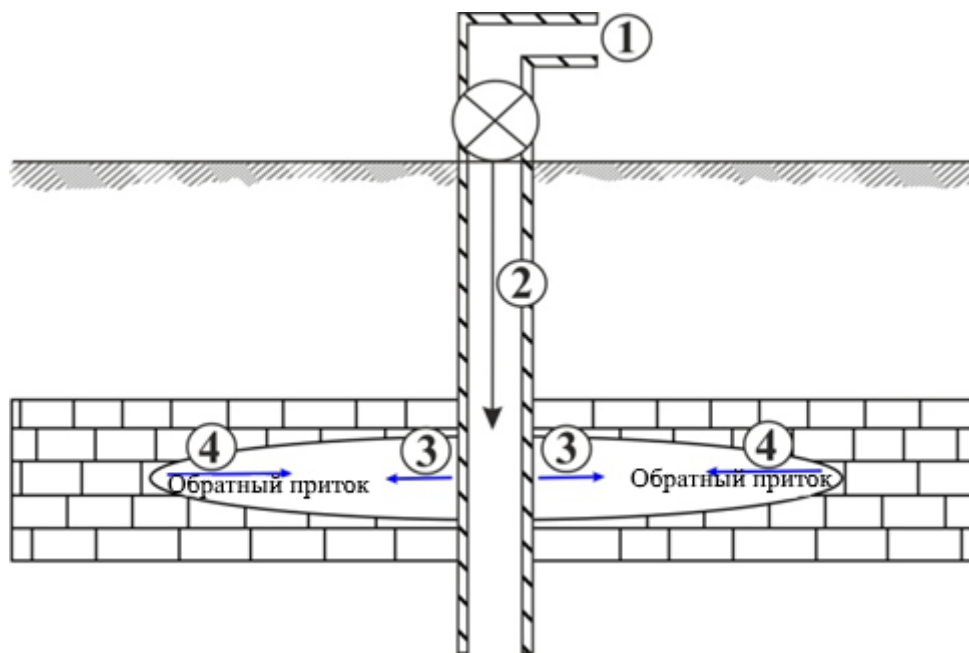


Рисунок 2.6 – Схема четырехстадийного исследования свойств эмульсии

### 2.4.3 Подбор основной партии (активной части) кислотного состава

В качестве основной партии кислотного состава для ОПЗ должна быть выбрана кислота или смесь кислот, которая бы обладала наиболее низкой скоростью реакции при наиболее высокой растворяющей способности при контакте с карбонатной породой. Кроме того, необходима возможность регулирования коррозионной активности реагента. Наиболее распространенный реагент, используемый при КО в карбонатных коллекторах, – соляная кислота. Однако соляная кислота в чистом виде не используется по причине её высокой скорости реакции с породой и высокой коррозионной активности. Для контроля этих характеристик, при использовании растворов соляной кислоты, в качестве основного реагента, применяется два подхода: первый – это смешение соляной кислоты с органическими кислотами, которые выступают в качестве буфера и пролонгатора реакции, что позволяет создавать более протяжённые червоточины, что повышает результирующую продуктивность скважины

после ОПЗ, а второй подход – это использование медленнодействующей кислоты, которая получается путем смешивания кислоты с ПАВ (замедлителями реакции) [23,24,28,34,35].

Исходя из вышеуказанных сведений в качестве кандидатов для использования в составе основной партии КС были исследованы смеси соляной кислоты с органическими кислотами и соляной кислоты с ПАВ в различных концентрациях при пластовой температуре (60°C). В качестве методов испытания для исследований были выбраны тесты на скорость реакции кислоты с породой и степень растворения породы в кислоте (растворяющая способность). Количественная оценка эффективности той или иной смеси реагентов проводилась относительно результатов испытаний раствора соляной кислоты без примесей. Добавление органических кислот и ПАВ к растворам соляной кислоты проводилось с целью не только снизить скорость реакции состава с породой, но и увеличить при это растворяющую способность состава, поскольку оптимальным является реагент с наиболее низкой скоростью реакции при наиболее высокой растворяющей способности. В добавлении к этому, дополнительной целью являлось нахождение смеси веществ, пролонгирующих действие кислоты (увеличивающих время нейтрализации).

За основу взяты традиционно используемые на рассматриваемом месторождении растворы соляной кислоты в концентрации 15% и 28%. К ним добавлялась уксусная кислота с концентрациями 8-13% и муравьиная – концентрацией от 5% до 9%. Измерение скорости реакции и растворяющей способности смесей соляной кислоты с муравьиной и уксусной кислотами проводилось в течение 3 часов. Соответственно для этой группы испытаний использовалось шесть дисков, имитирующих карбонатную породу. Степень растворения фиксировалась через 5, 15, 30, 60, 120 и 180 минут.

Следующая группа испытаний предполагала исследование смеси растворов соляной кислоты с ПАВ в концентрациях 0,2%, 0,5% и 1% относительно всей массы смеси. Испытания проводились с использованием тех же методик, оборудования и расходных материалов, что и при испытаниях смесей соляной и органических кислот.

#### **2.4.4 Методика определения скорости растворения карбонатов**

При проведении испытания используются мраморные диски, площадь поверхности этих дисков вычисляется по формуле 2.1.

$$S=2\pi r(h+r) \quad (2.1)$$

где  $S$  – площадь поверхности мраморного диска,  $m^2$ ;

$r$  – радиус диска,  $m$ ;

$h$  – высота диска,  $m$ .

После замеров основных геометрических параметров дисков их промывают дистиллированной водой и высушивают в термошкафу до постоянной массы, последним этапом подготовки дисков является их охлаждение в эксикаторе в течении 2 часов.

Одновременно подготавливаются фильтры, которые также проходят процедуру сушки в термошкафу до постоянной массы, а затем охлаждаются в эксикаторе в течении 2 часов.

После подготовки диски взвешиваются на лабораторных весах с точностью до 0,0001 г. Затем берется 6 емкостей и в них заливается кислотный состав в объеме в 2,5 раза больше площади поверхности дисков, которые используются в процессе исследования. Баночки с КС помещаются в термошкаф с установленной температурой на 30 минут, для прогрева КС до температуры эксперимента. Далее в каждую из баночек помещается мраморный диск, и проба состава с диском выдерживается при заданной температуре 5, 15, 30, 60, 120 и 180 минут соответственно.

Диск, который выдерживался в растворе КС, вынимается из баночки и промывается 0,5М раствором натрия гидроокиси и дистиллированной водой, сушится в термошкафу до постоянной массы, потом охлаждается в эксикаторе в течении 2 часов. Диск взвешивают, определяя потерю массы диска по формуле 2.2.

$$\Delta m = m_1 - m_2 \quad (2.2)$$

где,  $\Delta m$  – потеря массы диска, г;

$m_1$  – масса диска до эксперимента, г;

$m_2$  – масса диска после эксперимента, г;

Затем рассчитывается количество растворенного карбоната и скорость растворения карбоната в кислотном составе по формулам 2.3 и 2.4. После чего строятся зависимости скорости растворения и количества растворенного карбоната от времени.

$$P = (m_1 - m_2) / m_1 \cdot 100\% \quad (2.3)$$

где,  $P$  - количество растворенного карбоната, %;

$m_1$  – масса диска до эксперимента, г;

$m_2$  – масса диска после эксперимента, г;

$$V = (m_1 - m_2) / (S \cdot t) \quad (2.4)$$

где,  $m_1$  – масса диска до эксперимента, г;

$m_2$  – масса диска после эксперимента, г;

$t$  – время эксперимента, час;

$V$  – скорость растворения, г / (м<sup>2</sup> · ч)

#### **2.4.5 Вычисление требуемого объема концентрированной кислоты для приготовления кислотного состава необходимой концентрации**

Физико-химические свойства соляной кислоты зависят от концентрации и молярной доли HCl в растворе. Соляная кислота производится в концентрации 38% (товарная форма). В химических



лабораториях хранится и закупается товарная форма кислоты, соответственно всегда возникает необходимость расчета доли концентрата для получения раствора необходимой для эксперимента концентрации.

Для разработки основной партии КС необходимо было исследовать множество растворов кислот в различных концентрациях. В лаборатории, на базе которой проводились исследования, в наличии была только товарная форма соляной кислоты. Для получения раствора кислоты с необходимой для эксперимента концентрацией необходимо было произвести расчёт необходимого количества концентрированной кислоты и воды. В рамках этой задачи по приведенной ниже методике был произведен расчёт объемного соотношения товарной формы кислоты и воды.

Расчет начинается с определения плотности исходного 38% раствора кислоты.

Расчёт плотности исходного раствора ( $\rho_{\text{кислоты с концентрацией 38\%}}$ ):

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_A = \rho_{\text{кислоты с концентрацией 38\%}} \\ \rho_s = \text{плотность раствора} \\ m_s = \text{масса раствора} \\ V_s = \text{объем раствора} \\ m_A = \text{масса кислоты с концентрацией 38\%} \\ V_A = \text{объем кислоты с концентрацией 38\%} \\ \rho_s = \frac{m_s}{V_s} \Rightarrow m_s = \rho_s \times V_s \\ \left\{ \begin{array}{l} m_A = \text{концентрация раствора} \times m_s \\ m_{\text{Воды}} = (38\% \text{ концентрация раствора}) \times m_s \Rightarrow m_{\text{Воды}} = m_s - m_A \\ V_A = V_s - V_{\text{Воды}} \end{array} \right. \\ \rho_A = \frac{m_A}{V_A} \end{array} \right. \quad (2.5)$$

Пример:

Расчет плотности соляной кислоты с 38% концентрацией:

$$\rho_s = 1,179$$

$$V_s = 1 \text{ мл}$$

$$\rho_s = \frac{m_s}{V_s} \Rightarrow m_s = \rho_s \times V_s \Rightarrow m_s = 1,179 \text{ г}$$

$$m_A = 36\% \times m_s = 0,36 \times 1,179 = 0,424 \text{ г}$$

$$m_{\text{Воды}} = (100 - 36) \times m_s \Rightarrow m_{\text{Воды}} = m_s - m_A = 1,179 - 0,424 = 0,755 \text{ г}$$

$$V_A = V_s - V_{\text{Воды}} = 1 - 0,755 = 0,245 \text{ мл}$$

$$\rho_{\text{HCl } 38\%} = \frac{m_A}{V_A} = \frac{0,424}{0,245} = 1,73$$

Расчёт необходимого объема раствора кислоты (при наличии одного раствора и воды):

$$\left\{ \begin{array}{l} V_t = \text{общий объем раствора} \\ \rho_s = \text{плотность раствора} \\ b = \text{концентрация раствора} \\ a = \text{требуемая концентрация} \\ V_s = \text{расчитанный объем раствора кислоты} \end{array} \right.$$

$$a = \frac{m_{\text{acid}}}{m_t} = \frac{\frac{b}{1-b} m_s}{m_t} \Rightarrow m_t = \frac{b}{a(1-b)} m_s = \frac{b}{a(1-b)} \rho_s V_s$$

$$V_t = \frac{m_t}{\rho_t} = V_w + V_s \Rightarrow V_w = V_t - V_s$$

$$m_t = m_w + m_s \Rightarrow \frac{b}{a(1-b)} \rho_s V_s = \rho_w V_w + \rho_s V_s = \rho_w (V_t - V_s) + \rho_s V_s$$

$$V_s = \frac{\rho_w V_t}{\left[ \frac{b}{a(1-b)} \rho_s + \rho_w - \rho_s \right]} \quad (2.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \rho_w = 1 \\ \rho_s = \text{указан в сопроводительной документации} \\ V_t = \text{по необходимости} \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{l} m_w = (100 - \text{требуемая концентрация}) m_t \\ m_{\text{Acid } 100\%} = (\text{требуемая концентрация}) m_t \end{array} \right.$$

Расчёт необходимого объема раствора кислоты (при наличии двух

растворов разной концентрации и воды):

$$\begin{cases} a_1 = \text{требуемая концентрация раствора 1} \\ b_1 = \text{концентрация раствора 1} \\ a_2 = \text{требуемая концентрация раствора 2} \\ b_2 = \text{концентрация раствора 2} \end{cases}$$

$$a_1 = \frac{m_{\text{acid1}}}{m_t} = \frac{b_1 m_{s1}}{m_t} \rightarrow m_t = \frac{b_1}{a_1(1-b_1)} m_{s1} = \frac{b_1}{a_1(1-b_1)} \rho_{s1} V_{s1}$$

$$a_2 = \frac{m_{\text{acid2}}}{m_t} = \frac{b_2 m_{s2}}{m_t} \rightarrow m_t = \frac{b_2}{a_2(1-b_2)} m_{s2} = \frac{b_2}{a_2(1-b_2)} \rho_{s2} V_{s2}$$

$$\frac{b_1}{a_1(1-b_1)} \rho_{s1} V_{s1} = \frac{b_2}{a_2(1-b_2)} \rho_{s2} V_{s2}$$

$$V_{s2} = \frac{\frac{b_1}{a_1(1-b_1)} \rho_{s1} V_{s1}}{\frac{b_2}{a_2(1-b_2)} \rho_{s2}} \quad (2.7)$$

$$m_t = m_w + m_{s1} + m_{s2} = \rho_w V_w + \rho_{s1} V_{s1} + \rho_{s2} V_{s2} \Rightarrow$$

$$\frac{b_1}{a_1(1-b_1)} \rho_{s1} V_{s1} = (V_t - V_{s1} - V_{s2}) + \rho_{s1} V_{s1} + \rho_{s2} V_{s2}$$

$$\frac{b_1}{a_1(1-b_1)} \rho_{s1} V_{s1} = \left( V_t - V_{s1} - \frac{\frac{b_1}{a_1(1-b_1)} \rho_{s1} V_{s1}}{\frac{b_2}{a_2(1-b_2)} \rho_{s2}} \right) + \rho_{s1} V_{s1} + \rho_{s2} \frac{\frac{b_1}{a_1(1-b_1)} \rho_{s1} V_{s1}}{\frac{b_2}{a_2(1-b_2)} \rho_{s2}} \quad (2.8)$$

$V_{s1}$  – объем раствора должен быть решен и вычислить другие объемы соответственно.

#### **2.4.6 Методика проведения эксперимента по моделированию многостадийной кислотной обработки с отклонителем**

В целях исследования способности эмульсии в составе разработанного КС выступать в качестве химического пакера-отклонителя проведен фильтрационный эксперимент. Исследование проводилось на двух параллельно расположенных кернах. Один керна-высокопроницаемый, имитирует верхний продуктивный горизонт, второй керна – низкопроницаемый, имитирует нижележащий продуктивный горизонт. Такой метод исследования был проведен с целью симуляции кислотной обработки в скважине, вскрывающей несколько продуктивных горизонтов с разными свойствами. Использование многостадийной технологии КО необходимо для перенаправления основной партии раствора (активной части) от высокопроницаемого коллектора к нижележащему низкопроницаемому. Установка для проведения исследований схематично изображена на рисунке 2.7. Противодавление на выходной стороне образцов было задано на уровне 7,58 МПа. Динамика изменения давления измерялась с помощью соответствующего датчика давления. Давление обжима на оба образца было задано на уровне 17,24 МПа, в соответствии с реальными давлениями в пласте. Исследование проводилось в условиях постоянно заданной температуры (60°С).

#### **Порядок проведения эксперимента**

Процедура проведения экспериментального исследования состояла из следующих этапов:

1. Закачка дистиллированной воды до стабилизации давления на входе в образец;
2. Закачка первой партии КС (15% раствор соляной кислоты с ПАВ в массовой концентрации 0,5%) при постоянном уровне расхода – 0,5см<sup>3</sup>/мин;

3. Закачка эмульсии для создания эффекта химического пакера и перенаправления кислоты;

4. Промывка труб системы, отработка (моделирование промывки забоя скважины);

5. Закачка основной партии КС (15% раствор соляной кислоты с ПАВ массовой концентрации 0,5%) с целью обработки низкопроницаемого образца;

6. Проведение мероприятий по очистке порового пространства и труб системы после проведения обработки (отработка, промывка, освоение, вызов притока)

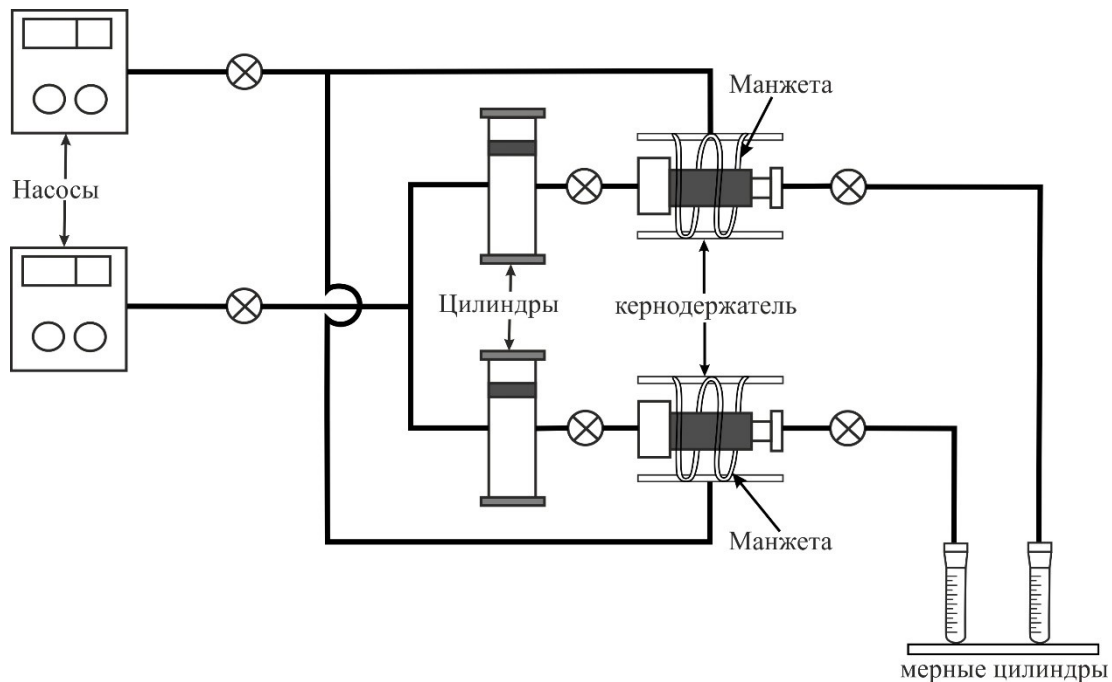


Рисунок 2.7 – Схематичное изображение установки фильтрационных исследований для двух параллельно располагающихся образцов

В следующей главе будет произведено описание процесс физического моделирования кислотной обработки по представленному далее плану:

1. Проведение ряда химико-аналитических исследований в процессе разработки ГЭКС.

2. Проведение исследований на определение эффективности различных смесей кислот и ПАВ для определения оптимального состава основной активной пачки КС.

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

## **ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2**

По результатам проведенных работ можно сделать следующие выводы:

1. С помощью математического моделирования предлагаемой технологии кислотной обработки пластов с разной проницаемостью подтверждена потенциальная эффективность применения гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава (ГЭКС) на одном из месторождений, расположенном в районе Ближнего Востока.

2. Математическое моделирование подтвердило необходимость разработки ГЭКС с улучшенной отклоняющей способностью, что позволит равномерно воздействовать на оба продуктивных горизонта с разными ФЕС.

3. Спланированы дальнейшие эксперименты по математическому и физическому моделированию процесса кислотной обработки.

### ГЛАВА 3 ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

#### 3.1 Результаты моделирования кислотной обработки на реальном месторождении

В таблице 3.1 приведены данные, использовавшиеся при моделировании. Начальные условия: кислотная обработка проводится в вертикальной добывающей скважине, вскрывающей нефтенасыщенные интервалы, сложенные известняком. Существует два продуктивных близко залегающих горизонта (высокопроницаемый и низкопроницаемый), характеристики которых указаны в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные данные по скважине, используемые в модели

Характеристика	Значение	Размерность
Тип скважины	Вертикальная, добывающая	
Состояние скважины	В эксплуатации	
Тип коллектора	Известняк	
Альтитуда	20,8	м
Проницаемость верхнего пропластка	108,6	$\text{м}^2 \times 10^{-15}$
Проницаемость нижнего пропластка	4,5	$\text{м}^2 \times 10^{-15}$
Пористость верхнего пропластка	18,7	%
Пористость нижнего пропластка	17,2	%
Пластовое давление	17,2	МПа
Тип заканчивания	Воронка на НКТ (номинальный диаметр = 114 мм.)	

Результаты моделирования СКО на скважине указанными выше параметрами, представлены на рисунках 3.1 и 3.2.



На рисунке 3.1 можно увидеть, что по результатам моделирования закачка жидкости с забоя скважины в пласт не оказывает существенного влияния на показатель скин-эффекта. Прокачка 28% раствора соляной кислоты снижает скин-фактор в обоих продуктивных пропластках. В продуктивном горизонте с меньшей проницаемостью, уменьшение скин-эффекта в результате ОПЗ меньше, чем в высокопроницаемом. Меньший показатель изменения скин-эффекта в низкопроницаемом пропластке по сравнению с более проницаемым вышележащим пропластком объясняется тем, что степень проникновения кислоты в нижний пропласток ниже. Это подтверждается результатами моделирования, отображенными на рисунке 3.2, где показано, что в пропласток с большей проницаемостью поступило больше кислоты, чем в нижележащий. Кроме того, чем больше по длине образовавшийся высокопроницаемый канал (червоточина), тем больше показатель проницаемости ПЗП после обработки.

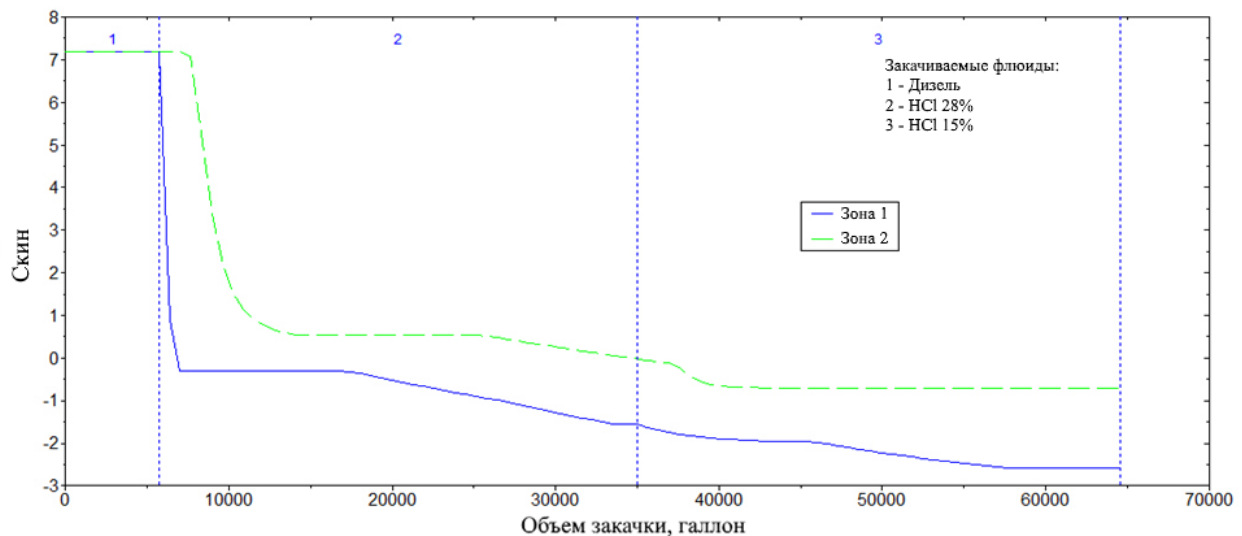


Рисунок 3.1 – Изменение скин-фактора в течение обработки ПЗП

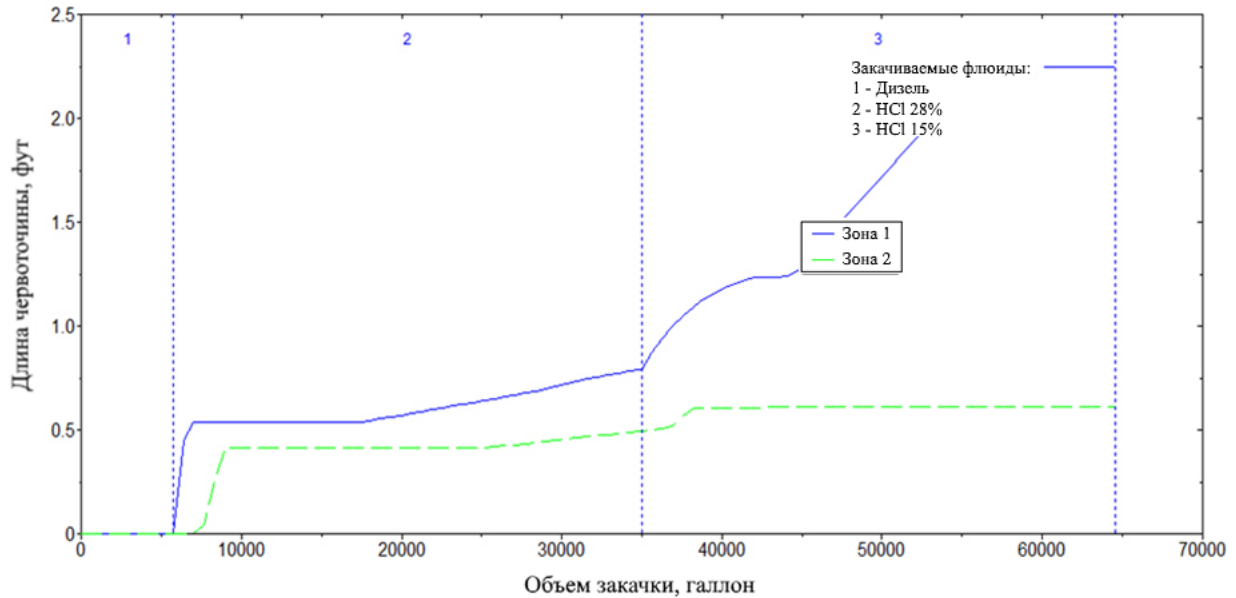


Рисунок 3.2 – Динамика длины образующейся червоточины в течение КО

Результаты моделирования кислотной обработки с использованием данных по реальному объекту разработки подтверждают, что большая часть кислотного состава поглощается более проницаемым пропластком (верхним), что приводит к тому, что менее проницаемый пропласток (нижний) подвергается меньшему воздействию кислоты, либо вовсе не вовлекается в процесс кислотной обработки. Результаты моделирования подтверждают необходимость разработки специального отклоняющегося кислотного состава для представленных выше условий рассматриваемого месторождения, чтобы обеспечить направленную обработку низкопроницаемого пропластка в обход верхнего

### 3.2 Рекомендации по объему и скорости закачки растворов в продуктивный пласт

Проведено компьютерное моделирование процесса закачки КС в продуктивный пласт для определения оптимальных объема и скорости закачки растворов в ПЗП с целью кислотной обработки. Моделирование проводилось с помощью программного обеспечения StimCADE. В различных

источниках [39,40] было подчеркнуто, что если после кислотной обработки ПЗП скин-фактор достигает значения  $-3$ , то обработка считается успешной. Поэтому для достижения оптимальной и успешной кислотной обработки в программе было введено значение скин-фактора  $-3$ , и на основании этого определялись оптимальные объем и скорость закачки растворов в ПЗП. Исходные данные, которые были использованы в программе, представлены в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета объема и скорости закачки в программе

Показатель	Значение
Пластовая температура	60 °С
Отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной	10
Градиент давления при гидроразрыве	16кПа/м
Радиус зоны снижения проницаемости	30,48 см
Скорость закачки (средние значения реальных данных по скоростям закачки на рассмотренном месторождении)	- ГЭКС: 0,8 м <sup>3</sup> /мин - Активная часть кислотного состава: 0,5 м <sup>3</sup> /мин - Дизель (для промывки скважин после обработки): 1,6м <sup>3</sup> /мин

Рекомендуемые значения скорости объема закачки растворов на основе результатов моделирования представлены в таблице 3.3. Главной целью моделирования является минимизация значения общего скин-фактора при процессе кислотной обработки. На основании данной цели использованная программа дает рекомендацию по оптимальным объему и скорости закачки растворов в ПЗП.

Таблица 3.3 –Оптимальные значения объема и скорости закачки растворов

Раствор	Скорость закачки (м <sup>3</sup> /мин)	Объем закачки (м <sup>3</sup> )
Дизель (для промывки скважины перед главной обработкой)	1,0	21,6
ГЭКС	0,7	14,7
Подобранный кислотный состав	0,3	30,2
Дизель (для промывки скважины после обработки)	1,0	21,6

### 3.3 Результаты лабораторных исследований гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава

Представленные рисунки, далее по тексту, демонстрируют визуально представленные результаты проведенных лабораторных исследований, направленных на определение следующих характеристик гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава (ГЭКС): концентрация эмульгатора, вязкость эмульсии и её тиксотропию. На рисунке 3.3 показана экспериментально определённая зависимость силы поверхностного натяжения от концентрации эмульгатора. Как видно из графика, исследования проводились при концентрациях эмульгатора от 0,005% до 2% в объемном эквиваленте. Эмульгаторы являются дорогостоящими реагентами, поэтому максимальная концентрация, как правило не превышает 2%. В результате ряда проведенных исследований оптимальным вариантом является концентрация эмульгатора в КС – 0,5%. Связано это, в том числе, из соображений экономики, потому что значение концентрации эмульгатора равное 0,5% является точкой перегиба, после которой увеличение концентрации в меньшей мере влияет на изменение поверхностного натяжения.

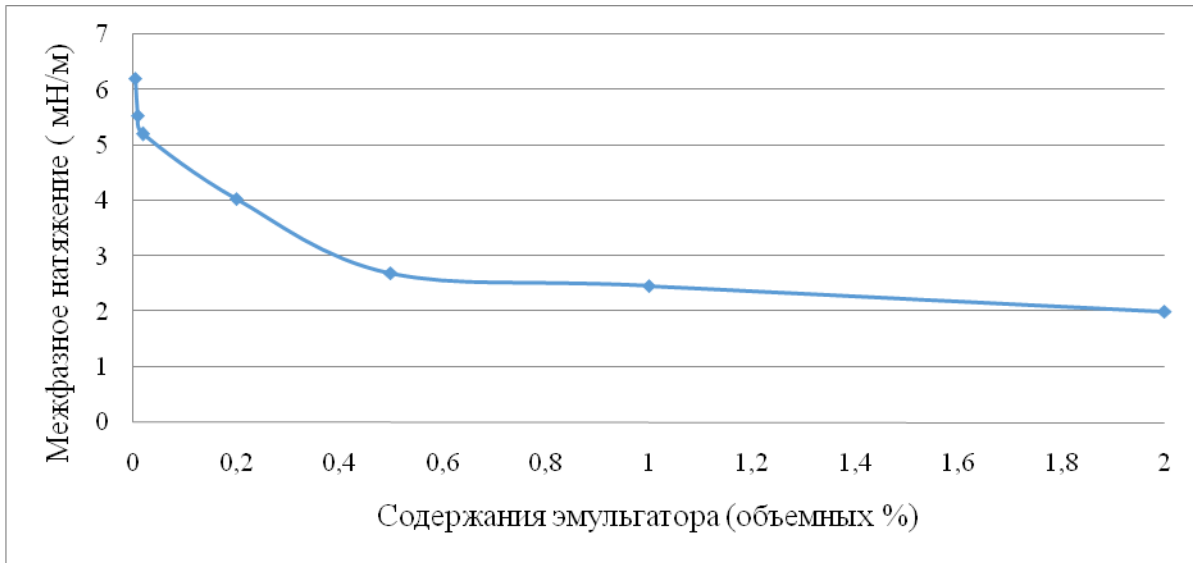


Рисунок 3.3 – Экспериментально определенная зависимость поверхностного натяжения от содержания эмульгатора для исследуемого КС

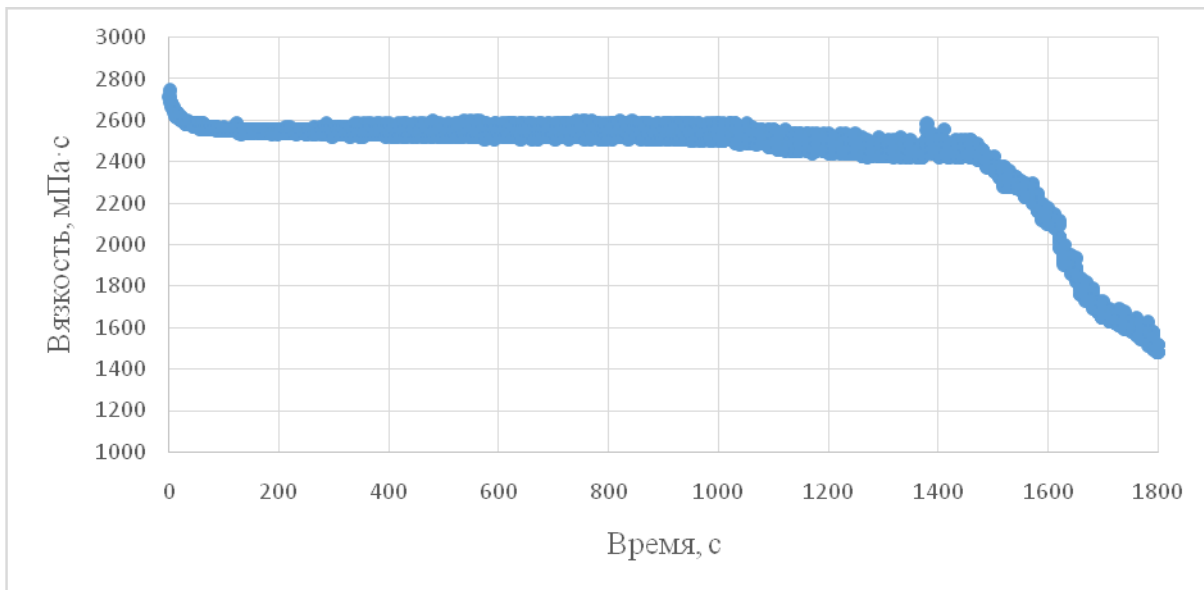


Рисунок 3.4 – Изменение вязкости эмульсии при прохождении состава от устья до забоя через колонну НКТ

На рисунке 3.4 показано, как изменяется вязкость ГЭКС по мере прохождения через колонну НКТ до забоя скважины. На этом этапе измерения проводились при температуре 20°C, в течение 30 минут при постоянной скорости сдвига -  $10 \text{ с}^{-1}$ . Как видно на графике, спустя 23

минуты проведения испытания значение вязкости падает с уровня 2860 мПа·с до 1480 уровня в мПа·с. Следовательно, при необходимости закачки в пласт эмульсии с меньшей вязкостью, чем на поверхности, такое явление сыграет положительную роль.

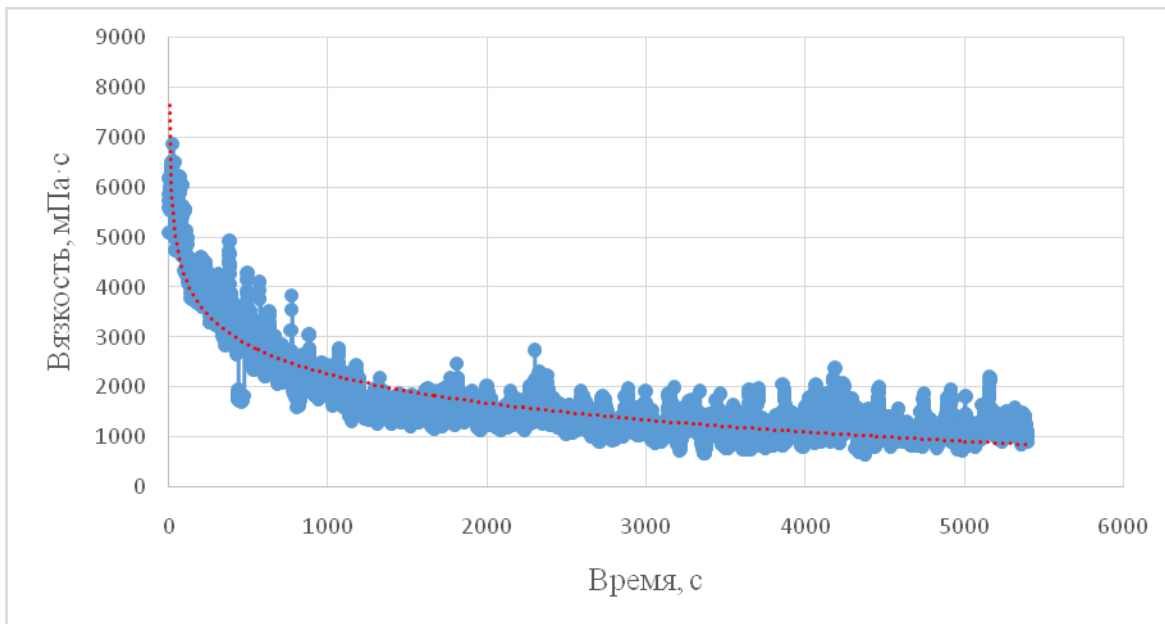


Рисунок 3.5 – Измерение вязкости ГЭКС при температуре 60°C

На рисунке 3.5 отображен график изменения вязкости ГЭКС при контакте с карбонатной породой, полученный путем моделирования процесса выхода эмульсии из НКТ и последующего его движения в коллектор. Исследование проводилось при пластовой температуре (60°C) в течение 90 минут. На рассматриваемом этапе исследования в КС постепенно добавлялся  $\text{CaCO}_3$  для моделирования процесса первичного расхода кислоты. В момент контакта эмульсии с карбонатной породой вязкость состава быстро возрастает, достигая максимального уровня относительно всех остальных этапов КО. Такой эффект позволяет составу заполнять существующие трещины и пустоты на контактирующей поверхности породы, что способствует отклонению активной части КС и равномерному

распределению реагента по необработанным зонам для последующего создания новых фильтрационных каналов. По результатам проведенного исследования выявлена положительная предрасположенность состава к отработке скважины после проведения ОПЗ. Как показано на рисунке 3.5 после 90 минут реакции КС с породой вязкость эмульсии значительно снижается, что облегчает процедуру отработки скважины и промывки забоя скважины после ОПЗ.

На рисунках 3.6 и 3.7 показаны результаты исследований тиксотропных свойств ГЭКС при пластовой температуре (60°C) и в нормальных условиях (20°C) соответственно. Исследования были направлены на получение петли гистерезиса в зависимости «скорость сдвига – напряжение сдвига», что позволило определить тиксотропные свойства разрабатываемого эмульгированного КС. По результатам исследований при пластовой и нормальной температуре была доказана возможность использования, разработанного ГЭКС, в качестве химического пакера (отклонителя).

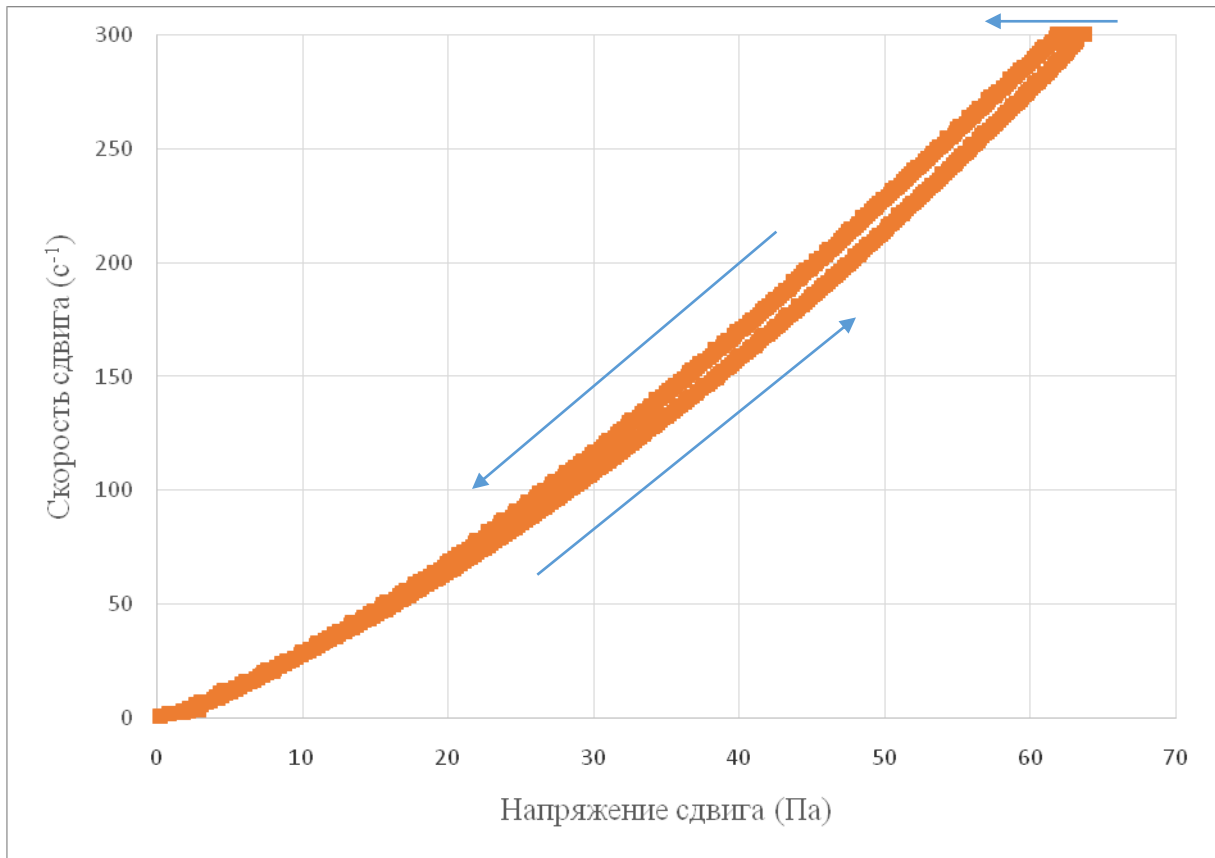


Рисунок 3.6 – Тиксотропные свойства эмульсии при пластовой температуре (60°C):  
ось Y – скорость сдвига (с<sup>-1</sup>); ось X – напряжение сдвига (Па)



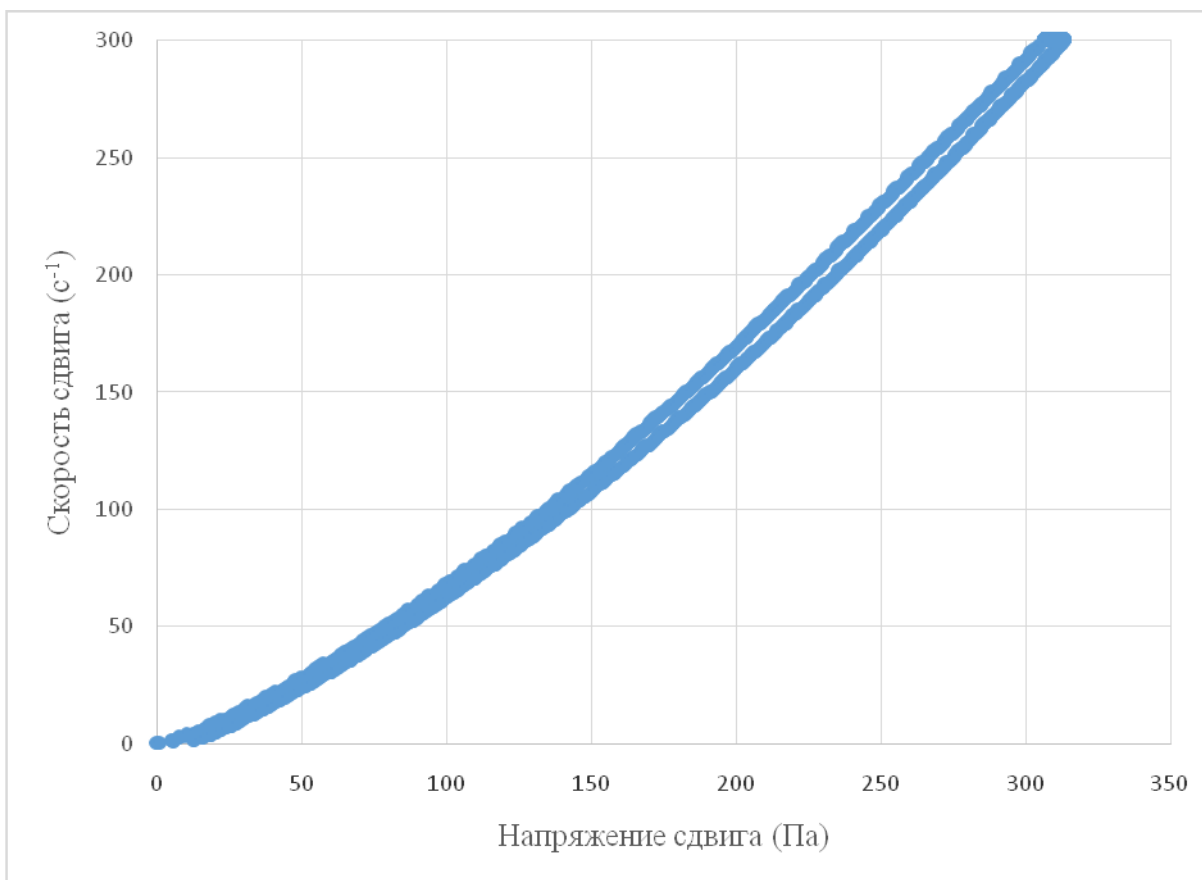


Рисунок 3.7 – Тиксотропные свойства эмульсии при температуре 20°C

На рисунке 3.8 показаны результаты испытаний состава для определения тиксотропных свойств до и после обработки. 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.

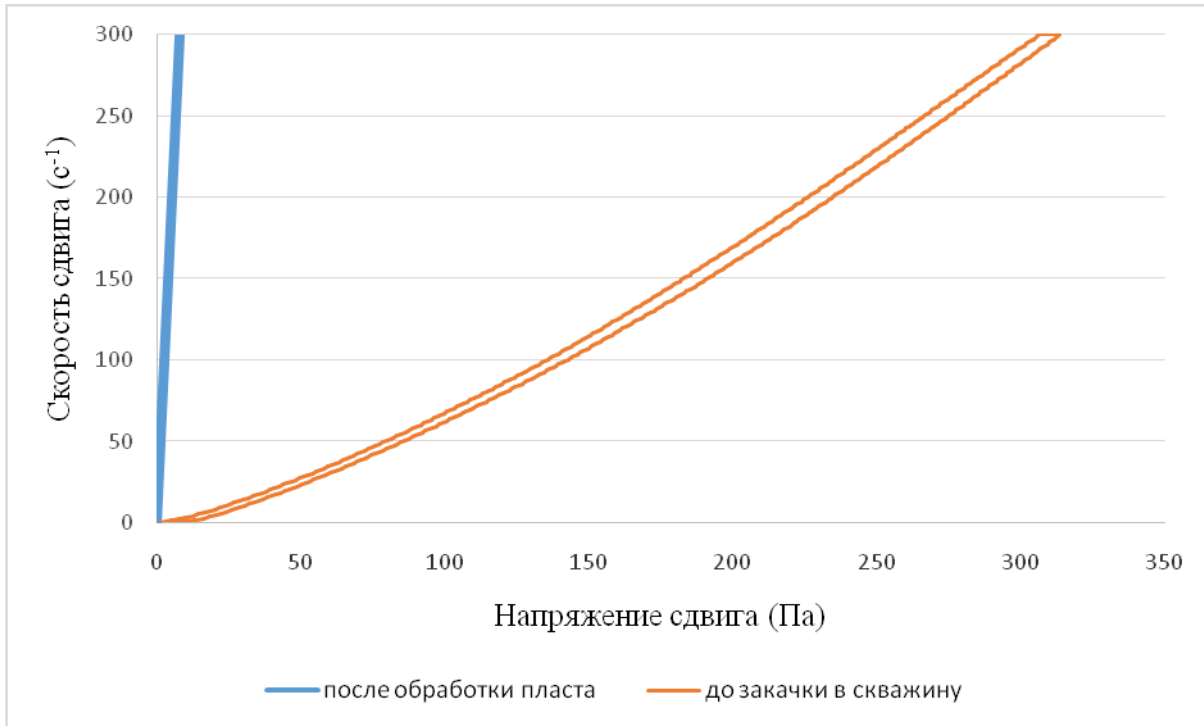


Рисунок 3.8 – Тиксотропные свойства ГЭКС до и после проведения ОПЗ

На рисунке 3.9 показана динамика изменения вязкости относительно всех этапов КО с использованием ГЭКС. На диаграмме можно выделить 2 пиковых значения:

- 1 – вязкость КС при контакте с породой;
- 2 – вязкость КС на этапе оттока из пласта (отработки скважины после ОПЗ).

При контакте с породой вязкость достигает максимального значения, что способствует отклонению реагента в направлении целевого интервала (зон). Минимальное значение вязкости наблюдается после полного реагирования кислоты с породой при оттоке отработанного состава из пласта в скважину, что позволяет проводить качественную отработку скважины после ОПЗ.

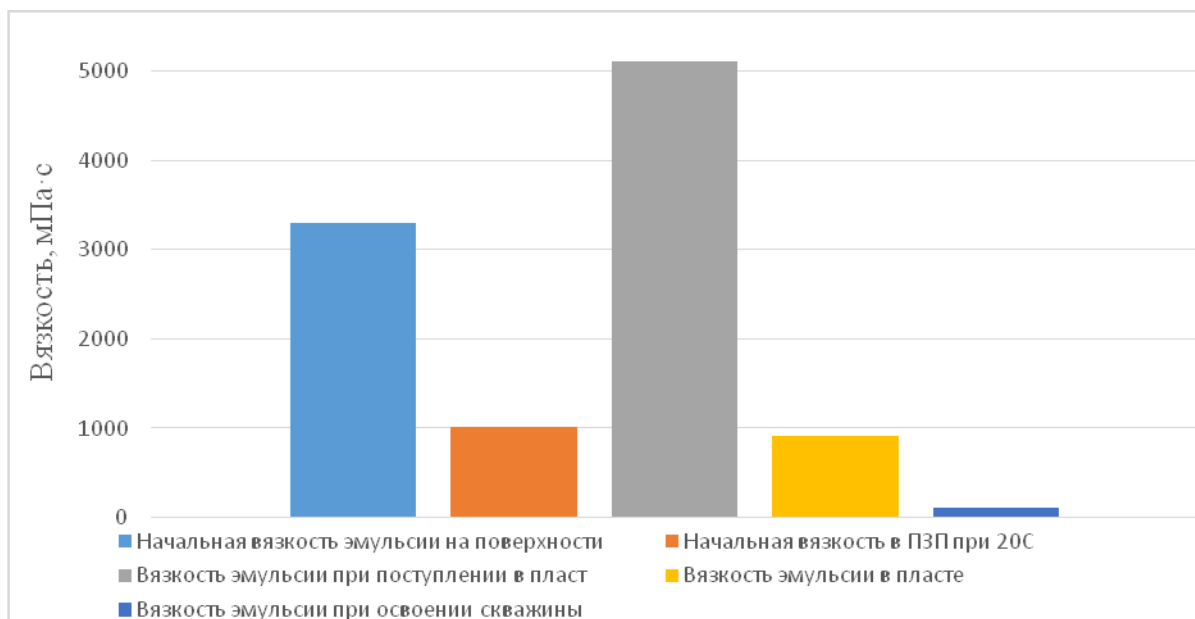


Рисунок 3.9 - Динамика изменения вязкости относительно всех этапов КО с использованием ГЭКС

### 3.4 Результаты лабораторных исследований, сопровождавших разработку основной партии хим. реагента, закачиваемого в скважину для обработки призабойной зоны

Представленные ниже по тексту рисунки схематично отображают результаты лабораторных экспериментов, сопровождавших разработку основной партии химреагента ГЭКС. Все исследования проводились при температуре, моделирующей пластовую ( $60^{\circ}\text{C}$ ).

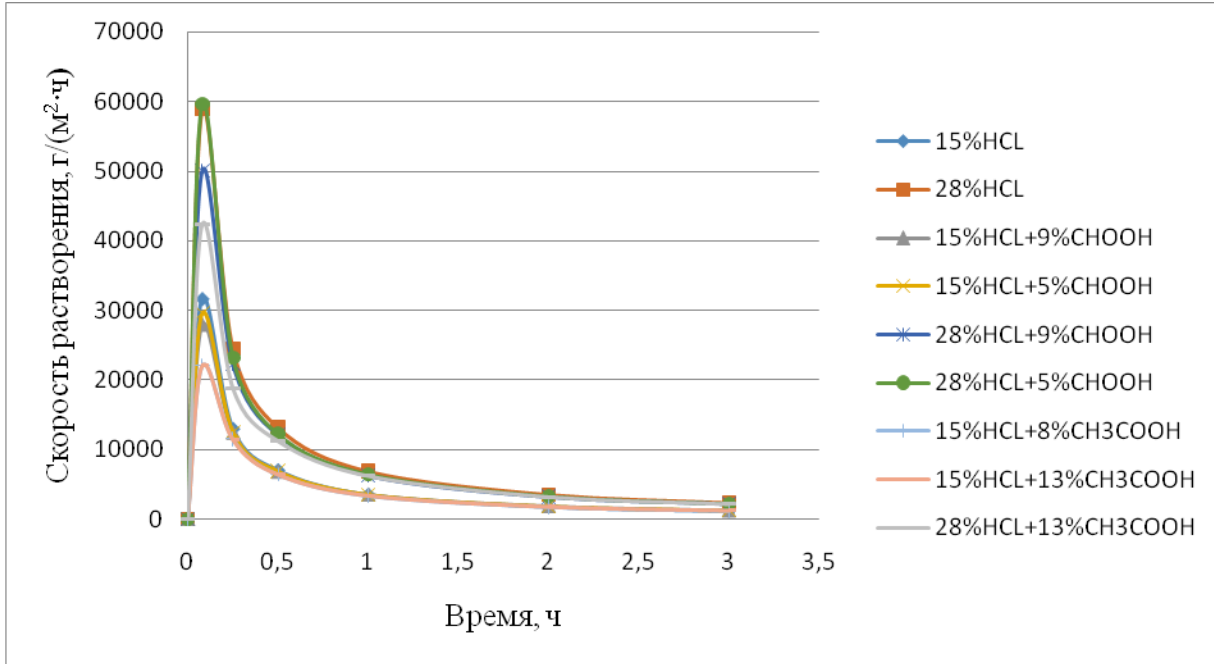


Рисунок 3.10 – Скорость реакции между кислотными составами и породой

На рисунке 3.10 отображены результаты исследований, направленные на измерение скорости реакции, характерной для разных кислотных составов. Как и предполагалось, для соляной кислоты с концентрацией 28% характерна наибольшая скорость реакции. Также можно наблюдать, что снижение скорости реакции происходит при добавлении к соляной кислоте муравьиной или уксусной кислоты. Пятнадцатипроцентный раствор соляной кислоты в сравнении с 28% раствором является более оптимальным для использования в КС. Из представленных результатов видно, что КС в виде чистого 28% раствора соляной кислоты обладает максимальной скоростью реакции, а КС из смеси 15% раствора соляной кислоты и 13% уксусной кислоты – наименьшей.

На рисунке 3.11 представлены значения скоростей растворения карбонатной породы в различных КС. Очевидно, что для 28% раствора соляной кислоты характерна наибольшая скорость растворения породы по

сравнению с другими КС. Как можно заметить, добавление уксусной и муравьиной кислот не оказывает позитивного влияния на растворяющую способность КС, но в то же время это помогает оставаться КС химически активным на больший период времени. Цель добавления органических кислот к основной кислоте не увеличение показателя скорости растворения породы, а пролонгация действия КС во времени при контакте с породой.

На рисунках 3.12 и 3.13 также показано, что добавление органических кислот увеличивает время нейтрализации КС.

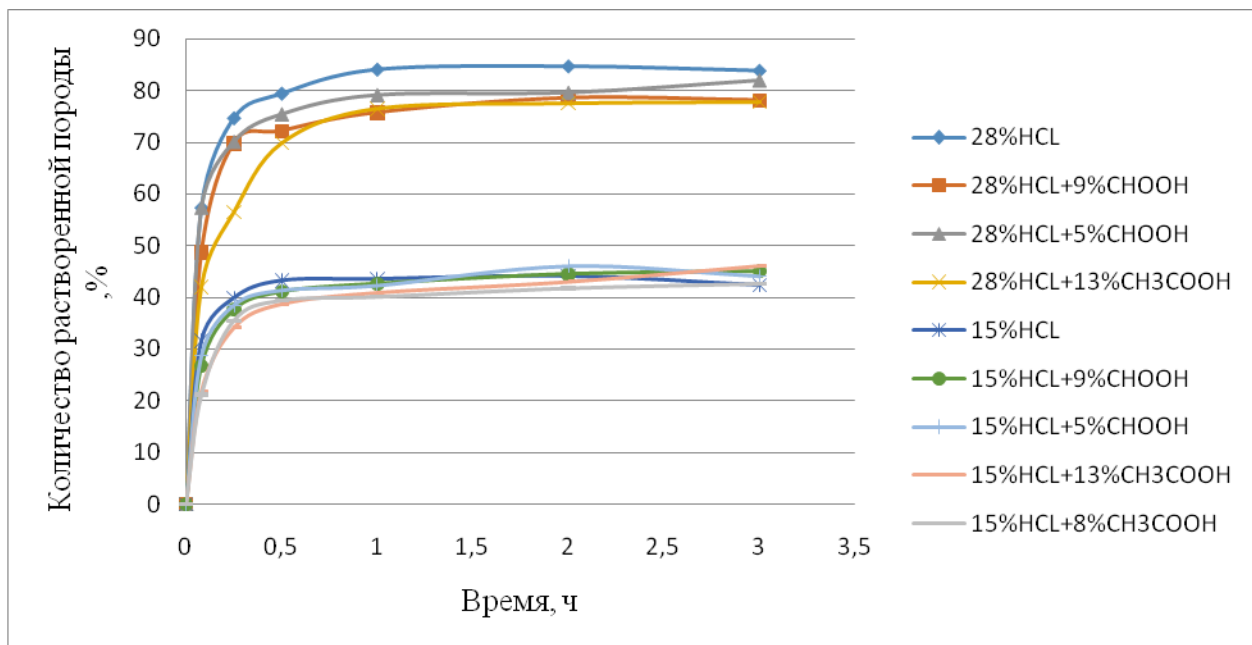


Рисунок 3.11 – Скорость растворения породы в различных КС

На рисунке 3.12 отображены результаты исследований, подтверждающих то, что добавление в раствор соляной кислоты растворов органических кислот пролонгирует действие КС. Для чистого 15% раствора соляной кислоты практически максимум растворяющей способности относительно карбонатной породы достигается уже на 30й минуте, затем скорость растворения снижается. Это означает, что после 30й минуты КС практически полностью прореагировал, у него пропадает растворяющая способность. При добавлении 9% раствора муравьиной кислоты и 13%

раствора уксусной кислоты максимальный уровень скорости растворения породы достигается после 180й минуты. Оптимальная скорость растворения породы достигается при смешивании 15% раствора соляной кислоты и 13% уксусной кислоты.

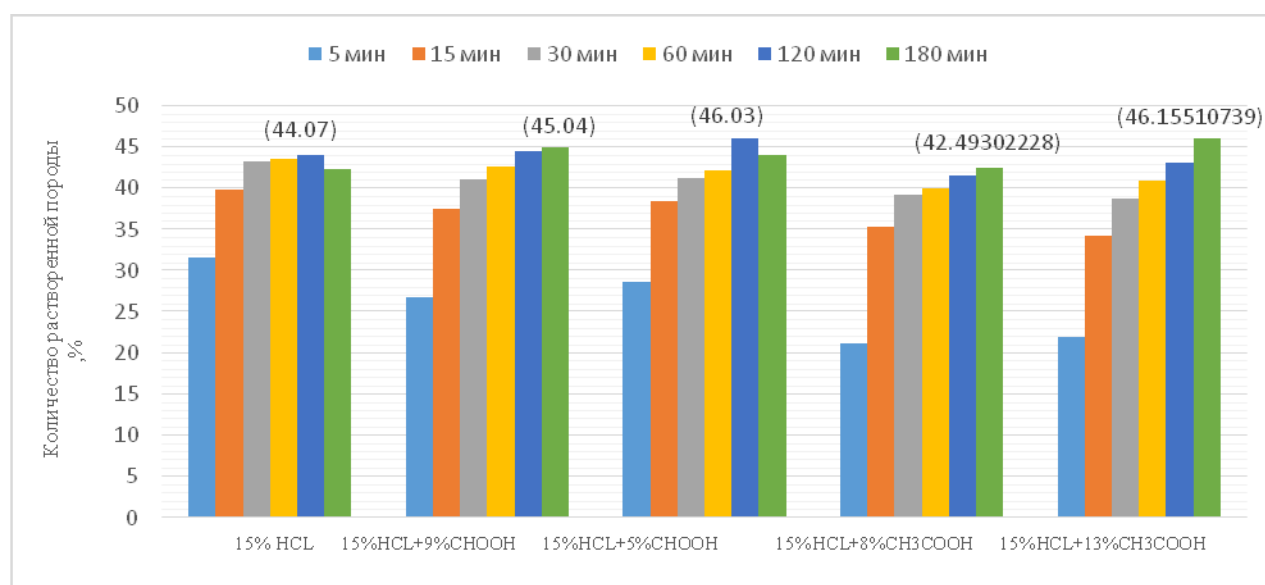


Рисунок 3.12 – Скорость растворения КС с содержанием 15% раствора соляной кислоты

На рисунке 3.13 представлены результаты испытаний кислотных составов с использованием 28% раствора соляной кислоты при пластовой температуре (60°C). Максимальная скорость реакции для 28% раствора соляной кислоты без примесей достигается после 60й минуты, при добавлении 5% муравьиной или 13% уксусной кислоты время достижения максимальной скорости реакции находится в интервале от 120 до 180 минут. В то же время наблюдается значительное замедление скорости реакции кислотного состава с использованием 13% уксусной кислоты. Из графиков также видно, что изучаемый КС, состоящий из 28% HCl и 5% муравьиной кислоты обладает одной из самой высокой растворяющей способностью. Хотя рассмотренный КС (28% HCl и 5% муравьиная кислота) и обладает

высокой растворяющей способностью, в то же время для этого КС характерна высокая скорость реакции, что ограничивает его применение для КО. Более высокая скорость реакции означала бы, что сама реакция будет происходить только на поверхностном слое породы.

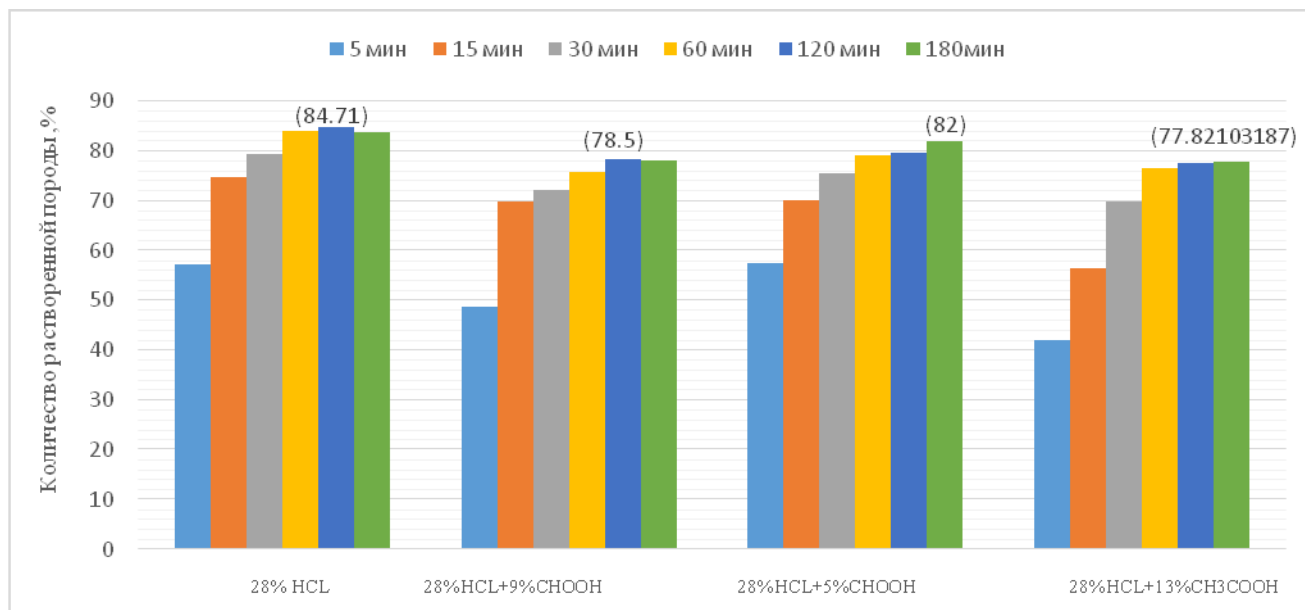


Рисунок 3.13 - Скорость растворения КС с содержанием 28% раствора соляной кислоты

На рисунке 3.14 отражены графики зависимости скорости реакции карбонатной породы с 15% раствором соляной кислоты с добавлением ПАВ с массовой концентрацией 0,2 – 1%. Как видно на графике, 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 принимает меньшие значения, чем при массовой концентрации ПАВ 0,2%, при смешивании ПАВ с 15% раствором соляной кислоты.

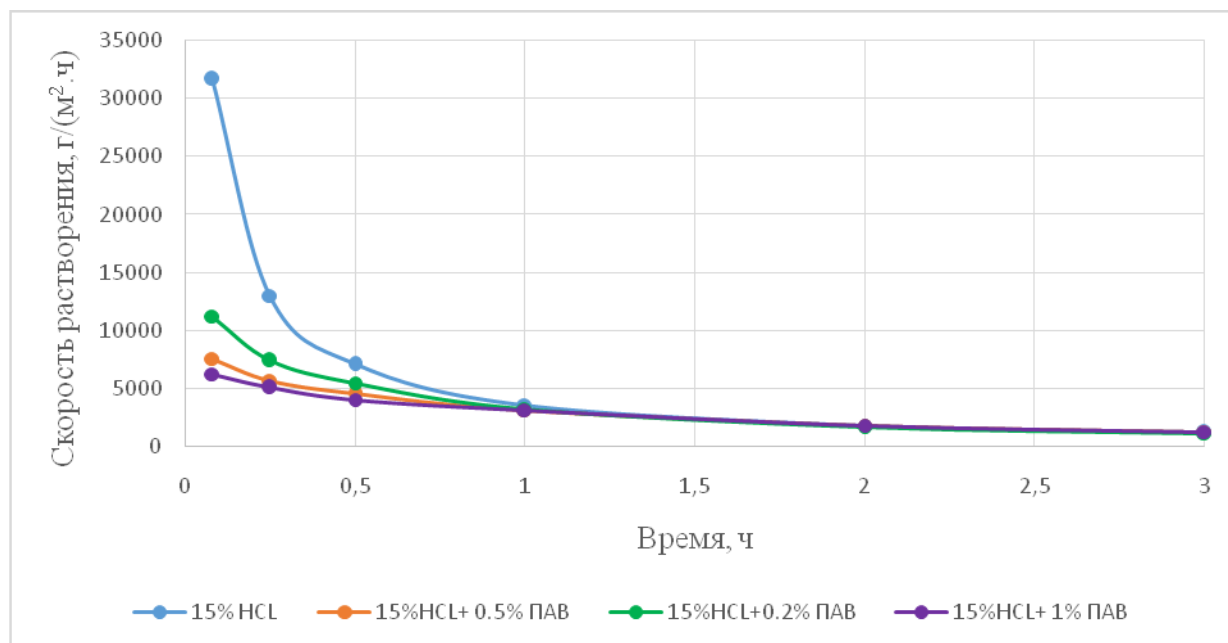


Рисунок 3.14 – Скорость реакции 15% соляной кислоты с породой при добавлении ПАВ в концентрации 0,2%, 0,5% и 1%

На рисунке 3.15 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).



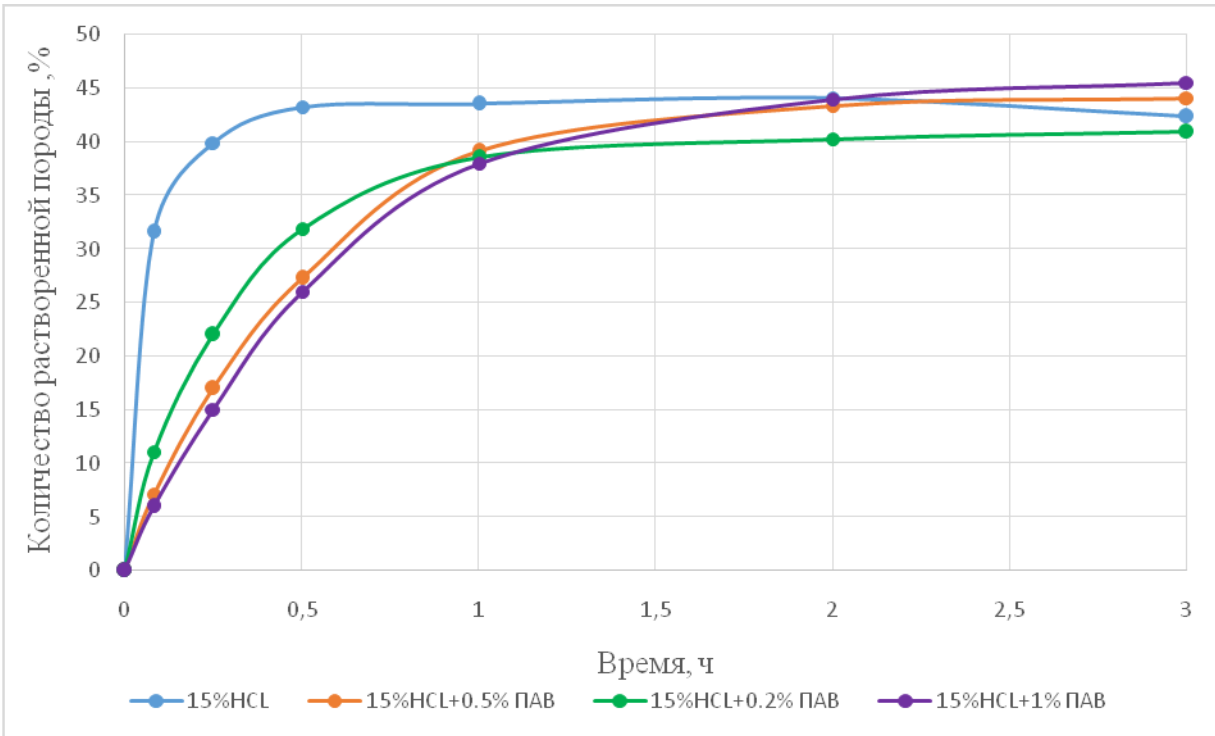


Рисунок 3.15 – Скорость растворения породы в 15% растворе соляной кислоты с добавлением ПАВ в концентрациях 0,2%, 0,5% и 1%

Проанализировав результаты проведенных лабораторных экспериментов для нахождения оптимальной основной партии жидкости для интенсификации притока, получен вывод о том, что смешивание соляной кислоты с органическими кислотами (уксусной и муравьиной), а также с ПАВ, показывает лучшие результаты по сравнению с закачкой чистой кислоты при пластовой температуре. В частности, использование 15% HCl и ПАВ с массовой концентрацией 0,5% показывает оптимальную скорость реакции и скорость растворения по сравнению с другими изученными смесями с добавлением ингибиторов. Таким образом, КС на основе 15% раствора соляной кислоты с добавлением ПАВ (GF-15 MPS) с массовой долей 0,5% был выбран в качестве основной партии агента для проведения кислотной обработки ПЗП.

### 3.5 Исследование минералогического состава образцов горной породы

Перед проведением фильтрационных исследований был проведен анализ минералогического состава керна, используемого при испытаниях. Результаты определения мин состава представлены в текущем разделе. Для исследования использовались два образца породы, по одному с каждого пропластка (с верхнего и нижнего интервалов).

#### Петрографическое описание керна

##### *Шлиф 1/2*

Скрытокристаллический известняк. Микроскопическое определение – скрытокристаллический известняк.

Минеральный состав:

Порода состоит из мельчайших зернышек кальцита размерностью (0,01) мм. Карбонат I – 85 %, карбонат II – 5 %, магнетит – 2 %, гетит - 3 %, пирит - 3 %, гематит – 1-2 %.

Микроструктура – пелитоморфная. Микротекстура – ориентированная.

Под микроскопом обнаруживается известняк. Основная масса породы (90 %) сложена зернистым бесцветным карбонатом, с перламутровыми интерференционными цветами, размером 0,01 мм. Помимо карбоната основной массы наблюдается карбонат в ветвящихся прожилках, мощностью 0,05-0,1 мм, зернистый карбонат имеет размерность до 0,05 мм. Идентифицировать такой скрытокристаллический агрегат карбоната под микроскопом невозможно, макроскопически принадлежность минерала к доломитам или кальцитам можно легко решить с помощью реакции с соляной кислотой. В основной массе отмечается единственный порфиробласт карбоната – размерностью 0,2x0,6 мм, с хорошо развитыми полисинтетическими двойниками, в ксеноморфном виде, что позволяет отнести его к кальциту.

Рудный минерал образует тонкую вкрапленность в породе. Отмечается тонкозернистый магнетит в выделениях неправильных форм размером 0,01 мм, кристалликах кубического габитуса. Минерал неравномерно рассеян обособленными зернами в полотне породы. Гематит наблюдается в виде отдельных редких пластинчатых кристаллов размерностью 0,1 мм. Гетит развивается по тонким трещинкам в породе, на отдельных периферийных участках порода покрыта пятнами гидроокислов железа. Трещинки имеют мощность – 0,05 мм, составляют не более 5 % от объема породы в шлифе. На отдельных участках обнаружен пирит - образует цепочечную вкрапленность изометричных кристаллов (кубики, пентагондодекаэдры) размером 0,1-0,2 мм.

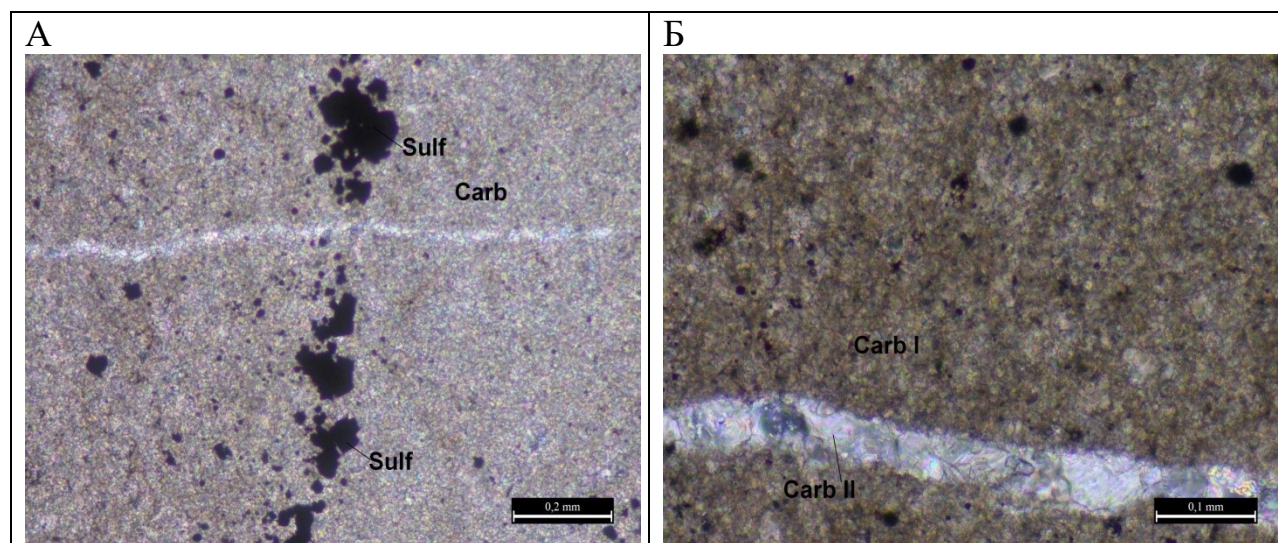


Рисунок 3.16 – Фото шлифа 1/2 (Оптический микроскоп Leica DH2500): Sulf – сульфиды, Carb -карбонат; А – в центральной части поля зрения, цепочка вкрапленных изометричных кристаллов пирита; Б – нижней части поля – прожилки, выполненные карбонатом второй генерации.

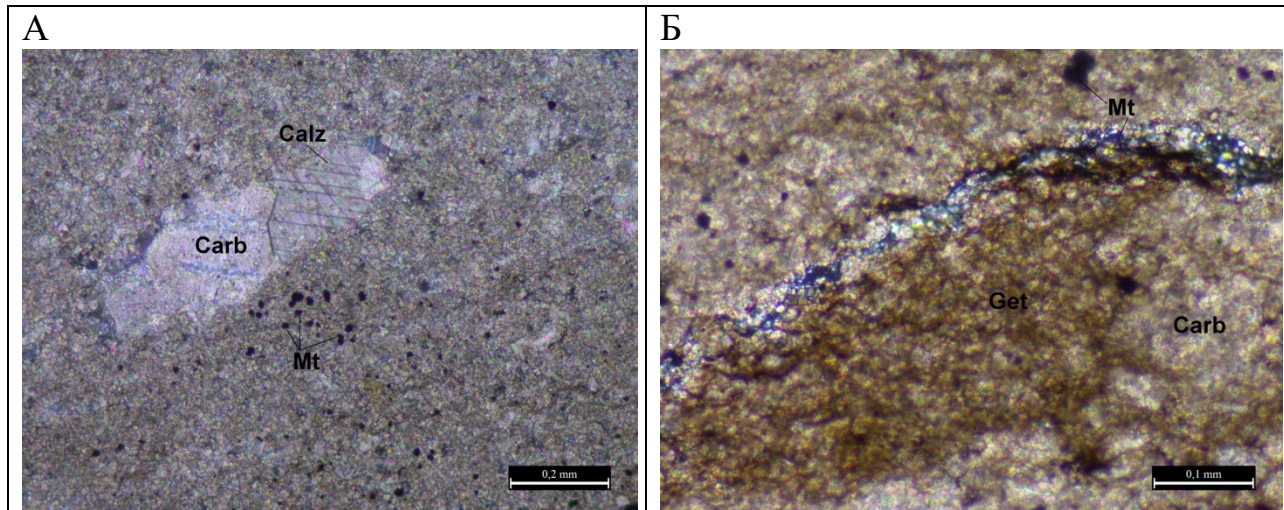


Рисунок 3.17 – Шлиф 1/2 (Оптический микроскоп Leica DH2500): Sulf – сульфиды, Carb – карбонат, Calz – кальцит, Mt – магнетит, Get – гетит; А – в центральной части поля зрения единственный крупный кристалл кальцита, с проявленными полисинтетическими двойниками; Б – в верхней части поля магнетит развивается по трещинке в основной массе породы

### *Шлиф 1/1*

Шлиф 1/1 – Скрытокристаллический известняк

Полный аналог породы в шлифе 1/2

### *Шлиф 1/4*

Шлиф 1/4 – Скрытокристаллический известняк

Микроскопическое определение – скрытокристаллический известняк.

Минеральный состав:

Порода состоит из мельчайших зернышек кальцита размерностью (0,01) мм. Карбонат I – 87 %, карбонат II – 5 %, магнетит – 2 %, гетит - 2 %, пирит - 3 %, гидробиотит – 1%.

Микроструктура – пелитоморфная. Микротекстура – ориентированная.

Под микроскопом обнаруживается известняк. Основная масса породы - 92 % сложена зернистым бесцветным карбонатом, с перламутровыми интерференционными цветами, размером 0,01 мм. Помимо карбоната основной массы наблюдается карбонат в ветвящихся прожилках, мощностью



0,1 мм, зернистый карбонат имеет размерность до 0,05 мм. Идентифицировать такой скрытокристаллический агрегат карбоната под микроскопом невозможно, макроскопически принадлежность минерала к доломитам или кальцитом можно легко решить с помощью реакции с соляной кислотой. Рудный минерал образует тонкую вкрапленность в породе. Отдельные чешуйки гидробиотита выделяются рыжевато-желтым цветом, имеют чешуйчатую форму, размер – 0,05 мм. Отмечается тонкозернистый магнетит в выделениях неправильных форм размером 0,01 мм, кристалликах кубического габитуса. Минерал неравномерно рассеян обособленными зернами в полотне породы. Гетит развивается по тонким трещинкам в породе, на отдельных периферийных участках породе покрыта пятнами гидроокислов железа, но чаще трещинки остаются незаполненными. Трещинки имеют мощность – 0,05 мм, в раздувах до 0,1 мм составляют не более 7 % от объема породы в шлифе. Сульфиды (пирит) - образует изометричные кристаллы (кубики, пентагондодекаэдры) размером до 0,1 мм.

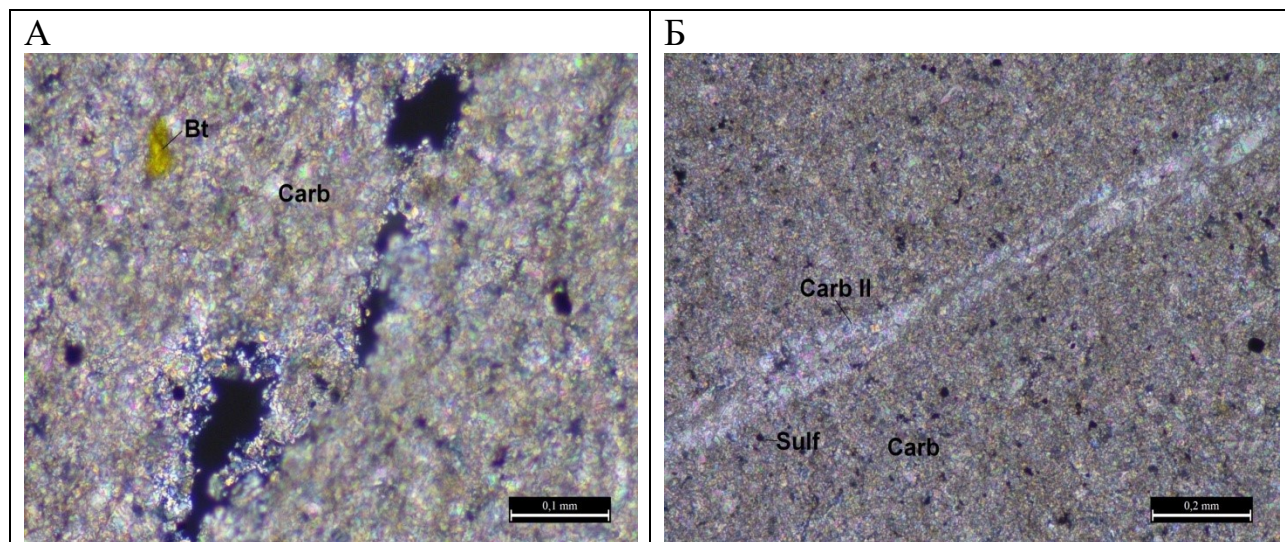


Рисунок 3.18 – Шлиф 1/4 (Оптический микроскоп Leica DH2500): Sulf сульфиды; Carb –карбонат; Bt – гидробиотит; А – в центральной части поля зрения, участки трещиноватости породы; Б – секущий тонкий

прожилок с карбонатом второй генерации

### *Шлиф 1/3*

Шлиф 1/3 – Скрытокристаллический известняк

Микроскопическое определение – скрытокристаллический известняк.

Минеральный состав:

Порода состоит из мельчайших зернышек кальцита размерностью 0,01 мм, отличается от породы в шлифах 1/2 и 1/4 - отсутствием микротрещин. Карбонат I – 92 %, карбонат II – 3 %, магнетит – 2 %, гетит - 2 %, пирит - 1 %. Микроструктура – пелитоморфная. Микротекстура – ориентированная.

Под микроскопом обнаруживается известняк. Основная масса породы - 95 % сложена зернистым бесцветным карбонатом, с перламутровыми интерференционными цветами, размером 0,01 мм. Помимо карбоната основной массы наблюдается карбонат в прожилках мощностью 0,1 мм., зернистый карбонат имеет размерность до 0,05 мм. Идентифицировать такой скрытокристаллический агрегат карбоната под микроскопом невозможно, макроскопически принадлежность минерала к доломитам или кальцитом можно легко решить с помощью реакции с соляной кислотой. Рудный минерал образует тонкую вкрапленность в породе. Отдельные чешуйки гидробиотита выделяются рыжевато-желтым цветом, имеют чешуйчатую форму, размер – 0,05 мм. Отмечается тонкозернистый магнетит, в выделениях неправильных форм размером 0,01 мм, кристалликах кубического габитуса. Минерал неравномерно рассеян обособленными зернами в полотне породы. Сульфиды (пирит) - образует изометричные кристаллы (кубики, пентагондодекаэдры) размером до 0,1 мм.

В основной массе отмечается единое овальное зерно халцедона размером 0,05 мм.

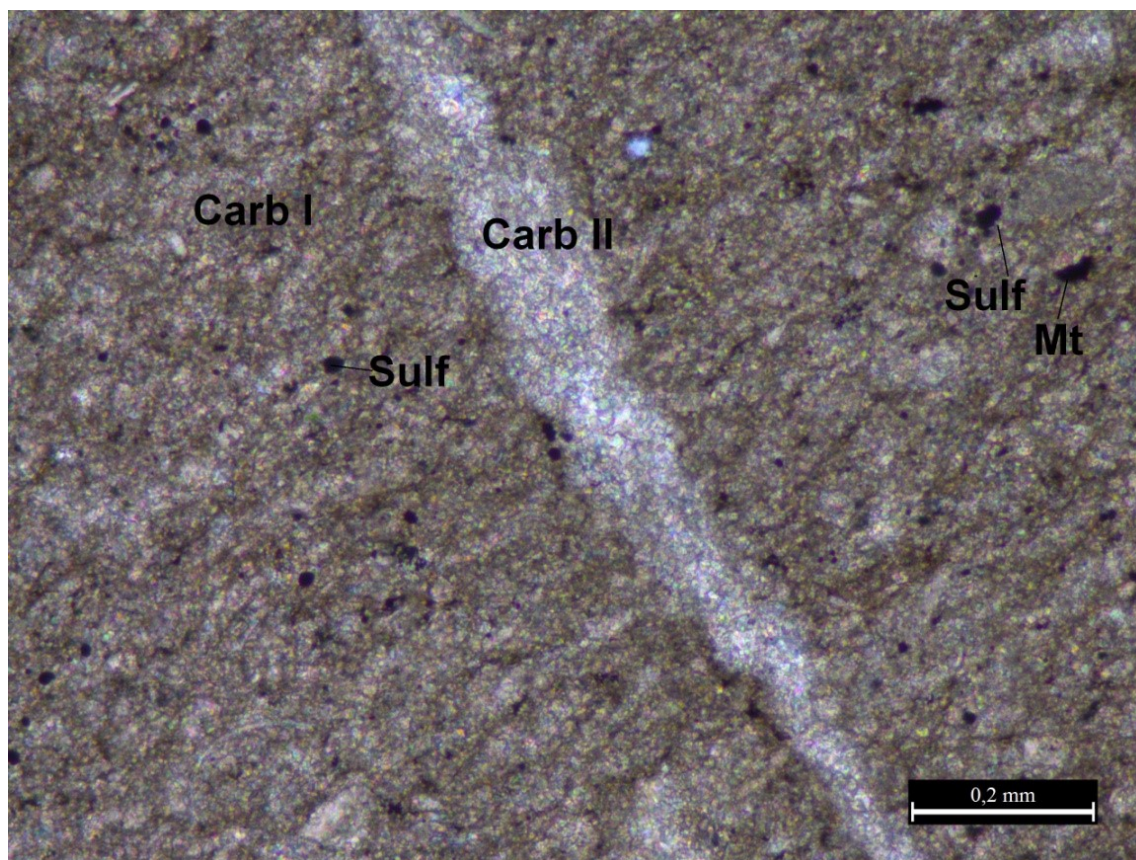


Рисунок 3.19 – Шлиф 1/3 (Оптический микроскоп Leica DH2500): Sulf – сульфиды; Carb – карбонат; А – в центральной части поля зрения прожилок, выполненный карбонатом второй генерации

### 3.6 Подбор ингибитора коррозии

Коррозия промышленного оборудования является одной из наиболее затратных проблем для добывающих компаний. Поэтому при проведении геолого-технических мероприятий, связанных с кислотной обработкой пласта, необходимо в обязательном порядке использовать в составе агрессивных по отношению к металлам технологических жидкостей ингибиторы коррозии [17,9].

На сегодняшний день на рынке представлено огромное количество различных марок ингибиторов коррозии (ИК), что говорит об отсутствии универсальных разработок. Это вынуждает компании тратить немалые

средства на подбор реагентов, которые будут не только максимально эффективными в конкретных условиях работы скважины или разрабатываемого объекта в целом, но и удовлетворять потребности компании в стоимости реагента.

«Под термином ингибиторы коррозии (от латинского inhibit – сдерживать, останавливать, предотвращать) понимаются химические вещества, влияющие на физико-химические процессы в коррозионной системе и способные предотвращать, сдерживать или останавливать коррозию и уменьшать наносимый ею вред» [12].

Ингибиторы коррозии, которые нашли широкое применение, как добавка в кислотные составы, представляют собой поверхностно-активные вещества, защитное действие которых заключается в их адсорбции на поверхность НКТ или обсадных колонн, что временно предотвращает контакт агрессивных сред с поверхностью металла.

Помимо «классического» способа снижения коррозионной активности кислотных составов путем простого добавления ингибитора, специалисты активно используют технологию, основанную на применении обратных кислотных эмульсий [16,18,19]. Положительный эффект достигается путем смешивания ингибированной кислоты и углеводородной фазы (нефть, дизельное топливо и пр.) с эмульгатором. В результате такого смешивания глобулы кислоты находятся в оболочке углеводородной фазы, что значительно снижает контакт кислоты с нефтепромысловым оборудованием и, следовательно, саму коррозию.

Исследования по определению коррозионной активности ингибированных кислотных составов (15% HCl + 2% ингибитора ВНПП-2, ВНПП-2-В или ИНКОРГАЗ-21Т + 83% вода) и обратных кислотных эмульсий (15% HCl + 2% эмульгатора ВНПП-ЭМ марок А и Б + 40%



дизельное топливо + 43% вода), проведенные авторами работы [5], показали высокую эффективность ингибиторов ВПП-2, ВПП-2-В для обычных кислотных составов и ВПП-ЭМ марки Б для эмульсионных. Скорость коррозии при исследовании составов с отмеченными ингибиторами не превысила  $1,05 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ .

Стоит заметить, что применение комплексного ПАВ, с функциями эмульгатора и ингибитора коррозии в кислотном составе характеризуется меньшим снижением скорости коррозии по сравнению с использованием только ИК.

В монографии [6] автор отмечает, что содержание в кислотном составе высокомолекулярных ингибиторов коррозии в некоторых случаях приводит к снижению проницаемости кернов по нефти после фильтрации через них кислотных составов за счет адсорбции ингибитора на стенках поровых каналов. Также автор обращает внимание, что кислотный состав, содержащий ИК при длительном соприкосновении с металлами, может провоцировать появление труднорастворимых осадков в виде соединений ИК с ионами железа.

Поэтому важно подбирать ИК, который в низкой концентрации позволит в необходимой степени снизить коррозионную активность кислотного состава.

В этой работе для исследований использовались ИК, реализуемые на рынке под торговыми марками «ИКУ-118» и «Сi-300». Исследования проводились с использованием общепринятого гравиметрического метода, а именно определялась потеря массы пластинок стали после удаления продуктов коррозии.

Стальные пластинки (сталь марки 3) зачищают мелкозернистой шлифовальной бумагой, измеряют геометрические размеры и определяют их

площадь, протирают спиртом для удаления грязи и жирных пятен, обертывают фильтровальной бумагой и высушивают в шкафу при 30-40 °С в течение 15 минут. Затем пластины взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,0001 г и опускают в исследуемые кислотные составы на специальных некорродирующих подвесах (нитях). Для каждого кислотного состава проводится два параллельных эксперимента. Объем требуемого для эксперимента кислотного состава берется равным 100 мл. После того, как стальные пластины опущены в исследуемый кислотный состав, их оставляют в нем на срок в 8 часов при пластовой температуре (60 °С). По истечении заданного времени пластины вынимают, промывают дистиллированной водой, протирают спиртом, фильтровальной бумагой, высушивают в сушильном шкафу в течение 15 минут, затем взвешивают так же с точностью до 0,0001 г [14].

Скорость коррозии определяется по формуле:

$$V_{\text{кор}} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t}, \quad (3.1)$$

где:  $m_1$  – масса пластины до опыта, г;

$m_2$  – масса пластины после опыта, г;

$S$  – площадь пластины, м<sup>2</sup>;

$t$  – время, ч;

$V_{\text{кор}}$  — скорость коррозии, г/м<sup>2</sup>·час.

Определяется коэффициент замедления коррозии ингибитором и степень защиты ингибитором от коррозии [11]. Коэффициент замедления показывает, во сколько раз уменьшается скорость коррозии в результате действия ингибитора. Этот коэффициент вычисляется по формуле:

$$\gamma = \frac{i}{i^*}, \quad (3.2)$$

где  $i$  и  $i^*$  – скорости коррозии без ингибитора и в присутствии соответственно.

Степень защиты от коррозии, характеризующая полноту подавления коррозии, рассчитывается по формуле:

$$z = \frac{i - i^*}{i} \cdot 100\% \quad (3.3)$$

Результаты исследований с массовыми концентрациями ингибиторов 0,01; 0,05; 0,1; 0,25 и 0,5% в составе 15%НCl + 0,5% ПАВ-гидрофобизатор (GF-15 MPS) приведены в табл 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты исследований ингибиторов коррозии при 60 °С в составе 15%НCl + 0,5% ПАВ (GF-15 MPS)

Ингибитор коррозии	Концентрация ингибитора коррозии, % масс.				
	0,01	0,05	0,1	0,25	0,5
	Скорость коррозии в присутствии ингибитора коррозии, г/м <sup>2</sup> ·час				
Сi-300	0,86	0,73	0,62	0,47	0,31
ИКУ-118	0,84	0,68	0,61	0,45	0,30
	Степень защиты от коррозии, %				
Сi-300	86,07	88,14	89,91	92,27	94,95
ИКУ-118	86,36	88,94	90,00	92,65	95,17

Результаты исследований с массовыми концентрациями ингибиторов 0,01; 0,05; 0,1; 0,25 и 0,5% в составе 15%НCl + 0,5%эмульгатора + нефть остальное(ГЭКС) приведены в табл 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты исследований ингибиторов коррозии при 60 °С в составе 15%НCl + 0,5%эмульгатора + нефть остальное (ГЭКС)

Ингибитор коррозии	Концентрация ингибитора коррозии, % масс.				
	0,01	0,05	0,1	0,25	0,5
	Скорость коррозии в присутствии ингибитора коррозии, г/м <sup>2</sup> ·час				
ИКУ-118	0,30	0,23	0,17	0,12	0,10
Сi-300	0,31	0,28	0,19	0,15	0,13

Из полученных результатов видно, что сравнительно хорошей эффективностью характеризуются оба рассмотренных ингибитора коррозии – Сi-300 и ИКУ-118. Необходимо отметить, что российский ингибитор (ИКУ-118) обладает лучшими защитными свойствами нежели иностранный (Сi-300). Как показано в таблице 3.4, ингибитор коррозии ИКУ-118 для состава 15%НCl + 0,5% ПАВ (GF-15 MPS) при концентрации 0,25% (масс.) является оптимальным вариантом для снижения скорости коррозии. При этом скорость коррозии остается меньше 0,5 г/м<sup>2</sup>·час, а степень защиты от коррозии составляет 92,65%. Также из таблицы 3.5 видно, что скорость коррозии ингибиторов ИКУ-118 и Сi-300 при концентрации 0,01 для состава 15%НCl + 0,5% эмульгатора + нефть остальное (ГЭКС) составляет 0,30 и 0,31 г/м<sup>2</sup>·час. Данные величины скоростей коррозии ниже 0,5 г/м<sup>2</sup>·час. Как показано в таблицах 3.4 и 3.5, с увеличением концентрации ингибиторов коррозии скорость коррозии снижается. Но выбранные концентрации ингибитора ИКУ-118 (0,25% для 15%НCl + 0,5% ПАВ (GF-15 MPS) и 0,01 для 15%НCl + 0,5% эмульгатора + нефть остальное (ГЭКС) являются более экономными, так как при этих концентрациях наблюдается допустимая

скорость коррозии. Таким образом, для дальнейших экспериментов ингибитор коррозии ИКУ-118 использовался при этих концентрациях.

### 3.7 Подбор добавки для предотвращения образования осадков

Кислотная обработка пласта сопровождается протеканием химических реакций с первых секунд контакта кислоты с породослагающими минералами. Поэтому крайне важно при подборе кислотного состава анализировать состав пород и правильно выбирать компоненты для технологической жидкости.

Карбонатные пласты в основном представлены кальцитом и доломитом. В таблице 3.6 представлены результаты анализа химических реакций наиболее популярных кислот с карбонатными минералами, а также представлены возможные осадки при протекании таких реакций.

Как видно из таблицы, отсутствием образования труднорастворимых осадков при реакции с карбонатными минералами отмечаются соляная, азотная, уксусная, лимонная и сульфаминовая кислоты. Использование сульфаминовой кислоты ( $\text{NH}_2\text{HSO}_3$ ) при повышенных температурах характеризуется протеканием интенсивного гидролиза, в результате которого происходит накопление ионов  $\text{SO}_4^{2-}$  в кислотном составе [8], что впоследствии может привести к образованию плохо растворимых в воде сульфатов кальция или магния.

Авторами работы [21] проведены исследования, по оценке растворяющей способности. Наиболее реакционноспособной и доступной для потребителя является соляная кислота, которая и используется автором данной работы, как основа кислотного состава.

Таблица 3.6 – Результаты анализа возможности протеканий хим. реакции и образования осадков

Минерал Кислота	Кальцит $\text{CaCO}_3$	Доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$
Реакция с $\text{HCl}$	+	+
Реакция с $\text{HF}$	+ -	+
Примечание	$\downarrow \text{CaF}_2$	
Реакция с $\text{HNO}_3$	+	+
Реакция с $\text{H}_3\text{PO}_4$	+ -	+ -
Примечание	$\downarrow \text{CaHPO}_4$	$\downarrow \text{CaHPO}_4$ $\downarrow \text{MgHPO}_4$
Реакция с $\text{H}_2\text{SO}_4$	+ -	+ -
Примечание	$\downarrow \text{CaSO}_4$	$\downarrow \text{CaSO}_4$ $\downarrow \text{MgSO}_4$
Реакция с $\text{NH}_2\text{HSO}_3$	+	+
Реакция с $\text{CH}_3\text{COOH}$	+	+
Реакция с $\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_7$	+	+

Однако причиной осадкообразования в процессе реакции кислотного состава (КС) с породой могут и находящиеся в растворе ионы железа. Данные ионы попадают в раствор при контакте КС с наземным оборудованием и НКТ [32, 62] или в результате растворения содержащих *Fe* минералов [54]. Сами процессы образования осадков начинают протекать по мере снижения кислотности технологического состава. Финалом этих процессов является получение не растворимой в воде гидроокиси железа, что крайне неблагоприятно сказывается на фильтрационно-емкостных свойствах пласта-коллектора.

В литературе [20] отмечается возможность предотвращения образования нерастворимых водой комплексов железа за счет добавки в состав органических кислот. Например, таких как уксусная, лимонная,

винная и др. Также возможно использование органических соединений с количеством функциональных групп равным двум. К ним относят спирты, амины и альдегиды.

Хорошую популярность среди специалистов обрели так называемые “хелатные агенты” [52]:

- нитрилотриуксусная кислота (НТА);
- этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТА);
- диэтилентриаминпентауксусная кислота (ДТПА);
- нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ);
- оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ);
- 2-оксипропилен-1,3-диаминотетраметилфосфоновая кислота (ДПФ).

В Российской Федерации довольно распространенным представителем хелатных агентов является динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА- $\text{Na}_2$ ) или «Трилон Б». Однако данный реагент плохо растворим в воде и автором [24] рекомендуется использование более растворимого агента – этилендиаминтетраацетат натрия (ЭДТА- $\text{Na}_4$ ). Дальнейшие исследования проводились с использованием этого реагента, а также для сравнения была взята лимонная кислота.

За основу для исследования осадкоудерживающей способности была взята методика из работы [14], которая базируется на работе [24]. Готовился 10 масс. % раствор  $\text{FeCl}_3$  для получения ионов железа в растворе кислоты. Брался мерный цилиндр диаметра, достаточного для помещения в него электрода рН-метра и устанавливался на предварительно разогретую до пластовой температуры площадку магнитной мешалки. В него помещался предварительно разогретый до пластовой температуры исследуемый состав в

объеме 10 мл и добавлялся 1 мл хлорного железа. Раствор перемешивался стеклянной палочкой до достижения однородной системы. Далее с помощью пластикового шприца добавлялся 10% раствор NaOH в объеме 1 мл, все перемешивалось и определялось рН среды. Щелочь добавлялась до достижения значения рН 4-5 и визуально отмечалось наличие бурого осадка гидроокиси железа. При отсутствии осадка в раствор добавлялось хлорное железо по 0,1 мл. Записывалось максимальное количество хлорного железа, которое не выпало в осадок. Производился перерасчет на чистое железо. В опытах участвовали составы: 15%HCl + 0,5% ПАВ (GF-15 MPS) + (0,25; 0,5; 1; 3 и 5 масс. %) ЭДТА-Na<sub>4</sub>.

Результаты исследований приведены на рис. 3.20.

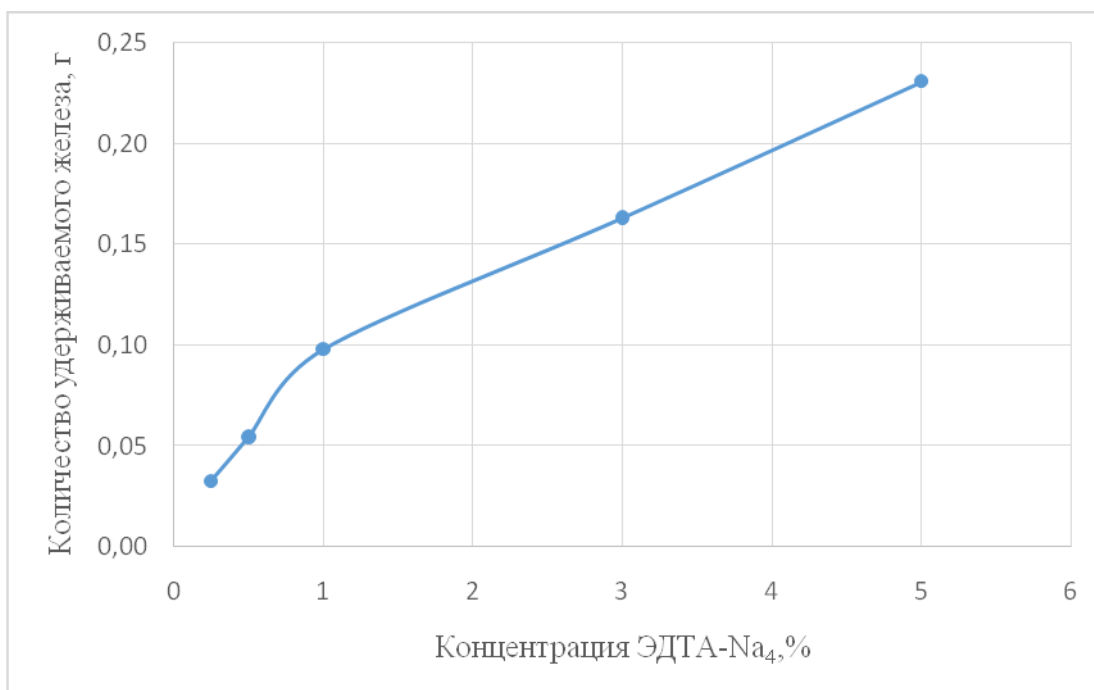


Рисунок 3.20 – Осадкоудерживающая способность тетранатриевой соли ЭДТА в составе раствора 15%HCl + 0,5% ПАВ (GF-15 MPS)

Итак, анализ результатов экспериментов показал, что этилендиаминтетраацетат натрия обладает хорошей способностью к удержанию ионов железа в растворенном виде.



### **3.8 Совместимость кислотного состава с пластовыми флюидами**

Исследования совместимости разработанного КС проводились по методике, описанной далее по тексту.

В прозрачной баночке с плотно закрывающейся крышкой объемом 100 мл смешивают 50 мл анализируемого кислотного состава с 50 мл устьевой пробы пластовой воды либо нефти, тщательно перемешивают и помещают в термошкаф. В кислотный состав добавляется 5000 ppm раствора хлористого железа. Эксперименты проводят при 20°C и при пластовой температуре.

В ходе теста на совместимость с пластовой водой визуально наблюдают, образуется осадок или нет через 5 и 30 минут. В случае проведения теста с нефтью, перед помещением исследуемой пробы в термошкаф после тщательного перемешивания, крышку необходимо оставить приоткрытой и наблюдать на предмет разделения фаз кислоты и нефти через 5 и 30 минут. После этого содержимое баночки с нефтью проливается через сито с размером ячейки 160-200 меш.

Совместимыми считаются составы, которые не образуют осадков с пластовой водой и не образуют эмульсий с нефтью.

В результате проведенных исследований на совместимость с нефтью разработанный состав для низкопроницаемых пропластков успешно прошел тест на совместимость.

Таким образом, можно проводить фильтрационные исследования для оценки эффективности разработанных кислотных составов.

### **3.9 Результаты фильтрационного исследования гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава с параллельным использованием двух образцов керна**

В таблице 3.7 указаны характеристики образцов, использовавшихся в ходе эксперимента.

Таблица 3.7 – Данные по керну, использовавшемуся при проведении фильтрационных исследований

Образец	Пористость, %	Начальная проницаемость по нефти, мкм <sup>2</sup>
Высокопроницаемый (1)	18,7	0,110
Низкопроницаемый (2)	17,2	0,0046

На рисунке 3.21 показана динамика давления на входе в течение проведения эксперимента при скорости закачки флюида – 0,5 см<sup>3</sup>/мин. Температура системы поддерживалась на уровне 60 °С.

Во время первого этапа – закачки легкой нефти давление стабилизировалось на уровне 2МПа. После стабилизации давления была закачена первая партия подобранного кислотного состава (15% соляная кислота с ПАВ концентрацией 0,5%+ 5%ЭДТА-Na<sub>4</sub> + 0,25 ИКУ-118). Как и предполагалось, исходя из результатов численного эксперимента и проведенных исследований, первая партия КС целиком прошла через 1 образец (высокопроницаемый), и как показано на рисунке 3.21 при давлении 9 МПа и объеме закаченного реагента, равном 0,365 от порового объема, произошел прорыв кислоты.

После прорыва была замерена проницаемость 1 образца для последующего сравнения этого показателя после обратной промывки, чтобы впоследствии определить вероятное остаточное разрушение породы после закачки кислоты (которое потенциально является причиной снижения проницаемости). После этапа закачки первой партии состава проницаемость 1 образца достигла уровня в 1,628 мкм<sup>2</sup>. Далее была закачена ГЭКС + 0,01% ИКУ-118, цель которой заблокировать трещины и червоточины высокопроницаемого керна для того, чтобы перенаправить действие кислоты

на необработанный 2 образец (низкопроницаемый). Как только ГЭКС была подана в систему, начался процесс её реакции с породой. Полагаясь на результаты испытаний ГЭКС на этом этапе, он должен обладать наибольшей вязкостью. Учитывая высокую вязкость, реагент должен начать заполнять и блокировать пустотные пространства, каверны, трещины и червоточины при контакте с породой. На рисунке 3.21 можно наблюдать, как на описываемом этапе увеличилось давление закачки на фоне снижения подвижности. Известно, что функция давления зависит от подвижности флюида, которая снизилась на фоне роста вязкости флюида снижения эффективной проницаемости, что привело к росту давления до уровня 24,7 МПа. Из графика на рисунке 3.21 видно, что при закачке 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.

Так как основной задачей было блокирование первого образца с последующим перенаправлением реагента ко второму образцу, закачка эмульсии была прекращена и был начат процесс откачки эмульсии из труб и соединений системы. Эта операция моделирует процесс очистки забоя в реальных условиях.

На следующем этапе была произведена закачка следующей партии подобранного КС (15% соляная кислота с ПАВ концентрацией 0,5%+ 5% ЭДТА-Na4 + 0,25% ИКУ-118) в образцы. На четвертом этапе (который отображен на рисунке 3.21) заметно, что после закачки реагента объемом равным 0,48 порового объема при давлении закачки 15,1 МПа произошел прорыв состава через второй образец (по результатам визуального наблюдения жидкости в выходной трубке из участка второго образца). Как можно заметить (рисунок 3.21), падение давления при прорыве флюида на

втором этапе больше, чем на первом. Это объясняется тем, что на первом этапе суммарная проницаемость системы была выше, чем на четвертом этапе, так как на четвертом этапе суммарная проницаемость системы складывалась из экранированного первого образца и второго образца, проницаемость которого кратно ниже проницаемости первого. Так как проницаемость породы напрямую связана с подвижностью, а давление закачки возрастает с понижением подвижности, то скачок давления на 4 этапе был выше, чем на первом.

Последний этап – это вызов обратного притока (отработка). Основываясь на результатах реологических тестов, вязкость эмульсии на момент пятого этапа должна быть минимальной, и в дополнение должна пропасть тиксотропия, что облегчает обратную промывку. Задача этого этапа – исследовать, насколько легко вызвать приток отработанной эмульсии из породы и зарегистрировать, не произошло ли снижение проницаемости из-за закачки КС в породу. После промывки проницаемость 1 образца составила  $1,632 \text{ мкм}^2$ . Увеличение проницаемости после 4 этапа вызвано реагированием кислоты в составе блокирующей эмульсии с породой, а также эффектом матричной обработки незадействованных ранее участков первого керна при закачке 3 партии кислотного состава. Очевидно, что отработанная эмульсия может быть легко вымыта из пласта в процессе отработки скважины и вызова притока без дополнительных мер. Также замерена проницаемость 2 образца после обработки. Как было описано ранее во 2 образце, в конце 4 этапа произошел прорыв, что привело к увеличению проницаемости образца до уровня в  $0,470 \text{ мкм}^2$ , что доказывает способность КС отклонять кислоту от высокопроницаемого интервала для эффективного воздействия на низкопроницаемый пропласток.

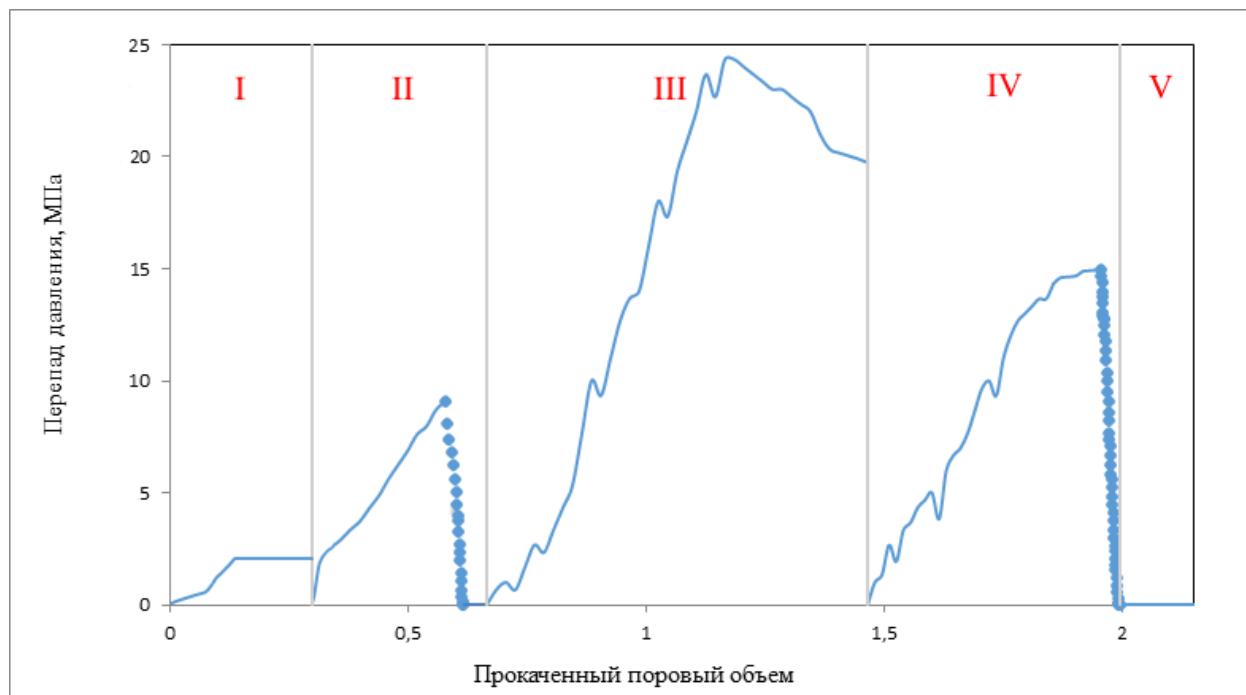


Рисунок 3.21 – Динамика давления закачки в течении закачки кислотного состава при расходе жидкости 0,5 см<sup>3</sup>/мин и температуре 60°С относительно прокаченной кислоты в поровых объемах:  
 I–прокачка легкой нефти в обратном направлении; II – прямая закачка первой партия подобранного КС; III – прямая закачка гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава (ГЭКС); IV – прямая закачка следующей партии подобранного КС; V–обратная закачка легкой нефти

Результаты фильтрационного эксперимента приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты фильтрационного эксперимента

Образец	Количество прокаченных поровых объемов кислоты до момента прорыва	Конечная фазовая проницаемость, мкм <sup>2</sup>
Высокопроницаемый (1)	0,365	1,632
Низкопроницаемый (2)	0,489	0,470

### ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

По результатам проведенных анализа литературы и лабораторных экспериментов можно сделать следующие выводы.

1. Результаты показывают, что ГЭКС эффективна для интенсификации притока в карбонатных пластах с кратно отличающимися по ФЕС продуктивными интервалами. Исследования показали, что эмульгатор с олеиновой, линолевой, линоленовой и соляной кислотами дает наиболее стабильную смесь с наивысшей вязкостью и хорошей способностью к отработке. Этот эмульгатор рекомендуется в качестве одного из компонентов ГЭКС (проницаемость верхнего пропластка увеличена с  $0,110 \text{ мкм}^2$  до  $1,632 \text{ мкм}^2$ , а нижележащего - с  $0,0046 \text{ мкм}^2$  до  $0,470 \text{ мкм}^2$  после процедуры отклонения и перенаправления воздействия кислоты).

2. Смешивание HCl с органическими кислотами (уксусная и муравьиная) дает лучшие показатели по сравнению с чистым раствором соляной кислоты. Использование 15% HCl с ПАВ (GF-15 MPS) при концентрации 0,5% обеспечивает оптимальную скорость реакции и скорость растворения по сравнению с другими изученными составами путем увеличения времени нейтрализации реагирующей основы.

## **ГЛАВА 4 ДИЗАЙН КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ РАЗРАБОТАННЫХ СОСТАВОВ**

Как было ранее отмечено, за последние сто лет в области развития технологий кислотных обработок были достигнуты значительные успехи, но в то же время нельзя забывать и отрицательный опыт в этой области. Кислотная ОПЗ по своей сути имеет двойственную природу с точки зрения желаемого эффекта: в то время как в одних условиях она оказывает положительное влияние, в других условиях может быть вовсе не применима [49]. 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 [33].

Для проведения исследований, которые легли в основу представленной работы, была создана модель, основывающаяся на реальном месторождении, расположенном на Ближнем Востоке. На этом месторождении большинство скважин вскрывают два продуктивных горизонта, которые сильно отличаются по ФЕС. Вышележащий пропласток имеет кратно большую проницаемость, чем нижний. Всего на месторождении 45 скважин, строительство 44 из них закончено.

### **4.1. Факторы, влияющие на эффективность проведения мероприятия**

Для проведения операции по кислотной обработке пласта необходимо соблюсти следующие требования:

1. Провести работы по подготовке прилегающей территории скважины для расстановки специализированной техники и специального оборудования.

2. Скважина и наземная арматура должны быть технически исправными; эксплуатационная клон и цементное кольцо герметичные (проведены испытания по опрессовке и/или акустическая цементометрия).

3. Проведен инструктаж бригады КРС по технике безопасности.

4. Подготовлена и проверена вся необходимая техника, инструмент и технологические жидкости.

5. Проведена подготовка скважины к ОПЗ (например, поднято насосное оборудование).

#### **4.2. Критерии по подбору скважин - кандидатов**

В качестве основных, в работе можно выделить 3 момента:

1. С помощью численного эксперимента была подтверждена потенциальная эффективность применения ГЭКС на одном из месторождений, расположенном в районе Ближнего Востока. Численный эксперимент подтвердил необходимость разработки ГЭКС с улучшенной отклоняющей способностью, что позволит равномерно воздействовать на оба продуктивных горизонта (с разными ФЕС).

2. Проведены лабораторные эксперименты по физическому моделированию кислотной обработки:

2.1. Проведение ряда химико-аналитических исследований в процессе разработки ГЭКС.

2.2. Проведение исследований на определение эффективности различных смесей кислот и ПАВ для определения оптимального состава основной активной пачки КС.



2.3. Проведение исследований на определение отклоняющих характеристик КС при испытании технологии многостадийной КО на установке с параллельно-установленными кернами (в целях подтверждения свойств ГЭКС).

3. Результаты показывают, что эмульгированная кислотная система (ГЭКС) эффективна для интенсификации притока в карбонатных пластах с кратно отличающимися по ФЕС продуктивными интервалами. Исследования доказали, что эмульгатор с олеиновой, линолевой, линоленовой и смоляной кислотами дает наиболее стабильную смесь с наивысшей вязкостью и хорошей способностью к отработке. Этот эмульгатор рекомендуется в качестве одного из компонентов в технологии КО с применением ГЭКС.

4. Критерии применимости, предлагаемой технология кислотной обработки сложнопостроенных карбонатных пластов:

- одновременная эксплуатация двух пластов;
- коллектор поровый, трещинно-поровый;
- резкое падение суточного дебита скважины;
- неоднородный профиль приемистости по ПГИ;
- разница в проницаемости 10 и более раз;
- проницаемость высокопроницаемого пласта не менее  $0,08 \text{ мкм}^2$ ;
- пластовая температура  $50-70 \text{ }^\circ\text{C}$ .

#### **4.3. Моделирование технологии интенсификации притока на основе разработанного кислотного состава**

Рассмотрим технологию для случая, когда верхняя высокопроницаемая залежь является интервалом поглощения закачиваемого флюида, что не дает реагентам попадать в нижележащую залежь с значительно меньшей проницаемостью.

Перед началом проведения кислотной обработки осуществляются

подготовительные работы, такие как: расстановка техники для проведения кислотной обработки (рисунок 4.1), промывка скважины нефтью или дизельным топливом, опрессовка всей системы (от насосной установки до забоя скважины) водой или нефтью.

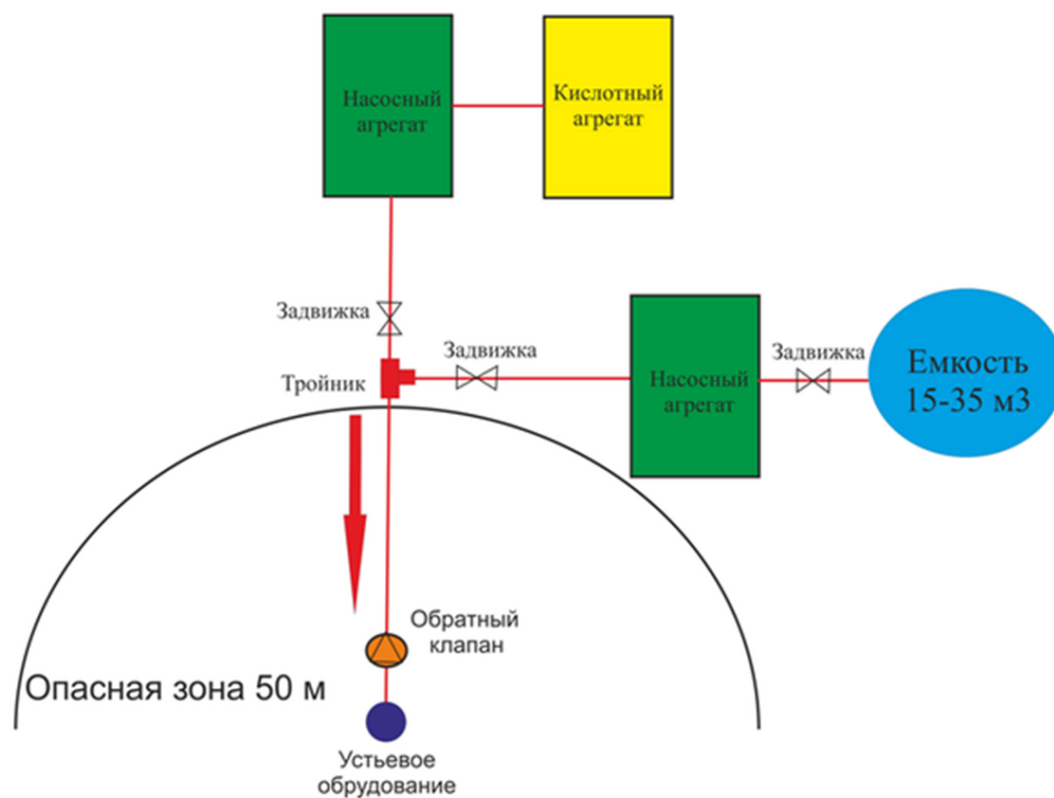


Рисунок 4.1 – Технологическая схема обвязки оборудования с арматурой устья при проведении кислотной обработки

После окончания подготовительных работ осуществляется предложенная технология кислотной обработки в следующей последовательности:

#### I этап

С использованием насосной установки, удовлетворяющей регламенту проведения ОПЗ, выполняем закачку в пласт подобранного КС1 в объеме 15,1 м<sup>3</sup>. Закачка выполняется при заранее выбранном расходе. В дальнейшем выполняется закачка в высокопроницаемый пропласток приготовленный

блокирующий состав ГЭКС в объеме 14,7 м<sup>3</sup>.

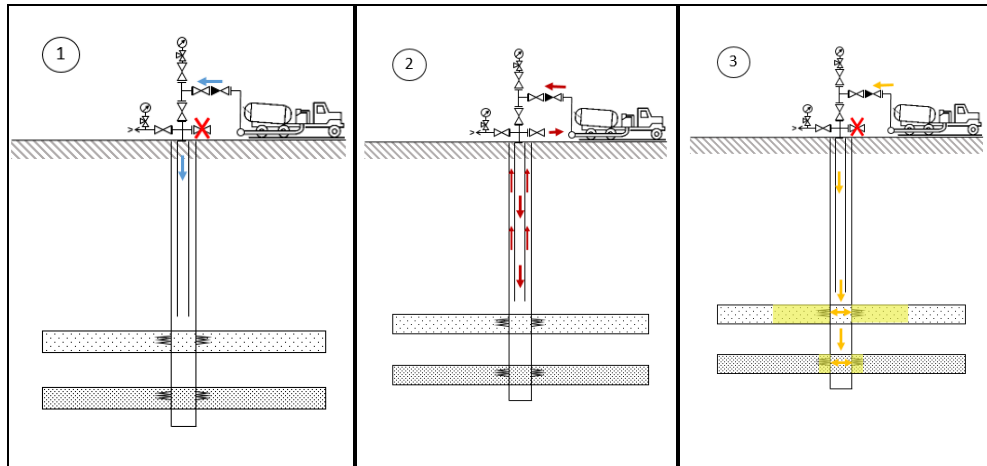


Рисунок 4.2 – Начальный этап

II этап

Осуществляется промывка всего объема скважины с обеспечением циркуляции выбранного КС2 для вымывания эмульсии ГЭКС. С использованием насосной установки выполняется закачка в пласт выбранного КС2 в необходимом объеме и при заранее выбранном расходе.

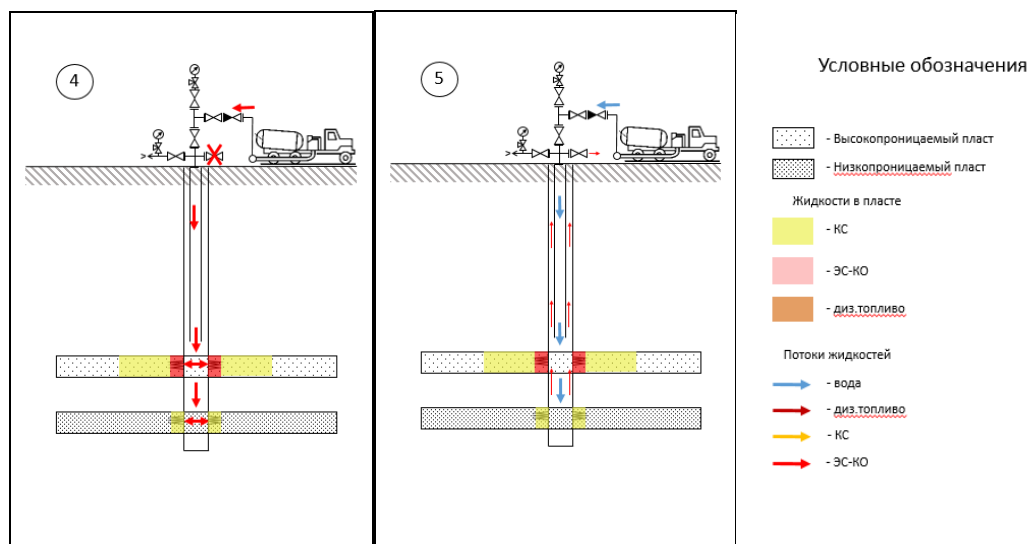


Рисунок 4.3 – Основной этап

III этап

На данном этапе осуществляется закачка и продавка выбранного КС2 нефтью или дизельным топливом в рассчитанном объеме при скорости

закачки 1 м<sup>3</sup>/мин.

#### IV этап

На заключительном этапе производится промывка скважины и вызов притока с извлечением блокирующей эмульсии и прореагировавшей кислоты с продуктами реакции из ПЗП.

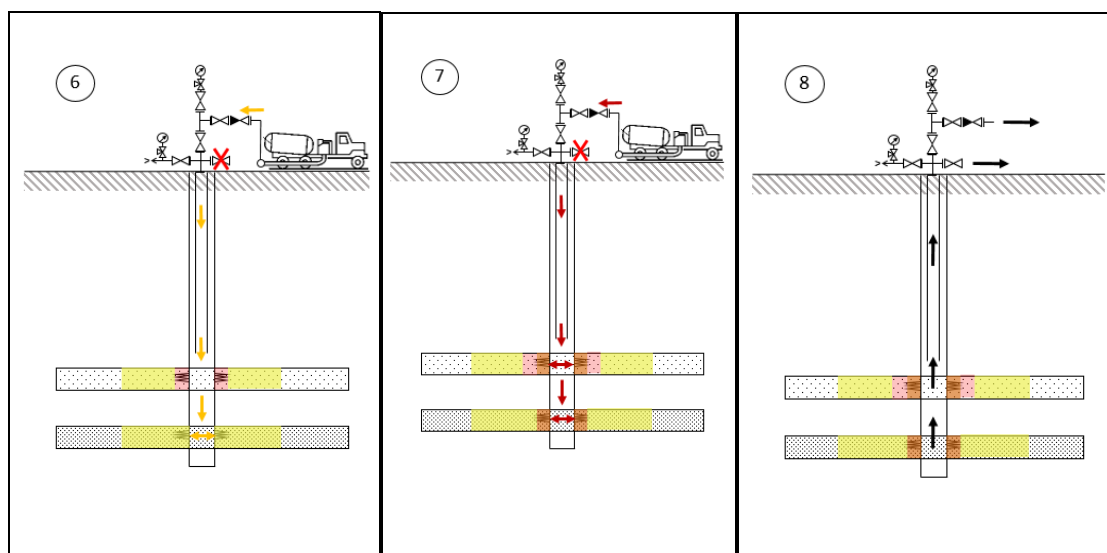


Рисунок 4.4 – Завершающий этап

Как сообщалось ранее, данная технология позволит изначально попасть кислотной эмульсии в высокопроницаемые трещины, пустоты и червоточины в силу своей высокой вязкости. Это позволит направлять подобранный кислотный состав в обход зоны поглощения. Прокатка выбранного кислотного состава вымывает эмульсию из ствола скважины путем циркуляции жидкости на забое и под давлением продавливается в низкопроницаемый пласт, который в предшествующих этапах не был охвачен воздействием. Последний этап представляет собой промывку скважины и вызов притока с извлечением блокирующей эмульсии и прореагировавшей кислоты с продуктами реакции из ПЗП.

В результате возможно обработать два вскрытых продуктивных пласта значительно разной проницаемости без использования дополнительного

оборудования.

#### 4.4. Оценка эффекта от предлагаемого комплекса мероприятий

Для оценки эффективности технологии КО в этой работе использован такой показатель, как коэффициент продуктивности скважины. Коэффициент продуктивности является показателем потенциала конкретной скважины или одним из количественных показателей гидродинамической связи скважины с коллектором, который можно измерить. В сокращенном виде коэффициент продуктивности скважины обозначается буквой «J».

Очевидно, что коэффициент продуктивности – это очень важный параметр, который необходимо учитывать при эксплуатации скважин.

Закон Дарси, который описывает фильтрацию жидкости в пористой среде без учета гравитационного эффекта, представлен в виде уравнения (4.1)

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu L} \quad (4.1)$$

где  $q$  - расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$

$k$ - проницаемость,  $\text{мкм}^2$

$A$ - площадь поперечного сечения,  $\text{м}^2$

$\mu$ - вязкость жидкости,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$

$\Delta p$ - разница давлений,  $\text{Па}$

$L$ - длина,  $\text{м}$

Исходя из представленного уравнения, закон Дарси связывает расход жидкости с проницаемостью, площадью поперечного сечения, длиной, вязкостью и перепадом давления. Можно сделать вывод о том, что увеличение проницаемости напрямую влияет на увеличение расхода фильтрующейся жидкости.

Коэффициент продуктивности представляет собой отношение дебита

жидкости в пластовых условиях к разнице давления на контуре и забойного давления на уровне середины продуктивного интервала (формула 4.2) [37].

$$J = \frac{q}{\Delta p} [\text{м}^3/\text{с}/\text{Па}] \quad (4.2)$$

В условиях псевдо-установившегося притока жидкости к скважине, коэффициент продуктивности скважины определяется следующим образом (Формула 4.3)

$$J = 0,0078 kh / (\mu B (\ln (r_e / r_w) - 0,5 - S)) \quad (4.3)$$

где k- проницаемость, мкм<sup>2</sup>

h- эффективная толщина коллектора, м

$\mu$  - вязкость жидкости, мПа·с

B- объемный коэффициент жидкости, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>

$r_e$ - радиус контура питания, м

$r_w$ - радиус скважины, м

S- скин-фактор

Основываясь на представленной формуле (4.3), можно утверждать, что коэффициент продуктивности является функцией проницаемости, т.к. напрямую зависит от нее. Чем выше проницаемость, тем выше коэффициент продуктивности.

В представленной работе была разработана технология КО и специальный КС, которая значительно повышает проницаемость (проницаемость верхнего и нижнего интервалов изменилась со 0,110 мкм<sup>2</sup> до 1,632 мкм<sup>2</sup> и с 0.0046 мкм<sup>2</sup> до 0,470 мкм<sup>2</sup>, соответственно) и создает гидродинамическую связь скважины с пластом в обход закольматированных зон, снижая показатель скин-фактора. Повышение проницаемости и снижение скин-эффекта положительно влияют на коэффициент

продуктивности и, как следствие, повышают потенциал скважины. Таким образом, исходя из проведенных лабораторных испытаний, разработанная технология и кислотный состав могут быть рекомендованы для проведения ОПЗ на скважинах рассмотренного месторождения.

## ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4

В результате проведенных экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы.

1. Проницаемость вследствие использования разработанной технологии значительно увеличивается (проницаемость верхнего и нижнего интервалов изменилась с 0,110 мкм<sup>2</sup> до 1,632 мкм<sup>2</sup> и с 0,0046 мкм<sup>2</sup> до 0,470 мкм<sup>2</sup>, соответственно).

2. Технология позволяет создавать гидродинамическую связь скважины с пластом в обход закольматированных зон, снижая показатель скин-фактора. Изменение двух представленных параметров положительно влияет на коэффициент продуктивности, что увеличивает потенциал скважины.

3. Разработанная технология и кислотный состав могут быть рекомендованы для проведения ОПЗ на скважинах рассмотренного месторождения.

4. Критерии применимости, предлагаемой технология кислотной обработки сложнопостроенных карбонатных пластов:

- одновременная эксплуатация двух пластов;
- коллектор поровый, трещинно-поровый;
- резкое падение суточного дебита скважины;
- неоднородный профиль приемистости по ПГИ;
- разница в проницаемости 10 и более раз;
- проницаемость высокопроницаемого пласта не менее 0,08 мкм<sup>2</sup>;
- пластовая температура 50-70 °С.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты диссертационной работы:

1. Результаты анализа существующих технологий кислотных обработок призабойной зоны нефтяного пласта позволили выявить границы их эффективного применения в зависимости от геолого-физических и технологических условий разработки месторождений, выделив при этом необходимость использования кислотных составов селективного действия для многопластовых сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

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 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.

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- $\text{Na}_4$  (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 ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ**

ПЗП - призабойная зона пласта

КО - кислотная обработка

ОПЗ - обработка призабойной зоны

ГРП - гидравлический разрыв пласта

КГРП - кислотный гидравлический разрыв пласта

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

КС - кислотный состав

ИП - интенсификация притока

ГЭКС - гидрофобизированный эмульсионный кислотный состав

ПАВ - поверхностно-активное вещество

ПО - программное обеспечение

СКО - соляно-кислотная обработка

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ЭК - эмульгированная кислота

МУН - метод увеличения нефтеотдачи

МИП - метод интенсификации притока

ГКО - глино-кислотная обработка

ИДН – интенсификация добычи нефти

ИК – ингибитор коррозии

КИН – коэффициент извлечения нефти

ПНП – повышение нефтеотдачи пластов

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Афанасьев, А.С. Унификация оценок эффективности технических ингибиторов коррозии металлов // Защита металлов. – 1968. – Т.4. – №3. -С.344 – 345.
2. Бабалян, Г.А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г.А. Бабалян, Б.И. Леви, А.Б. Тумасян, Э.М. Халимов. – М.: Недра. – 1983. – 216 с.
3. Басниев, К.С. Нефтегазовая гидромеханика Учебное пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг. – М: Ижевск: институт компьютерных исследований. – 2005. – 544 с.
4. Булгакова, Г.Т. Модель матричной кислотной обработки карбонатов: влияние осадка на процесс растворения / Г.Т. Булгакова, А.В. Байзигитова, А.Р.Шарифуллин // Вестник УТМУ. – 2009. – Том 13. – № 2(35). – С.254.256.
5. Гасумов, Р.А. Исследование ингибиторов коррозии для проведения кислотных обработок высокотемпературных скважин / Шихалиев И.Ю., Мохов С.Н., Липчанская Т.А. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 12. – С.24-25.
6. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глущенко, М.А. Силин; под ред. И.Т.Мищенко – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
7. Глущенко, В.Н. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глущенко, М.А. Силин. –М: Интерконтакт Наука. – 2010. –684 с.

8. Глущенко, В. Н. Нефтепромысловая химия: Изд. В 5-ти томах. –Т. 4. Кислотная обработка скважин / Глущенко, В. Н, Силин М. А. //М.: Интерконтакт Наука. – 2010. – 703 с.
9. Давлетшина, Л.Ф., Кислотная обработка нагнетательных скважин Старые проблемы – новые решения / Магадов М.А., Силин М.А. // Территория Нефтегаз. – 2009. – № 3. С.38-41.
10. Закиров С.Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров и др. – М. – 2004. – 520 с.
11. Иванов, Е.С. Ингибиторы коррозии металлов в кислых средах: Справочник. – М.: Металлургия, 1986. – 173 с.
12. Ившин, Я.В. Ингибиторы коррозии на основе гетероциклических аминов. 1. Влияние структуры молекулы на защитные свойства / Угрюмов О.В., Варнавская О.А. // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – № 2. – С.77-80.
13. Илясов, С. Химические отклонители для повышения продуктивности и снижения обводненности скважин / С. Илясов, А. Мантров, А. Конченко и др. // Нефть и газ России. – 2010. – № 5. – С.62-64.
14. Литвин, В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.17 / Литвин Владимир Тарасович. – Санкт-Петербург, 2016. – 131 с.
15. Минлибаев, М.Р. Конечно-разностное исследование кислотной обработки карбонатосодержащего нефтегазового пласта соляной

- кислотой / М.Р. Минлибаев, Р.Р. Исхаков // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С.153-159.
16. Салах, Аль - Хатри. Возможности интенсификации притока в высокотемпературных скважинах / Самунел М.У. Стил Д.В. // Нефтегазовое обозрение 2008. №4 С.66 – 80.
17. Сучков, Б.М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 64 с.
18. Стрижнев, К.В. Селективное воздействие на призабойную зону пласта / Румянцева Е.А., Лысенко Т.Н. // Интервал. – 2005. – № 4-5. – С.64-69.
19. СТО Газпром 2-3.3-080-2006. Инструкция по кислотному воздействию на призабойную зону газовой скважины. – М.: ВНИИГаз, 2006.
20. Токунов, В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711 с.
21. Фарманзаде, А.Р. Подбор основы кислотного состава и специальных добавок для обработки призабойной зоны пласта Баженовской свиты / Литвин В.Т., Рощин П.В. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – №3-4 (34). – С.68-72.
22. Хакимов, А.А. Повышение эффективности кислотных обработок скважин химическими методами / А.А. Хакимов, Р.И. Саттаров, А.В. Качурин // Нефтяное Хозяйство. – 2011. – № 11. – С.106-107.
23. Х. 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, 2018г. С. 35-38. (ВАК).

- 24.Х. Джафарпур. Х, Оптимизация кислотной обработки матрицы нефтенасыщенного карбонатного коллектора / Х. Джафарпур, Д. Г. Петраков и М. С. Орлов // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» - №.5, 2017г. С. 46-
- 25.Харисов, Р.Я. Факторы, влияющие на эффективность кислотной стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р.Я. Харисов, А.Р. Шари-фуллин, А.Г. Телин, А.Г. Загуренко // Научно технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – №1. – С.18-24.
- 26.Цыганков, В.А. Разработка кислотных составов для низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 02.00.11 / Цыганков Вадим Андреевич. – Москва, 2011. – 162 с.
27. Шипилов, А.И. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шипилов, Е.В. Крутихин, Н.В. Кудреватых, А.И. Миков //Нефтяное Хозяйство. – 2011. – № 10. – С.1-5.
28. Щукин, Е.Д. Коллоидная химия / Е.Д. Щукин, А.В. Перцов, Е.А. Амелина // 3-е изд., перераб. и дип. – М.: Выс. шк. – 2004. – 445 с.
- 29.Adenuga, O.O. Reactions of Simple Organic Acids and Chelating Agents With Dolomits [Электронный ресурс] / O.O. Adenuga, M.A.Sayed and H.A. Nasr-El-Din//SPE 164480. – 2013. – Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/164480-MS>

30. Al-Douri, A.F. A New Organic Acid To Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / Ahmad F. Al-Douri, M.A.Sayed, H.A. Nasr-El-Din // SPE 164110. –2013.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/164110-MS>
31. Akanni, O.O. The Accuracy of Carbonate Matrix Acidizing Models in Predicting Optimum Injection and Wormhole Propagation Rates [Электронный ресурс] / O.O.Akanni and H.A. Nasr-El-Din //SPE 172575. – 2015.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/172575-MS>
32. Al-Anazi, H.A. Stimulation of Tight Carbonate Reservoirs Using Acid-in-Diesel Emulsions: Field Application [Электронный ресурс] / H.A. Al-Anazi., H.A. Nasr-El-Din and S.K. Mohamed//SPE 39418. –1998.–Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/39418-MS>
33. Anupom, S. Laboratory Optimization of an Emulsified Acid for stimulation of High-Temperature Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / J .R. Guillen and P.Chetan// SPE 150337. –2012.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/150337-MS>
34. Assem, A.I. Formation Damage Due To Iron Precipitation In Carbonate Rocks [Электронный ресурс] / A.I. Assem, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf // SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. – 2013.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/165203-MS>
35. Bartko, k.M. A Field Validated Matrix Acidizing Simulator for Production Enhancement in Sandstone and Carbonates [Электронный ресурс] / k.M.Bartko, A.M.Acock, J.A. Robert and R.L.Thomas//SPE 38170. – 1997.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/38170-MS>
36. Chang, F.F. Optimizing Well productivity by Controlling Acid Dissolution Pattern during Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs [Электронный



- ресурс] / F.F. Chang and M. Abbad// IPTC 12368. –2008.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2523/IPTC-12368-MS>
- 37.Chang, F.F. Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs Using Organic Acids And Mixture of HCl and Organic Acids [Электронный ресурс] / F.F. Chang, H.A. Nasr-El-Din, T.Lindvig and X.W.Qiu//SPE 116601. – 2008.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/116601-MS>
- 38.Chang, F. A Novel Self-Diverting-Acid Developed for Matrix Stimulation of Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / F.Chang, Q.Qu, W.Frenier//SPE 65033. –2001.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/65033-MS>
- 39.Craft, B.C. Applied petroleum reservoir engineering / B.C.Craft and Murray F. Hawkins. –1959.– p. 437
- 40.Daccord, G. Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon / G.Daccord., E.Toubouli and R.Lenormand //SPE production engineering. –1989.–p.63-68.
- 41.Economides, M. Reservoir stimulation / Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte // Wiley; 3<sup>rd</sup>edition . – 2000. – p. 856
- 42.Economides, M.J. Petroleum Production Systems/ M.J. Economides and D.A Hill//Prentice Hall. – 1994. – p. 599
- 43.Fredd, C.N. The Existence of an optimum Damkohler number for matrix stimulation of carbonate formations [Электронный ресурс] / C.N.Fredd, R.Tjia and H.S.Fogler//SPE 38167. – 1997.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/38167-MS>
- 44.Fredd, C.N. Optimum Conditions for Wormhole Formation in Carbonate Porous Media:Influence of Transport and Reaction [Электронный ресурс]/

- C.N. Fredd and H.S. Fogler //SPE Journal.Vol. 4, № 3. – 1999.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/56995-PA>
- 45.Fredd, C.N. Validation of Carbonate Matrix Stimulation Models[Электронный ресурс] / C.N. Fredd and M.J. Miller //SPE 58713.– 2000.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/58713-MS>
- 46.Glasbergen.G.The optimum injection rate for wormhole propagation: myth or reality [Электронный ресурс] / G .Glasbergen, N .Kalia, M .Talbot//SPE 121464. – 2009.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/121464-MS>
- 47.Guo, Boyun. petroleum production engineering/ Boyun.Guo., William.C.Lyons., Ali.Ghalambor// Elsevier Science & Technology Books.– 2007. – ISBN: 0750682701. С.244-249.
- 48.Hoefner, M. L. Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media /M.L.Hoefner and H. S. Fogler//AIChE Journal. – 1988. № 34(1).С.45-54.
- 49.Hung, K.M. A Mechanistic Model of Wormhole Growth in Carbonate Matrix Acidizing and Acid Fracturing / K.M.Hung, A.D.Hill and K.Sepehrnoori //Journal of Petroleum Technology.–1989. – № 41(1). – С.59-66.
- 50.Jafarpour, H. Self-Diverting Emulsified Acid for Stimulatin of Iranian Ab-Teymur Carbonate Reservoir [Электронный ресурс] /H.Jafarpour., J.Moghadasi., D.G.Petrakov., V.Litvin., P.Roshchin and A. Kuznetsova//79th EAGE Conference and Exhibition, Paris, France. – 2017.– Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=89151>

51. Jafarpour, H. Design And Optimization Of Matrix Acidizing In a Middle East Carbonate Reservoir [Электронный ресурс] / H. Jafarpour., D.G. Petrakov., A. Khormali and A.S. Galtcova // 7<sup>th</sup> EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition, Extended abstract. – 2016. – Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=84143>
52. Jafarpour, H. Increasing the Stimulation Efficiency of Heterogeneous Carbonate Reservoirs by Developing a Multi-batched Acid System/ Jafarpour. H., Moghadasi. J., Khormali. A., Petrakov. D.G., Ashena. R // Journal of Petroleum Science and Engineering - № 172, 2018. P.50-59. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410518307897>
53. H. Jafarpour. Investigating the Necessity of Developing the Self-Diverting Emulsified Acid (SDEA) System for Stimulation of a Middle-Eastern Carbonate Reservoir [Электронный ресурс] / H. Jafarpour, J. Moghadasi, D.G. Petrakov and Khormali. A // Conference Paper, the 8th EAGE international conference and exhibition, Saint Petersburg 2018. p.1-5. – Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=91543>
54. H. Jafarpour. The Optimum Mixture of Organic Acid and HCl for the Matrix Acidization of a Carbonate Reservoir [Электронный ресурс] / H. Jafarpour, F. Ghasemi, D. G. Petrakov and A. Khormali // Conference Paper, 4th International conference «GeoBaikal 2016: From East Siberia to the Pacific», 2017., p. 1-5. – Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=86364>
55. Nasr-El-Din, H. A. Propagation of Cross-Linkers Used in In-Situ Gelled Acids in Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс] / H. A. Nasr-El-Din,

- K. C Taylor and H.H. Al-Hajji//SPE 75257-MS. –2002.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/75257-MS>
- 56.Nitters, G. Structured Approach to Advanced Candidate Selection and Treatment Design of Stimulation Treatments [Электронный ресурс] /G.Nitters, L.Roodhart, H.Jongma,V.Yeager,M.Buijse,D.Fulton,J.Dahl and E.Jantz//SPE 63179. – 2000.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/63179-MS>
- 57.Rabie, A.I. Sodium Gluconate as a New Environmentally Friendly Iron Controlling Agent for HP/HT Acidizing Treatments [Электронный ресурс] / A.I. Rabie, H.A. N. ElDin // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – 2015.–Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/172640-MS>
- 58.Rabie, A.I. Effect of Acid Additives on The Reaction of Stimulating Fluids During Acidizing Treatments [Электронный ресурс] / Ahmed I. Rabie and H.A. Nasr-El-Din// SPE 175827. –2015.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/175827-MS>
- 59.Rady, A. Iron Precipitation in Calcite, Dolomite and Sandstone Cores [Электронный ресурс] / A. Rady, H.A. Nasr-El-Din // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2015.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/176574-RU>
- 60.Saber, Mohamed R. A New Technique to Increase the Performance of Organic Acids to Stimulate Carbonate Reservoirs at High Acid Concentrations[Электронный ресурс] /Saber Mohamed.R, Ahmed I. Rabie and H.A. Nasr-El-Din//SPE 175192. – 2015.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/175192-MS>
- 61.Sarma,D.K. Application of Self-Diverting Acid System for Stimulation of Multilayered Wells in Carbonate Reservoir: A Case Study [Электронный ресурс] / D.K.Sarma., Y.R.L.Rao., B.Mandal and P.K.Bhargava//SPE

- 154554, SPE oil and gas India conference and exhibition. – 2012.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/154554-MS>
- 62.Sayed, M. A. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs: Coreflood and Acid Reaction Studies[Электронный ресурс] / M. A. Sayed., H. A. Nasr-El-Din., J. Zhou., L.Zhang and S. Holt//SPE 151062, The North Africa Technical Conference and Exhibition. –2012.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/151062-MS>
- 63.Sayed, M. A. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs[Электронный ресурс]/ M. A. Sayed., H. A. Nasr-El-Din., J. Zhou., S. Holt and H. Al-Malki//SPE 151061, international symposium and exhibition on formation damage control. – 2012.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>
- 64.Sayed, M. A. Reaction Rate of Emulsified Acids and Dolomite[Электронный ресурс]/ M. A. Sayed and H. A. Nasr-El-Din //SPE 151815, international symposium and exhibition on formation damage control. – 2012.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/151815-MS>
- 65.Sayed, M. A. Acid Treatments in High Temperature Dolomitic Carbonate Reservoirs Using Emulsified Acids: A Coreflood Study [Электронный ресурс] / M. A. Sayed and H. A. Nasr-El-Din//SPE 164487, SPE production and operations symposium.–2013.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/164487-MS>
- 66.Stevenson, D. Structured approach to matrix stimulation proves successful in Oman [Электронный ресурс] / D.Stevenson,R.Avadhut, Kh.Alharthy,R.Abdulkadir and M.Buijse.M//SPE 82261. – 2002.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/82261-MS>

67. Taylor, K.C. Laboratory Evaluation of Iron-Control Chemicals for HighTemperature Sour-Gas Wells [Электронный ресурс]/ К.С. Taylor, Н.А. Nasr-El-Din, J.A. Saleem // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – 2001.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/65010-MS>
68. Robert, T. Acidizing- Lessons From The Past and New Opportunities [Электронный ресурс]/ Robert. T, Glen. C.F and Fraser. M//SPE 162238. – 2012.–Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/162238-MS>
69. Zhu, D. Using Integrated Information to Optimizing Matrix Acidizing [Электронный ресурс]/ D.Zhu, N. Radjadhyax, A.D. Hill, and C.T. Montgomery //SPE 68930, SPE European Formation Damage Conference.– 2001.– Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/68930-MS>