

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический  
университет»

На правах рукописи



**НОВИКОВ ВЛАДИМИР АНДРЕЕВИЧ**

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОВЕДЕНИЯ  
КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ  
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация  
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук, доцент  
Мартюшев Дмитрий Александрович

Пермь, 2023

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>ГЛАВА 1. ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....</b>	<b>11</b>
1.1 Кислотная обработка как метод интенсификации притока нефти в карбонатных коллекторах .....	11
1.2 Факторы, оказывающие влияние на результат кислотного воздействия.....	13
1.2.1 Геологические факторы.....	14
1.2.2 Технологические факторы .....	17
1.3 Основные осложнения, сопровождающие процесс кислотного воздействия .....	21
1.4 Теоретические основы проектирования кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений.....	24
1.4.1 Модели распространения червоточин в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений.....	24
1.4.2 Оценка производительности скважин после кислотной обработки на основе моделей распространения червоточин.....	31
Основные выводы по главе 1 .....	33
<b>ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В БАШКИРСКО-СЕРПУХОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ.....</b>	<b>34</b>
2.1 Геолого-физическая характеристика и состояние разработки башкирско-серпуховских объектов Соликамской депрессии.....	34
2.2 Опыт проведения кислотных обработок на целевых объектах.....	38
2.2.1 Анализ успешности кислотных обработок .....	38
2.2.2 Опыт применения кислотных составов .....	39
2.2.3 Анализ влияния технологических параметров на эффективность кислотных обработок на основе геолого-промысловых данных.....	43
Основные выводы по главе 2 .....	53

**ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ..... 54**

3.1 Исследования в свободном объеме ..... 54

3.1.1 Определение вещественного состава горных пород..... 55

3.1.2 Исследование коррозионной активности кислотных составов..... 56

3.1.3 Оценка растворяющей способности кислотных составов и эффективности замедлителей реакции ..... 58

3.1.4 Определение времени нейтрализации кислотных составов..... 61

3.1.5 Оценка совместимости кислотных составов с пластовыми флюидами... 66

3.2 Фильтрационные и рентгеномографические исследования ..... 73

3.2.1 Материалы и методология проведения экспериментов..... 73

3.2.2 Результаты фильтрационных и рентгеномографических исследований на образцах керна..... 76

3.2.3 Обоснование требуемого объема кислотного состава и продолжительности его выдержки в пласте на реакцию..... 83

3.2.4 Определение критической скорости закачки композиций и прогнозирование максимального давления закачки ..... 86

3.2.5 Рекомендации по технологическим параметрам для проведения кислотных обработок по результатам лабораторных экспериментов..... 89

Основные выводы по главе 3 ..... 90

**ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА И АПРОБАЦИЯ СПОСОБА ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ..... 91**

4.1 Алгоритм построения ранговой матрицы..... 91

4.2 Обоснование технологических параметров проведения кислотной обработки с помощью ранговой матрицы..... 94

4.2.1 Анализ изменения показателей эксплуатации скважин после кислотной обработки ..... 95

4.2.2 Анализ изменения продуктивных и фильтрационных характеристик коллектора после кислотной обработки .....	97
4.2.3 Построение ранговой матрицы.....	98
4.3 Апробация ранговой матрицы при проведении последующих кислотных обработок на целевых объектах .....	101
Основные выводы по главе 4 .....	105
<b>ГЛАВА 5. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖЕНИЙ .....</b>	<b>106</b>
5.1 Проведение корреляционного анализа геолого-промысловых данных .....	107
5.1.1 Анализ корреляционных связей параметров (первый этап).....	111
5.1.2 Анализ корреляционных связей параметров (второй этап) .....	115
5.1.3 Анализ корреляционных связей параметров (третий этап).....	116
5.1.4 Обобщение результатов корреляционного анализа .....	119
5.2 Проведение пошагового регрессионного анализа.....	121
5.2.1 Разработка многомерных статистических моделей (первый этап) .....	122
5.2.2 Разработка многомерных статистических моделей (второй этап) .....	123
5.2.3 Разработка многомерных статистических моделей (третий этап) .....	126
5.2.4 Анализ многомерных статистических моделей.....	130
5.2.5 Верификация статистических моделей на основе ретроспективного анализа.....	135
Основные выводы по главе 5 .....	140
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>141</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....</b>	<b>142</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>145</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....</b>	<b>162</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....</b>	<b>163</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** В российской и зарубежной практике разработки месторождений, несмотря на непрерывное развитие производственных и цифровых технологий, наблюдается снижение уровней добычи нефти из переходящих скважин при ухудшении структуры остаточных запасов. На территории Пермского края запасы нефти терригенных коллекторов в значительной мере выработаны, около 60 % остаточных извлекаемых запасов приурочено к карбонатным отложениям. К основным причинам осложнений при извлечении нефти из карбонатных коллекторов можно отнести неравномерность распределения нефтенасыщенных толщин, неоднородность и низкую проницаемость пластов, особенности строения пустотного пространства горных пород. Для интенсификации добычи нефти в таких условиях чаще всего применяются различные химические и физические технологии, наиболее известной из которых является кислотная обработка.

Кислотная обработка – достаточно простой в исполнении и малозатратный способ увеличения темпов добычи углеводородов из карбонатных коллекторов. Несмотря на продолжительный период практического применения технологии, нефтедобывающие предприятия сталкиваются с ее недостаточной успешностью: ежегодно до 45 % операций по различным причинам не достигает плановых результатов. Успешность мероприятий с применением кислотных композиций зависит от формирования высокопроводящих каналов фильтрации (червоточин) в призабойной зоне, позволяющих существенно увеличить область дренирования скважин и тем самым вовлечь в разработку дополнительные участки пласта. На процесс образования червоточин оказывает влияние множество факторов, которые можно разделить на две группы – геологические и технологические. Принимая во внимание сложность регулирования геологических характеристик продуктивных пластов-коллекторов, актуальной задачей является обоснование технологических параметров проведения кислотных обработок в определенных геолого-физических условиях, решение которой позволит повысить эффективность мероприятий.

На территории Пермского края научный и практический интерес представляет повышение эффективности кислотного воздействия в башкирско-серпуховских

карбонатных отложениях месторождений Соликамской депрессии, характеризующихся значительными остаточными запасами нефти, широким диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств и накопленным опытом реализации более 300 мероприятий при средней успешности на уровне 67 %.

**Степень разработанности темы.** Проблематика повышения эффективности кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений с различных позиций рассмотрена в многочисленных научных работах, в том числе в трудах Л. К. Алтуниной, Г. Т. Булгаковой, В. Н. Глущенко, И. А. Гуськовой, Л. Ф. Давлетшиной, Ю. В. Зейгмана, Р. Р. Ибатуллина, Л. Н. Иконниковой, Р. Д. Каневской, Ю. А. Котенева, Л. Е. Ленченковой, Б. Г. Логинова, Л. А. Магадовой, Д. А. Мартюшева, М. Х. Мусабирова, В. В. Мухаметшина, В. Ш. Мухаметшина, М. К. Рогачева, М. А. Силина, Р. Н. Фахретдинова, А. Е. Фоломеева, Г. П. Хижняка, M. Buijse, G. Daccord, M. J. Economides, H. S. Fogler, C. N. Fredd, K. Furui, A. D. Hill, M. L. Hoefner, H. A. Nasr-El-Din, R. S. Schechter, H. Yoo и др. Однако вопросы проектирования кислотных обработок освещены в недостаточной степени, особенно в части обоснования технологических параметров проведения данных мероприятий. Значительная часть существующих исследований посвящена определению критических темпов нагнетания кислотных композиций на керновых образцах для образования червоточин определенной геометрии преимущественно без демонстрации влияния на успешность воздействия других технологических параметров (объем закачиваемого агента, продолжительность его взаимодействия с горной породой и др.), контроль которых ведется на нефтепромыслах. Другим в неполной мере освещенным вопросом является прогнозирование результата кислотных обработок: существующие модели зачастую имеют ограниченную область применения и сопровождаются сложными математическими расчетами ввиду присутствия в них параметров, определение которых на практике не всегда представляется возможным.

**Целью работы** является повышение эффективности планирования и реализации мероприятий с кислотным воздействием в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений за счет формирования новых подходов для обоснования технологических параметров проведения обработки и прогнозирования ее результата.

В соответствии с целью работы сформулированы следующие **основные задачи исследования:**

1. Обобщение опыта применения кислотных обработок на добывающих скважинах, эксплуатирующих карбонатные отложения нефтяных месторождений Пермского края.

2. Анализ влияния геолого-технологических параметров на эффективность кислотных обработок в карбонатных коллекторах.

3. Проведение экспериментальных исследований композиций на основе соляной кислоты для обоснования технологических параметров реализации операций в карбонатных пластах с различным вещественным составом горной породы.

4. Разработка способа обоснования технологических параметров проведения кислотных обработок на основе фактических геолого-промысловых данных.

5. Прогнозирование эффективности кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений с учетом накопленного опыта проведения мероприятий.

**Объект исследования** – карбонатные отложения нефтяных месторождений Пермского края.

**Предмет исследования** – технология проведения кислотных обработок.

**Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы** представлена следующими положениями:

1. Экспериментально обосновано, что содержание доломита более 1,3 % в карбонатных продуктивных пластах способствует снижению эффективности проведения обработок композициями на основе соляной кислоты.

2. Впервые разработан и апробирован способ обоснования технологических параметров проведения первичных и повторных кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений на основе фактических геолого-промысловых данных с применением ранговой матрицы, учитывающей изменения эксплуатационных характеристик скважин и свойств пласта.

3. Применение методов математической статистики позволило разработать адресные модели для прогнозирования прироста дебита скважины по нефти, дополнительной добычи и продолжительности эффекта после различных вариаций

кислотных обработок, выделить индивидуальное и комплексное влияние геолого-технологических параметров на результат мероприятий.

**Практическая значимость работы** заключается в следующем:

1. Обоснованы технологические параметры для проведения кислотных обработок с учетом вещественного состава горной породы, позволяющие повысить эффективность мероприятий в карбонатных отложениях месторождений Пермского края.

2. Разработан и апробирован способ определения необходимого объема кислотного состава и продолжительности его выдержки в продуктивном пласте на реакцию, основанный на совместном учете эксплуатационных характеристик скважин и материалов интерпретации их гидродинамических исследований.

3. Построенные модели позволяют оперативно прогнозировать прирост дебита скважины по нефти, дополнительную добычу и продолжительность эффекта после кислотных обработок, осуществлять выбор и ранжирование перспективных скважин-кандидатов, а также составлять программы развития активов на краткосрочный и долгосрочный периоды.

Предложенные решения позволяют повысить эффективность проведения кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края, что подтверждено актом внедрения результатов исследования в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

**Методология и методы исследования.** Методологическую и теоретическую основу работы составляют труды отечественных и зарубежных ученых в области разработки нефтяных месторождений, планирования и повышения эффективности методов нефтеотдачи и интенсификации добычи. В ходе исследования используются научный эксперимент и математические методы, корректность применения которых подтверждается полученными статистическими оценками.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Содержание доломита более 1,3 % в карбонатных продуктивных пластах способствует снижению эффективности проведения обработок композициями на основе соляной кислоты.



2. Исследование геолого-промысловых данных с построением ранговой матрицы позволяет выполнить обоснование технологических параметров проведения первичных и повторных кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений.

3. Многомерные модели позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать показатели эффективности различных вариаций кислотных обработок, изучать геолого-технологические условия, обусловившие результат мероприятий.

**Степень достоверности результатов работы** обусловлена корректным применением аналитических и статистических методов обработки значительного объема геолого-промысловых данных, согласованностью фактических наблюдений и прогнозных расчетов.

**Апробация результатов исследований.** Основное содержание работы представлялось на международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2020 г.), всероссийском конкурсе на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса «Новая идея» (г. Москва, 2020 г.), всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2021 г.), международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья» (г. Санкт-Петербург, 2022 г.), ежегодных конкурсах ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов (г. Пермь – г. Москва, 2020–2022 гг.).

**Публикации.** Результаты исследований отражены в 9 научных работах, из них 8 статей в научных изданиях, рекомендованных для публикации основных результатов диссертационных исследований ВАК РФ и/или включенных в международные базы цитирования (Scopus и Web of Science), получен один патент.

**Объем и структура работы.** Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 148 наименований, двух приложений. Работа изложена на 163 страницах машинописного текста, содержит 64 рисунка и 62 таблицы.

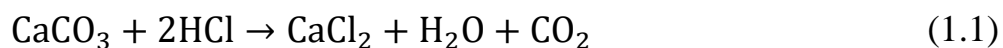
Автор выражает благодарность за поддержку и ценные советы в период проведения диссертационного исследования научному руководителю – кандидату технических наук, доценту Д. А. Мартюшеву.

# ГЛАВА 1. ИССЛЕДОВАНИЕ И АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

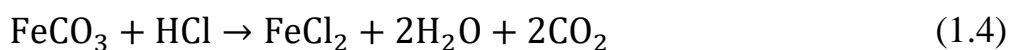
## 1.1 Кислотная обработка как метод интенсификации притока нефти в карбонатных коллекторах

Для повышения эффективности разработки карбонатных коллекторов месторождений углеводородов проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ), наиболее известным из которых является кислотная обработка (КО) [32, 40, 135, 136]. Кислотная стимуляция представляет собой процесс получения в горной породе сети дополнительных каналов фильтрации различной геометрической формы и направленности, обеспечивающих увеличение проницаемости коллектора [10, 27, 30, 32, 36, 38]. Первые упоминания о применении этого метода интенсификации притока относятся к концу XIX века, когда были проведены работы по закачке соляной кислоты в карбонатный пласт, которые привели не только к увеличению добычи пластового флюида, но и к коррозионному разрушению обсадных колонн [95]. Дальнейший опыт кислотного воздействия на продуктивный пласт датируется 1931 годом, чему поспособствовало открытие ингибирующих свойств мышьяка и его применение для снижения коррозионной активности кислот [83, 96]. В настоящее время кислотная обработка технически является достаточно просто реализуемым методом увеличения темпов добычи углеводородов, получившим широкое распространение во всем мире, в том числе и в Пермском крае [38, 135, 136].

В основе технологии кислотного воздействия лежит химическое взаимодействие водных растворов кислот с карбонатными минералами, чаще всего – с кальцитом и доломитом, реагирующими с большинством неорганических и органических кислот [23]. Растворение известняка и доломита в наиболее распространенной в условиях нефтепромыслов соляной кислоте протекает с выделением углекислого газа  $\text{CO}_2$  и образованием растворимых в воде хлоридов кальция  $\text{CaCl}_2$  и магния  $\text{MgCl}_2$  по уравнениям реакций (1.1) и (1.2):



Помимо взаимодействия с минералами, слагающими горную породу, соляная кислота вступает в реакцию с минералами-включениями – ангидритом  $\text{CaSO}_4$  и сидеритом  $\text{FeCO}_3$ , что представлено в уравнениях (1.3) и (1.4):



Карбонатные отложения характеризуются принципиально отличным от терригенных горных пород механизмом взаимодействия с кислотными растворами [16, 25, 26, 35, 43]. Если растворение терригенных пород сопровождается медленной поверхностной реакцией и равномерной фильтрацией кислотной композиции через поровое пространство коллектора с разрушением кольматанта, то в карбонатных породах скорости реакции – высокие, с неравномерным растворением минералов, что приводит к образованию высокопроводящих каналов или червоточин (рис. 1.1), форма которых зависит от скорости массопереноса, кинетики реакции, геометрии потока, темпов нагнетания агента [16, 35, 44, 145].

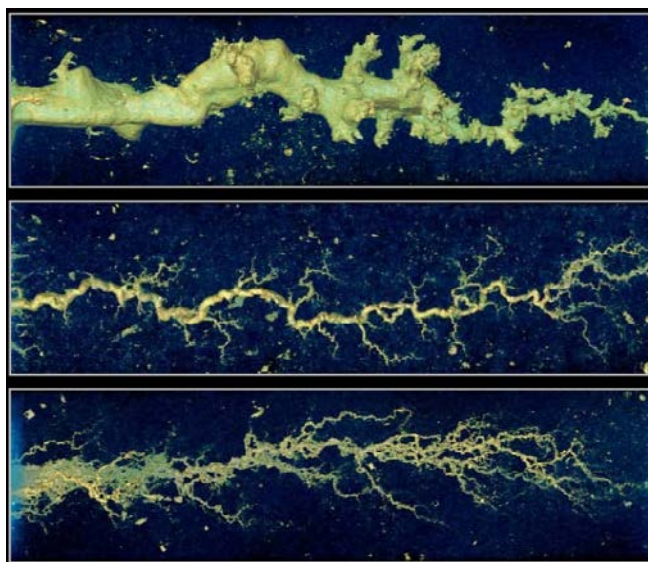


Рис. 1.1. Червоточины в карбонатной горной породе [145]

По мере развития нефтедобывающей отрасли совершенствовались и методы кислотного воздействия на продуктивные пласты, сложенные карбонатными горными породами. Появилось множество технических вариантов реализации технологии, обладающих широким спектром решаемых производственных задач:

кислотные ванны (КВ); стандартные (традиционные) матричные кислотные обработки (КО); кислотные обработки под давлением; селективные кислотные обработки (в том числе самоотклоняющимися композициями); пенокислотные обработки (ПКО); применение кислотосодержащих эмульсий; сочетание стандартных кислотных обработок с методами вторичного вскрытия пласта; кислотный гидроразрыв пласта (КГРП) и др. [6, 11, 56, 80]. Несмотря на разнообразие представленных технических решений возможность их применения на практике часто ограничена, так как выбор конкретного метода воздействия производится индивидуально с учетом геолого-технологических условий скважины, на которой планируется мероприятие [38, 103]. Показательным примером является реализация достаточно новой технологии – кислотной обработки без постановки бригады капитального ремонта скважин композициями с пониженной коррозионной активностью, которая позволяет существенно повысить рентабельность мероприятия за счет исключения затрат на работу бригады, глушение и освоение скважины, спуск и подъем глубинно-насосного оборудования [71]. В то же время технология характеризуется строгими требованиями к подбору скважин-кандидатов под реализацию мероприятия, что несколько ограничивает ее область использования [71].

Анализ опыта промышленного применения кислотного воздействия в карбонатных коллекторах демонстрирует, что нефтедобывающие предприятия по-прежнему сталкиваются с их недостаточной успешностью: ежегодно до 45 % операций по различным причинам не достигает плановых результатов [38, 40, 62]. Повышение эффективности кислотных обработок до сих пор остается актуальной и важной задачей, требующей принятия научных и инженерных решений для увеличения успешности реализуемых мероприятий.

## **1.2 Факторы, оказывающие влияние на результат кислотного воздействия**

Результат кислотной обработки напрямую зависит от развития высокопроводящих каналов фильтрации (червоточин) в призабойной зоне

пласта [11, 85, 122]. Для достижения наибольшей эффективности стимуляции в условиях нефтяных месторождений необходимо получить тонкие и длинные каналы фильтрации, тем самым обеспечив увеличение радиуса дренирования скважины и получение дополнительной добычи [85, 99, 135]. Значительный объем проведенных исследований позволил выделить основные геолого-технологические факторы (параметры), обуславливающие эффективность кислотной обработки.

### 1.2.1 Геологические факторы

К основным геологическим факторам (параметрам), оказывающим влияние на эффективность стимуляции, относятся условия протекания процессов фильтрации кислотной композиции: состав и свойства горных пород и пластовых флюидов [9, 60, 64, 93, 105, 109, 126, 137, 146]; пластовое давление и температура [1, 33, 46, 79, 101, 143].

*Содержание в горной породе солей угольной кислоты* (чаще всего – кальцита и доломита) является одной из характеристик, которой оперируют исследователи при изучении процесса кислотного воздействия. В работах [93, 113] отмечается, что протекание реакции водных растворов кислот с кальцитом (известняком) и доломитом существенно отличается, а соотношение этих компонентов определяет итоговый результат мероприятия. Исследователями [27, 93] проведены масштабные эксперименты на образцах керна с различным содержанием карбонатных минералов, позволившие сформировать адресные рекомендации по уточнению дизайнов кислотных обработок на месторождениях Пермского края. В работах [60, 93] *повышенное содержание нерастворимых или малорастворимых в соляной кислоте минералов* (кварц, алевролит, аргиллит и др.) выделяется как одна из причин снижения эффективности воздействия. Для снижения негативного влияния состава горной породы в таких условиях предпочтительно использовать композиции с включенными в рецептуру спиртами для обеспечения их глубокого проникновения в пласт и максимального извлечения продуктов реакции за счет эффекта снижения межфазного натяжения [4, 60].

*Состояние пласта в зоне дренирования скважины*, а именно неоднородность его коллекторских свойств, проницаемость, насыщенность и структура пустотного пространства, может оказывать существенное влияние на результат кислотной обработки [9, 48, 55, 64, 76, 122]. Авторами [9] на основе серии лабораторных экспериментов получен вывод, что эффективность стимуляции при воздействии на низкопроницаемые образцы горной породы выше, чем в опытах с высокопроницаемыми, при этом подвижность флюида в большей степени увеличилась в водонасыщенных образцах кернх относительно нефтенасыщенных, что объясняется различным характером смачиваемости. В работах [48, 55] в качестве обуславливающих снижение эффективности освоения скважин соляной кислотой факторов выделены низкие коллекторские свойства, неоднородность пластов по площади и разрезу, высокая остаточная водонасыщенность, текущая обводненность продукции скважин. Исследователями [76] установлено, что петрофизические характеристики горной породы, такие как пористость и проницаемость, не всегда определяют кинетику реакции в системе «горная порода–кислотный раствор», а при выделении условий для закачки химических композиций целесообразнее принимать во внимание зависимость коэффициента диффузии от распределения пор по размеру.

В работах [109, 122] приводятся сведения о процессе развития червоточин в условиях систем трещин и каверн. Отмечено, что критическая скорость закачки в трещиноватой среде практически не отличается от чисто поровых условий при постоянном минералогическом составе горной породы, а распространение червоточин зависит от ориентации трещин: если они параллельны движению потока, то червоточина образуется в их направлении, в противном случае – определяет только количество ответвлений в червоточине [122]. Исследователи [109] приводят результаты численных и лабораторных экспериментов на кавернозной карбонатной породе, в ходе которых отмечен факт более быстрого образования червоточин при меньшем поровом объеме кислотного раствора относительно однородного порового известняка. На практике следует учитывать, что наличие каверн в структуре коллектора может как способствовать

эффективности обработки, создавая направленный канал фильтрации, так и препятствовать, сообщая между собой нефтенасыщенные и водоносные пропластки, тем самым способствуя фильтрации воды. Решением данной проблемы может служить использование химических реагентов-отклонителей или композиций с эффектом самоотклонения [41, 75, 80].

*Состав и свойства пластовых флюидов* также относятся к факторам, оказывающим влияние на эффективность кислотной обработки. В работах [61, 110] детально анализируется технологическая эффективность обработки призабойных зон, осложненных асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Пласты, насыщенные высоковязкой, смолистой нефтью, взаимодействуют с кислотным раствором менее эффективно, поскольку пустоты пород блокированы пленками углеводородов, что особенно актуально при пластовых температурах, не превышающих 30 °С [23]. Направлением совершенствования кислотных обработок при наличии АСПО на поверхности поровых каналов считается использование композиций с органическими растворителями [71].

*Пластовое давление и температура* определяют термодинамические условия среды, в которой протекает реакция кислотных растворов с горной породой [23, 123]. В работе [23] отмечается, что растворяющая способность соляной кислоты возрастает по логарифмическому закону по мере повышения пластовой температуры. В исследовании [143] отмечено низкое влияние непосредственно температуры пласта на распространение червоточины, в то время как доминирующим параметром является температура закачиваемой кислоты: при более высоких температурах раствора наблюдается более низкая эффективность обработки карбонатных пород. Снижение пластового давления в процессе разработки залежей уменьшает эффективность кислотных обработок, что связано с изменением продуктивных характеристик скважин и негативным воздействием на приток флюида продуктов реакции, извлечение которых из коллектора осложняется недостатком пластовой энергии [10, 33]. В работе [46] приводятся сведения, что эффективность кислотных обработок снижается при уменьшении пластового давления до 40 % и более от начальной величины. Кроме того,



значительное влияние на результат обработки карбонатных коллекторов нефтяных месторождений оказывает выделяющийся в ходе реакции углекислый газ, фазовое состояние которого зависит от термодинамических условий пласта [79]. При пластовой температуре более 32 °С и любом пластовом давлении диоксид углерода находится в разреженно-газообразной фазе. При пластовой температуре менее 32 °С и пластовом давлении более 7,4 МПа в ходе реакции происходит выделение углекислого газа в жидкой фазе, что снижает межфазное натяжение воды и способствует очищению призабойной зоны пласта от продуктов реакции.

### **1.2.2 Технологические факторы**

К основным технологическим факторам (параметрам), оказывающим влияние на эффективность кислотной обработки, относятся тип и концентрация кислотного раствора [5, 15, 21, 64, 105]; скорость и объем закачки агента [37, 64, 69, 90, 94, 146]; продолжительность выдержки на реакцию [45, 59, 69, 72, 93]; кратность воздействия [34, 45, 56, 65, 69]; забойное давление [13, 14, 28, 55].

При кислотной обработке важно обеспечить перемещение кислотной композиции на значительное расстояние от ствола скважины при сохранении ее растворяющих свойств [30, 32, 99]. Традиционно для проведения обработок карбонатов принято использовать соляную кислоту концентрацией 10–16 % [5, 21, 38, 64, 98, 105]. Однако применение исключительно водного раствора соляной кислоты способствует изменению свойств коллектора в непосредственной близости от ствола скважины и сопровождается высокой коррозионной активностью по отношению к металлическим частям глубинно-насосного оборудования [115].

Для обеспечения фильтрации кислоты в удаленные участки пласта и снижения ее негативного воздействия на стенки скважины и погружное оборудование большее распространение получили сложные композиции с добавлением специальных многофункциональных добавок на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) [4, 5, 15, 91, 136, 148]. Добавление

поверхностно-активных веществ в рецептуру агента воздействия позволяет существенно снизить степень загрязнения (кольматации) коллектора в ходе реакции и, как следствие, обеспечить лучшие условия для фильтрации нефти [91]. В исследовании [148] отмечено, что повышение концентрации ПАВ может быть одним из методов увеличения технологической эффективности операций, особенно в условиях высокой минерализации. В то же время добавление дополнительных компонентов в раствор может существенно снижать растворяющую способность кислотной композиции [70, 77].

С точки зрения планирования кислотных обработок карбонатных коллекторов нефтяных месторождений важным вопросом является обоснование технологических параметров проведения обработки.

Результаты исследований по определению *скорости закачки кислоты* освещены наиболее подробно как на основе проведения фильтрационных экспериментов на образцах керна [105, 135, 146], так и с применением численных, полуэмпирических и других методов [67, 70, 78, 84, 86, 104, 132]. В работах [97, 99] показаны основные структуры растворения горной породы в зависимости от скорости закачки кислоты, среди которых можно выделить компактное растворение, коническую червоточину, доминирующую червоточину, разветвленную червоточину и равномерное растворение (рис. 1.2). При низкой скорости закачки кислота взаимодействует с торцом образца керна, что приводит к его растворению с минимальной глубиной проникновения, при высокой скорости закачки – проникает глубже с образованием разветвленных червоточин по мере фильтрации композиции [97, 99]. Отмечается, что существует критическая скорость закачки и соответствующий ей объем кислоты, позволяющие получить протяженную доминантную червоточину, что также демонстрируется в работах [37, 42, 78, 135]. Однако эти результаты, как правило, получены в лабораторных условиях на однородных образцах керна без их переноса на масштаб месторождения. Кроме того, в отмеченных исследованиях не демонстрируется влияние на успешность стимуляции других технологических параметров, участвующих в ходе обработки.

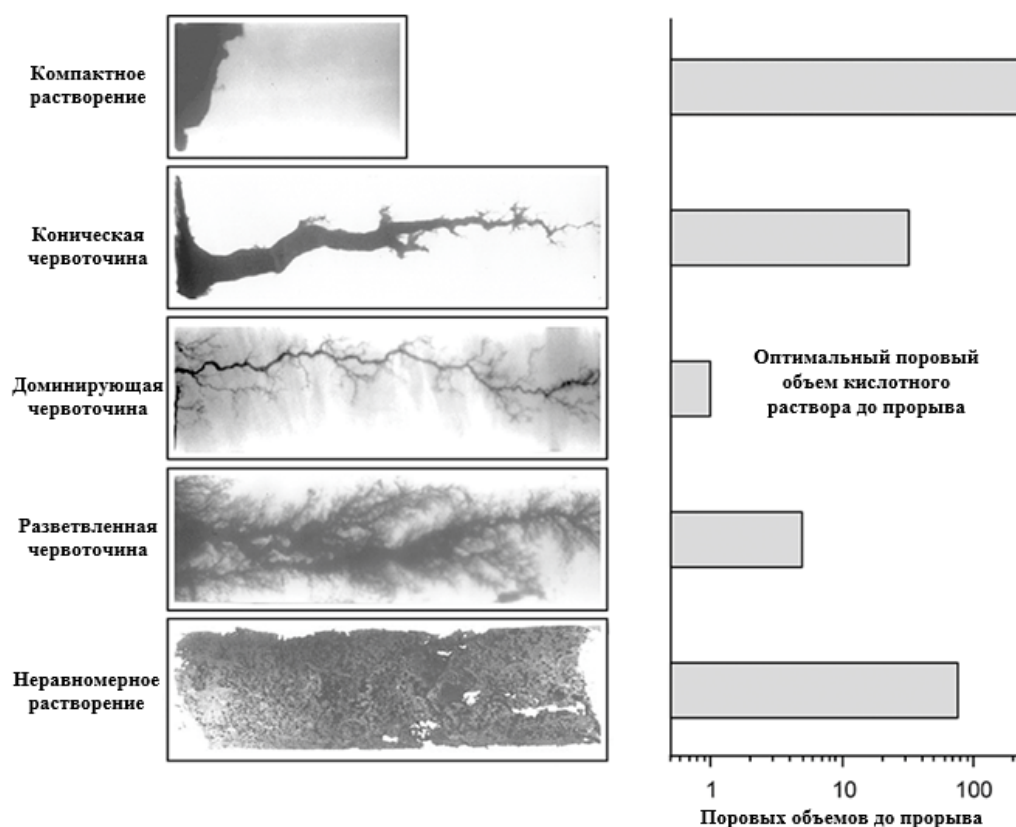


Рис. 1.2. Соответствие форм червоточин в карбонатных средах закачанным поровым объемам кислотного раствора до прорыва [97]

Существенное прикладное значение имеет научное обоснование таких технологических параметров как *объем закачиваемой кислоты* и *необходимое время ее нейтрализации* в ходе реакции с карбонатной горной породой, контроль которых ведут все нефтедобывающие предприятия [27, 36, 69, 90, 93]. Для кислотной стимуляции карбонатов обычно используются объемы кислоты от 0,1 до 6 м<sup>3</sup> на один метр обрабатываемой эффективной нефтенасыщенной толщины пласта [90]. Необходимый объем композиции определяется эмпирическим путем в зависимости от цели кислотной обработки и геолого-физических характеристик целевого интервала пласта: при первичной кислотной обработке, направленной на растворение пород и примесей, обычно закачивается 0,5 м<sup>3</sup>/м кислотного состава, при повторной – расход увеличивается вдвое [45]. В работе [46] по результатам анализа опыта проведения более 200 операций с кислотным воздействием сделан вывод, что удельный объем кислотной композиции и темп ее нагнетания определяет величину среднесуточного прироста дебита скважины по нефти и продолжительность эффекта от обработки. По мнению авторов, увеличение объема

кислоты до  $5 \text{ м}^3/\text{м}$  и более при давлении закачки, не превышающем давление гидравлического разрыва, способствует подключению ранее недренируемых пропластков и приобщению дополнительных запасов нефти, но при этом не учитывается вероятность вовлечения водонасыщенных участков пласта в процесс разработки и, как следствие, обводнения продукции. В работе [56] отмечается, что наиболее высокие давления при закачке агентов характерны для скважин с пластовым давлением, значительно превышающим начальное, или с проницаемостью менее  $0,01 \text{ мкм}^2$ . В вопросе необходимости выдержки кислоты в продуктивном пласте на реакции до сих пор нет единого мнения [27]. Ученые и специалисты нефтедобывающих компаний отмечают как положительную сторону этого решения, связанную с дополнительным растворением породы и увеличением ее проницаемости, так и отрицательную, обусловленную кольматацией пустот коллектора продуктами реакции, как правило, при взаимодействии с минералами, содержащими в своем составе серу и железо [45, 59, 69, 72, 93].

В исследованиях [34, 65, 69] отмечается ухудшенная динамика эффективности повторных кислотных обработок относительно первичных мероприятий, что обусловлено растворением горной породы в прискважинной зоне в условиях неглубокого проникновения кислотного раствора от ствола скважины. Для увеличения охвата пласта воздействием при повторных обработках в работе [45] рекомендуется наращивать объем кислоты по сравнению с предыдущими обработками, тем самым продвигая фронт воздействия композицией на большее расстояние. В условиях многократных обработок на скважинах, а также при наличии радиальных каналов, исследователи [56] рекомендуют применять обратные эмульсии в качестве потокоотклоняющего агента, при этом эффективность обработки увеличивается пропорционально объему отклонителя.

*Забойное давление* скважины оказывает значительное влияние на гидродинамическое состояние призабойной зоны и, следовательно, на эффективность кислотной обработки. При низких значениях параметра возможна деформация коллектора, снижение подвижности флюида, образование АСПО на стенках поровых каналов в процессе разгазирования нефти в пласте [13, 14, 28, 55].

В работе [55] отмечается, что большее забойное давление относительно давления насыщения нефти газом перед кислотным воздействием приводит к увеличению продолжительности эффекта от мероприятия.

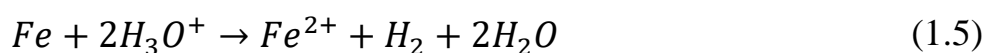
Таким образом, сложно выделить единственный превалирующий фактор, определяющий результат кислотной обработки в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений: геологические и технологические параметры тесно связаны друг с другом, что обуславливает необходимость их комплексного учета при проведении исследований в области повышения эффективности мероприятий.

### **1.3 Основные осложнения, сопровождающие процесс кислотного воздействия**

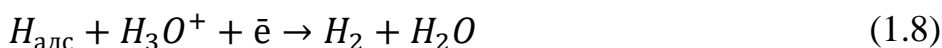
При использовании кислотных растворов для интенсификации притока углеводородов к забоям добывающих скважин может возникать ряд осложнений процесса нефтедобычи, связанных с ускоренной коррозией глубинного насосного оборудования, образованием кольматантов и эмульсий при взаимодействии агентов с пластовыми флюидами, а также осаждением соединений железа.

*Коррозия* представляет собой процесс разрушения структуры металлов в ходе их химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой [7, 50]. Применение кислотных композиций значительно ускоряет наработку на отказ погружного оборудования, ухудшает состояние стенок обсадных и подъемных труб, на что также оказывает влияние концентрация раствора, скорость его движения, давление, состояние поверхности металла и наличие растворенного кислорода [5, 20, 50, 53].

Коррозионные процессы при кислотной стимуляции имеют электрохимическую природу, механизм которых представлен стадиями катодного выделения водорода, анодного растворения металла, электро- и массопереноса [50]. Процесс растворения железа в не содержащей растворенного кислорода кислоте протекает по следующей схеме [57]:

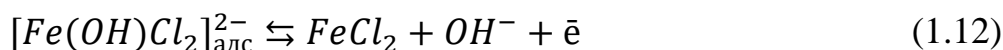
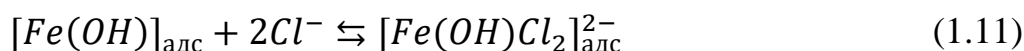
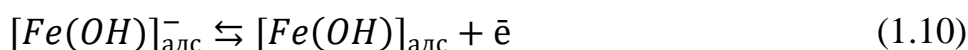
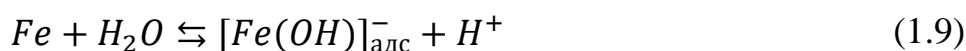


На стадии катодного выделения водорода происходит восстановление ионов данного элемента на катодных участках металла, протекающее в три этапа, каждый из которых может определять скорость процесса: разряд (1.6), рекомбинация (1.7) и электрохимическая десорбция (1.8) [7, 57].



Внедрение атомов водорода облегчается в условиях повышенной концентрации адсорбированного элемента на катоде, а дальнейшая рекомбинация водорода обеспечивает увеличение внутреннего давления в местах его скопления и, как следствие, охрупчивание металла.

Анодное растворение представляет собой сложный процесс перехода металла в раствор вследствие анодной поляризации, включающий взаимодействие поверхности металла с анионами раствора и молекулами растворителя [7, 57]. В уравнениях (1.9)–(1.12) в качестве примера представлен механизм анодного процесса в растворе соляной кислоты:



Взаимодействие кислотных композиций и пластовой нефти может протекать с образованием *прямых и обратных стойких эмульсий*, ухудшающих работу нефтепромыслового оборудования и колюматизирующих пустоты коллектора [7, 8, 110]. Их способность загрязнять поровое пространство, как правило, обусловлена высокой вязкостью, что характерно для эмульсий типа «кислота в нефти».

Основной причиной образования эмульсий и осадков при контакте кислотного раствора с нефтью является агрегирование асфальтенов. В работе [110] отмечается, что контроль присутствия ионов железа, выбор концентрации кислоты

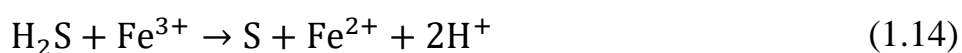
и регулирование соотношения кислоты и смеси значительно снижают вероятность образования эмульсии и шлама без каких-либо профилактических добавок.

Процесс образования эмульсий и осадков при взаимодействии нефти и кислотных композиций достаточно сложный, обуславливается различной склонностью к межмолекулярным взаимодействиям компонентов в составе нефти [58]: частицы асфальтенов (дисперсная фаза) соединяются в агрегаты, сольватируются полярными молекулами смол, что стабилизирует мицеллу в дисперсионной среде. В соответствии с другим подходом, который описан в работах [116, 124], смолы в присутствии в системе воды за счет высокой поверхностной активности замещаются асфальтенами. В результате агрегаты асфальтенов упрочняют бронирующую оболочку глобул, способствуя появлению стойких эмульсий, особенно в присутствии неорганических осадков и продуктов коррозии. Способность нефти формировать эмульсии или осадки при контакте с кислотными растворами изучена в исследовании [144], в котором отмечено образование осадков при взаимодействии кислот с нефтями с плотностью более 889 кг/м<sup>3</sup> и содержанием асфальтенов менее 3,0 % масс., устойчивых эмульсий – с нефтью плотностью менее 918 кг/м<sup>3</sup> и содержанием асфальтенов более 4,0 % масс.

*Соединения железа* оказывают негативное влияние на проницаемость пласта при кислотных обработках. Источником ионов железа при проведении мероприятия являются поверхности нефтепромыслового оборудования и минералы, входящие в состав коллектора, например, сидерит, а также некоторое их количество может содержаться в самом кислотном растворе [25, 44, 115]. По мере нейтрализации кислоты повышается водородный показатель (pH), что вызывает осаждение соединений двухвалентного и трехвалентного железа [20, 82, 116]. Наличие сероводорода в нефти способствует осаждению катионов двухвалентного железа Fe<sup>2+</sup> из нейтрализованной кислоты в виде сульфида железа:



В присутствии сероводорода возможно окисление ионов трехвалентного железа Fe<sup>3+</sup> с осаждением серы [82]:



Таким образом, при проектировании любого мероприятия с кислотным воздействием на продуктивный пласт помимо основных геологических и технологических факторов, влияющих на его результат, необходимо предусматривать вероятность проявления осложнений и принимать меры по их предупреждению, например, посредством проведения лабораторных исследований в свободном объеме.

## **1.4 Теоретические основы проектирования кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений**

### **1.4.1 Модели распространения червоточин в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений**

Многолетний опыт проведения кислотных обработок и значительный объем научных исследований, направленных на увеличение их эффективности, позволили обобщить теоретические подходы, используемые при проектировании мероприятий. Существующие модели распространения червоточин в карбонатах при проведении кислотной стимуляции можно подразделить на шесть основных групп: модели на основе критического размера пор; модели капиллярных трубок; сеточные модели; модели на основе безразмерных чисел; численные модели; полуэмпирические модели [19].

*Модели на основе критического размера пор.* Одной из первых моделей, описывающих процесс изменения структуры порового пространства коллектора при кислотной обработке, принято считать модель Schechter–Gidley [139]. Согласно модели, развитие высокопроводящих каналов фильтрации происходит только в пустотах, поперечное сечение которых превышает критический размер пор, а изменение размеров всех других пустот обеспечивается режимом равномерного растворения. В моделях на основе критического размера пор для решения задачи конвекции и диффузии в капиллярных трубках изменение поперечного размера червоточин осуществляется по степенной зависимости [19,



138, 139, 146]. Рассматриваются два предельных случая – медленная и мгновенная реакция, изменение режима между которыми происходит исключительно при определенном переходном значении размера пустот, согласующееся с определенными по образцам керна данными [19].

*Модели капиллярных трубок.* В данной группе моделей червоточины представляются в виде пучка ответвлений от ствола скважины цилиндрической формы, в ходе расчетов происходит оценка объема фильтрации кислоты через боковое сечение капиллярной трубки и объема агента на конце высокопроницаемого канала [19, 107, 108, 138, 139]. По результатам оценки распределения агента с учетом утечек вдоль цилиндра исследуется динамика увеличения канала фильтрации как в длину, так и в ширину. При этом оценка продуктивности полученной структуры растворения на основе плотности червоточин является условной [19].

*Сеточные модели.* Модели данного типа представляют собой совокупность узлов, связанных друг с другом цилиндрическими капиллярами различного геометрического размера по сетке [19, 100, 106]. Сеточные модели позволяют достаточно качественно воспроизвести зависимости объема кислоты для получения червоточины определенной длины с учетом темпов нагнетания раствора, а также геометрию распространения высокопроводящих каналов в динамике. В работе Fredd и Fogler [100] моделирование процесса растворения породы выполнено на модели физически репрезентативной сети (PRN), в которой пустоты представлены сферическими частицами различного диаметра. Расчеты в масштабе пор позволили на качественном уровне воспроизвести динамику расхода кислоты для образования червоточины. В количественном отношении отклонения критической скорости закачки и порового объема агента до прорыва – значительные относительно фактических значений. Полученные результаты обусловлены ограниченной дисперсией размера сферических частиц (25 % от средней величины), а также высокой сложностью расчета системы с реальным соотношением размеров частиц [19]. Исследователями Hoefner и Fogler [106] в сеточной модели порового пространства для задания диаметров капилляров

используется определенное на образце керна распределение пор по размерам, а увеличение их размеров рассматривается по причинам ограничения как транспорта кислоты, так и кинетики реакции. Несмотря на то что указанная модель обеспечила соответствие между прогнозными структурами червоточин и экспериментальными результатами, выявлены ее недостатки, связанные с крупномасштабностью модели (сложность расчета числа капилляров аналогично числу капилляров в керне) и невозможностью учета эффекта слияния пор [19].

*Модели на основе безразмерных чисел.* В литературных источниках наибольшее распространение получили модели образования червоточин на основе безразмерных чисел *Réclet* и *Damköhler*. В работе [86] предложена модель радиального распространения червоточин на базе безразмерного числа *Réclet* ( $Pe$ ), основанная на пропорциональном расширении каналов в соответствии с фрактальной размерностью, величина которой для двумерных структур составляет 1,6. Ее недостатком является неэффективная оценка длины червоточины в условиях низких скоростей закачки кислоты: при невысоких темпах нагнетания раствора длина канала стремится к бесконечности. Однако спустя незначительное время разработана новая модель, устанавливающая количественную зависимость между условиями проведения кислотной стимуляции [84]. Отмечается увеличение глубины проникновения кислоты по мере увеличения времени ее закачки как для двумерных, так и трехмерных структур, установлена обратная зависимость между объемом кислоты и длиной червоточины, что позволяет оценивать потенциальное влияние мероприятия на производительность скважин. Впоследствии модели на основе числа *Réclet* совершенствовались и нашли применение для прогнозирования формирования червоточин при различных условиях эксплуатации, что подробно отражено в работах [70, 74, 129].

В работах [96, 98, 106, 107, 146] демонстрируются корреляции между схемами растворения горной породы и определенными диапазонами изменения безразмерного числа *Damköhler* ( $Da$ ), которое применительно к процессам фильтрации кислотных растворов представляет собой отношение скорости

растворения горной породы к объемной скорости подачи кислоты [37]. Отмечается, что критическая скорость закачки кислоты связана с числом Damköhler, приблизительно равным 0,29 в разрезе всех изученных горных пород и кислотных агентов [96]. В этой же работе приводится вывод, что процесс растворения в медленно реагирующих системах (например, «доломит–кислотный раствор») может регулироваться скоростью реакции, диффузией кислоты или продуктов, сопутствующих реакции. При оптимальном числе Damköhler скорости реакции, массопереноса и диффузии сбалансированы, что обеспечивает глубокое проникновение кислоты и формирование единой узкой протяженной червоточины. Стоит отметить, что на практике оптимальное число Damköhler реализовать практически невозможно ввиду значительного количества факторов, участвующих в его расчете (коэффициенты массопереноса, диаметры пор и многие другие), ряд из которых не всегда подлежит точному измерению.

Существуют модели и на основе комбинации безразмерных чисел Péclet и Damköhler, используемые для описания процесса кислотной стимуляции, например, модель радиального распространения червоточины Gong–El-Rabaa [104]. Данная модель позволяет количественно определять параметры роста червоточины на основе конвекции, скоростей массопереноса и реакции, типа карбонатной породы, ряда других параметров. Модель Gong–El-Rabaa использовалась в ходе сопоставительного анализа результатов масштабных фильтрационных экспериментов с образованием червоточин на карбонатных блоках горной породы объемом до 0,4 м<sup>3</sup> в сочетании с высокоточной компьютерной томографией, где подтверждена ее эффективность [145].

*Численные модели.* Модели, относящиеся к данному классу, основаны на моделях фильтрации (Дарси, Дарси-Бриксмана-Стокса, Навье-Стокса-Дарси и др.), переноса и реакции активной примеси в соответствии с законами движения и процессами в системе «горная порода–кислота» [19, 81, 128]. Выделяются два основных типа численных моделей: мезомасштабная модель, позволяющая воспроизвести различные режимы растворения, в том числе образование червоточин [128], и крупномасштабная модель, позволяющая определять и

уточнять параметры закачки кислоты [19, 81]. Численные модели могут быть представлены на одномерном, двухмерном и трехмерном уровнях, характеризующих степень достоверности описания процессов растворения горной породы [130, 132]. Простые одномерные численные модели позволяют качественно выделить факторы массопереноса и реакции, влияющие на процесс растворения, но не способны прогнозировать структуру червоточин. Двухмерные численные модели позволяют успешно вычислять некоторые модели растворения, но при этом не всегда предоставляют возможность в полной мере оценивать критические скорость закачки и требуемый объем кислоты для формирования червоточины [87, 117, 127]. Наиболее точно описывают сложный процесс взаимодействия кислоты с горной породой трехмерные численные модели, однако вследствие быстрого протекания реакции соляной кислоты с карбонатными минералами они не во всех случаях обеспечивают положительный результат прогнозирования [102, 126, 137]. Исследователями [145] продемонстрирован пример использования численных моделей на базе трехмерного цифрового представления скважины, позволяющего изучить изменение червоточин в течение времени (рис. 1.3). В данном случае используется усовершенствованный метод сетки для прискважинного пространства в пределах матрицы горной породы и пустотного пространства непосредственно внутри червоточин.

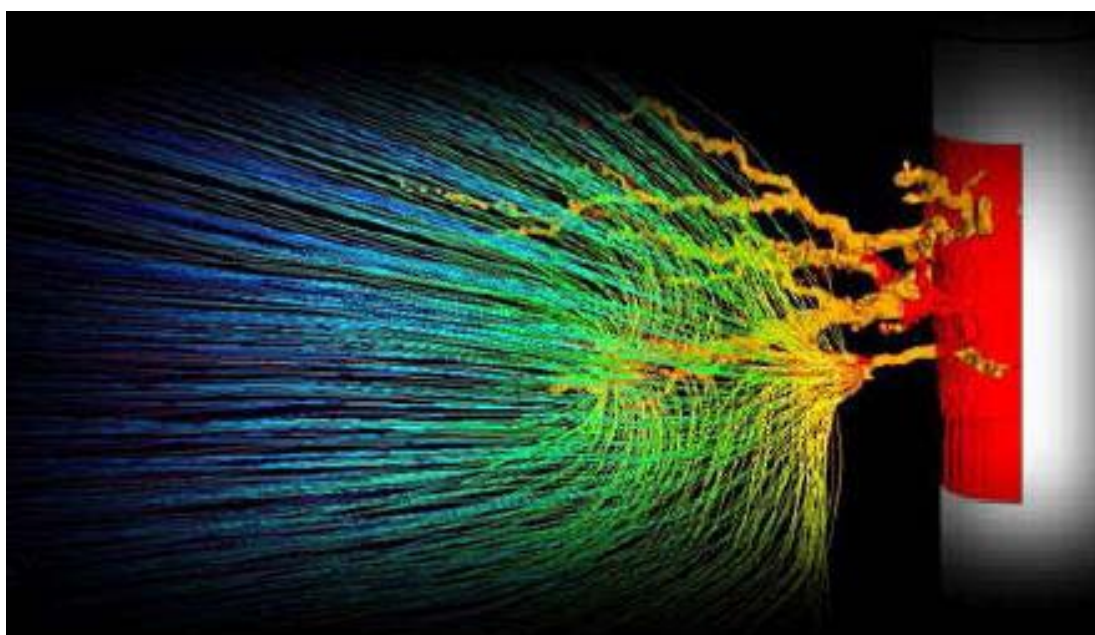


Рис. 1.3. Результат моделирования характеристик потока червоточины с помощью численных методов [145]

Несмотря на привлекательность применения численных методов для прогнозирования распространения червоточин и их морфологии, применение данного типа моделей на практике существенно осложняется необходимыми вычислительными операциями в условиях неопределенности параметров, входящих в состав уравнений, применительно к реальным месторождениям.

*Полуэмпирические модели.* Распространение червоточин можно оценить посредством применения полуэмпирических моделей на основе корреляций между параметрами кислотной обработки, получивших наибольшее практическое применение среди всех моделей формирования червоточин. Существует множество полуэмпирических моделей, позволяющих оценивать как скорость образования высокопроводящих каналов, так и глубину их проникновения в горную породу относительно ствола скважины [32, 65, 67, 68, 78, 89, 131, 141, 142]. Наиболее часто при проектировании используются объемная модель Economides, модель Vuijse–Glasbergen и модель Furui и др. [67, 78, 89].

Объемная модель Economides основана на заключении, что для определения объема кислоты для распространения червоточины на определенное расстояние необходимо рассчитать, какое количество горной породы растворится в рабочем агенте [89]. Отмечается, что при создании нескольких червоточин реагирует лишь небольшая доля горной породы, при этом разветвление каналов способствует растворению большего количества минералов. Глубина проникновения червоточины описывается следующим уравнением:

$$r_{wh} = \sqrt{r_w^2 + \frac{V}{PV_{bt} \cdot \pi \cdot K_{\Pi} \cdot h}}, \quad (1.15)$$

где  $r_{wh}$  – радиус распространения червоточины, м;  $r_w$  – радиус скважины, м;  $V$  – объем закачанной кислоты, м<sup>3</sup>;  $PV_{bt}$  – поровый объем кислотного состава до образования червоточины, д. ед.;  $K_{\Pi}$  – коэффициент пористости, д. ед.;  $h$  – толщина интервала обработки, м.

В представленном уравнении поровый объем кислотного состава до прорыва является единственным неизвестным параметром распространения червоточины и может быть определен посредством фильтрационных экспериментов на керне.

Модель распространения червоточин, предложенная Vuijse и Glasbergen [78], основана на типовой зависимости количества закачаных поровых объемов кислотного раствора от скорости закачки на базе экспериментов на образцах горной породы. Авторами отмечается, что существует постоянная зависимость между скоростью распространения червоточин и поровым объемом кислотного состава до прорыва для различных рабочих агентов и горных пород, с учетом которой получена следующая функция:

$$v_{wh} = \frac{dr_{wh}}{dT} = \left( \frac{v_i}{PV_{bt-opt}} \right) \cdot \left( \frac{v_i}{v_{i-opt}} \right)^{-\gamma} \cdot \left\{ 1 - \exp \left[ -4 \cdot \left( \frac{v_i}{v_{i-opt}} \right)^2 \right] \right\}^2 \quad (1.16)$$

где  $v_{wh}$  – скорость распространения червоточины, м/с;  $T$  – время, с;  $v_i$  – скорость закачки кислотного раствора, м/с;  $v_{i-opt}$  – критическая скорость закачки кислотного состава, м/с;  $\gamma$  – экспериментальная константа, характеризующая тип потока, ед.

В соответствии с уравнением (1.16) скорость распространения червоточины определяется критической скоростью закачки на фронте канала фильтрации  $r_{wh}$  и уменьшается по мере его удаления от ствола скважины.

Авторами Furu и др. [67, 68] предложена полуэмпирическая модель, основанная на модели Vuijse–Glasbergen. В этой модели критические значения порового объема кислоты до прорыва и скорости закачки в масштабе месторождения отличаются от параметров в масштабе образца керна, а указанные параметры не являются постоянными на протяжении всей симуляции и изменяются по мере распространения червоточины. Отмечается, что скорость развития червоточин определяется не средней скоростью закачки, а скоростью нагнетания на конце червоточины  $v_{i-tip}$ , которая существенно превышает среднюю величину параметра в масштабе месторождения (1.17):

$$v_{wh} = \frac{dr_{wh}}{dT} = v_{i-tip} \cdot N_{AC} \cdot \left( \frac{v_{i-tip}}{v_{i-tip-opt}} \right)^{-\gamma} \cdot \left\{ 1 - \exp \left[ -4 \cdot \left( \frac{v_{i-tip}}{v_{i-tip-opt}} \right)^2 \right] \right\}^2 \quad (1.17)$$

где  $v_{i-tip}$  – скорость закачки кислотного раствора на конце червоточины, м/с;  $v_{i-tip-opt}$  – критическая скорость закачки кислотного раствора на конце червоточины, м/с;  $N_{AC}$  – кислотное число, ед.

Скорость на конце червоточины определялась авторами [67, 68] посредством гидродинамического моделирования течения флюида к каналам фильтрации заданной геометрии, результаты обобщены в следующее выражение:

$$v_{tip} = \frac{Q}{K_{\Pi} \cdot h \cdot \sqrt{\pi \cdot m_{wh}}} \left[ \frac{1 - a_z}{\sqrt{d_{e-wh} \cdot r_{wh}}} + \frac{a_z}{d_{e-wh}} \right], \quad (1.18)$$

где  $Q$  – расход кислотного раствора, м<sup>3</sup>/с;  $m_{wh}$  – количество червоточин в плоскости, ортогональной стволу скважины, ед.;  $a_z$  – коэффициент, характеризующий плотность распределения червоточин вдоль ствола скважины, д. ед.;  $d_{e-wh}$  – эффективный диаметр системы червоточин, м.

По результатам модификации вышеописанных выражений сформированы уточненные зависимости для сферического и радиального распространения червоточин, демонстрирующие более достоверные результаты относительно фактических данных, чем модель Vuijse–Glasbergen. Однако модель Furuи характеризуется и рядом недостатков: требуется знание таких параметров как диаметр системы червоточин и их плотность распределения, которые достаточно трудно оценить или измерить в условиях реальных месторождений.

#### **1.4.2 Оценка производительности скважин после кислотной обработки на основе моделей распространения червоточин**

Наиболее распространенным способом оценки эффективности кислотной обработки является величина скин-фактора после мероприятия, которая теоретически зависит от распространения высокопроводящих каналов в матрице горной породы. В соответствии с работой [89] по мере увеличения глубины проникновения кислотного состава в продуктивный пласт с ухудшенным состоянием призабойной зоны скважины значение скин-фактора изменяется пропорционально радиусу распространения червоточины:

$$s = \frac{k}{k_s} \cdot \ln \frac{r_s}{r_{wh}} - \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (1.19)$$

где  $s$  – скин-фактор, ед.;  $k$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;  $k_s$  – проницаемость ухудшенной зоны пласта, мкм<sup>2</sup>;  $r_s$  – радиус ухудшенной зоны пласта, м.

Для однородного пласта (зона закупорки отсутствует) используется уравнение:

$$s = - \ln \frac{r_{wh}}{r_w} \quad (1.20)$$

В соответствии с моделью распространения червоточин Economides для скважины с ухудшенной призабойной зоной формула (1.19) принимает вид:

$$s = - \frac{k}{2 \cdot k_s} \cdot \ln \left[ \left( \frac{r_w}{r_s} \right)^2 + \frac{V}{PV_{bt} \cdot \pi \cdot r_s^2 \cdot K_{II} \cdot h} \right] - \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (1.21)$$

Для однородного пласта выражение для расчета скин-фактора в случае объемной модели формирования высокопроводящих каналов следующее:

$$s = - \frac{1}{2} \cdot \ln \left[ 1 + \frac{V}{PV_{bt} \cdot \pi \cdot r_s^2 \cdot K_{II} \cdot h} \right] \quad (1.22)$$

Расчет радиуса распространения червоточин для моделей Vuijse–Glasbergen и Furuи выполняется в привязке к конкретному времени закачки, после чего по формулам (1.19)–(1.20) определяется значение скин-фактора после стимуляции аналогично объемной модели. Вычисленное значение скин-фактора после кислотной обработки заносится в симулятор или зависимость (Дюпюи, Фогеля и др.) для количественной оценки притока из скважины [14, 22].

Тем не менее, существующие модели распространения червоточин, в первую очередь, разработаны и применимы для однородных пористых коллекторов, в то время как на реальных нефтяных месторождениях коллектора анизотропные, осложненные естественной и искусственной трещиноватостью, неравномерным распределением фильтрационно-емкостных свойств по разрезу и площади, что существенно ограничивает область их практического применения. Теоретически, в рассматриваемых условиях наилучшие результаты должны показывать методы, основанные на обработке фактических геолого-промысловых данных по реализации мероприятий с кислотным воздействием на продуктивный пласт с привязкой к конкретным геолого-физическим характеристикам [69, 71].



## Основные выводы по главе 1

1. Кислотная обработка является одним из наиболее известных и распространенных методов интенсификации притока в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений как в отечественной, так и зарубежной практике разработки месторождений углеводородов. Несмотря на значительный объем теоретических и практических исследований, направленных на изучение процесса взаимодействия кислотных растворов с горной породой, по различным оценкам до 45 % операций не достигает ожидаемых результатов, что требует принятия решений для увеличения успешности проведения мероприятий.

2. Обзор научно-технической литературы позволил выделить широкий спектр факторов или параметров, оказывающих влияние на эффективность кислотного воздействия, условно подразделяющихся на две большие группы – геологические и технологические, которые необходимо учитывать совместно при проектировании геолого-технических мероприятий.

3. Процесс кислотного воздействия сопровождаются вторичные осложнения, связанные с коррозионным воздействием растворов на глубинно-насосное оборудование, выпадением соединений железа в свободную фазу и образованием высоковязких эмульсий, проявление которых необходимо прогнозировать и предупреждать, например, посредством проведения комплекса лабораторных исследований в свободном объеме.

4. Существует множество моделей распространения червоточин, позволяющих оценивать результат кислотного воздействия как на качественном, так и количественном уровне. Данные модели, в первую очередь, применимы для однородных пористых коллекторов, тогда как на реальных нефтяных месторождениях коллектора характеризуются сложным геологическим строением, что существенно ограничивает область их практического применения и требует использования других способов и подходов к прогнозированию эффективности стимуляции.

## ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В БАШКИРСКО-СЕРПУХОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

### 2.1 Геолого-физическая характеристика и состояние разработки башкирско-серпуховских объектов Соликамской депрессии

На территории Пермского края разрабатывается более ста месторождений нефти и газа, в основном расположенных в пределах десяти крупных тектонических структур, одной из которых является Соликамская депрессия. Соликамская депрессия (СолД) относится к Предуральской нефтегазоносной провинции, представляет собой отрицательную структуру наложенного типа, примечательную по количеству месторождений, остаточных извлекаемых запасов углеводородов и перспективам дальнейших геологоразведочных работ (рис. 2.1).

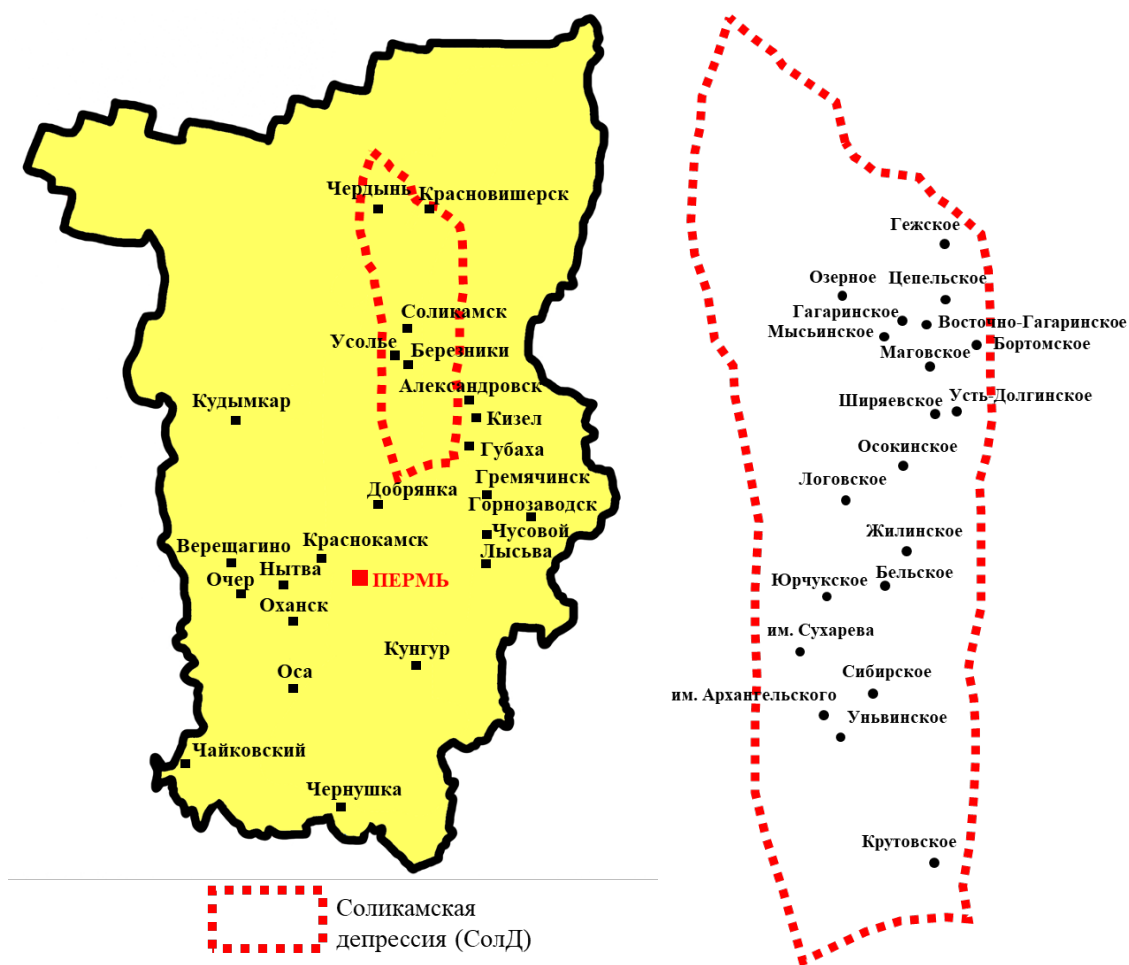


Рис. 2.1. Схема расположения месторождений Соликамской депрессии на территории Пермского края

Приуроченные к Соликамской депрессии месторождения однотипны по геологическому строению и нефтегазоносности, что позволяет изучать их в составе единой группы [24]. Геологический разрез представлен продуктивными отложениями верхнефранско-турнейского, визейско-верхнекаменноугольного, серпуховского, башкирского, московского, нижнепермского возрастов. Значительный научный интерес представляют продуктивные пласты башкирского и серпуховского возрастов ( $C_{2b}$ - $C_{1s}$ ), содержащие около 35 % остаточных запасов нефти месторождений Соликамской депрессии, выделенные на 20 месторождениях, 15 из которых на дату анализа находятся в промышленной разработке, наиболее представительными являются Гагаринское, им. Сухарева, Маговское, Сибирское, Уньвинское и Юрчукское месторождения. Пласты  $C_{2b}$ - $C_{1s}$  (Бш-Срп) характеризуются низкой пористостью и проницаемостью, в среднем – 0,12 д. ед. и  $32 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> соответственно (табл. 2.1). Пластовые нефти в среднем легкие (762 кг/м<sup>3</sup>), парафинистые (3,8 %), маловязкие (2,3 мПа·с) [69].

Таблица 2.1

Геолого-физическая характеристика отложений  $C_{2b}$ - $C_{1s}$  (Бш-Срп)  
месторождений Соликамской депрессии

Параметр	Интервал изменения
Литология коллектора	карбонатный
Абсолютная отметка кровли пласта, м	-(1835,1–1530,1)
Начальное пластовое давление, МПа	15,1–22,0
Пластовая температура, °С	19,4–36,4
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,8–20,0
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	20,6–179,5
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	2,3–16,8
Средняя проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	8–72
Средняя пористость, д. ед.	0,09–0,15
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	667–877
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	0,7–17,5
Содержание парафина, %	2,3–4,9
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1159–1186
Динамическая вязкость пластовой воды, мПа·с	1,3–1,6

Башкирско-серпуховские пласты являются неоднородными, сложного типа со значительной послойной неоднородностью (4–21 ед.), характеризуются разнообразием типов пустотного пространства (рис. 2.2) [27, 69]. Для коллекторов характерен поровый тип пустотного пространства с размером пор в диапазоне 0,05–0,25 мм, выделяются локальные участки с естественной трещиноватостью. Трещины встречаются как полые, так и заполненные кальцитом, что является

распространенным явлением на территории региона [24, 120]. В литологическом отношении горные породы представлены известняками биоморфными, органогенно-детритовыми, в различной степени доломитизированными, локально отмечаются глинистые прослои, сульфаты и железосодержащие минералы. Цемент кальцитовый, поровый, регенерационного типа (6–12 %), наблюдаются включения сульфатов и доломита.

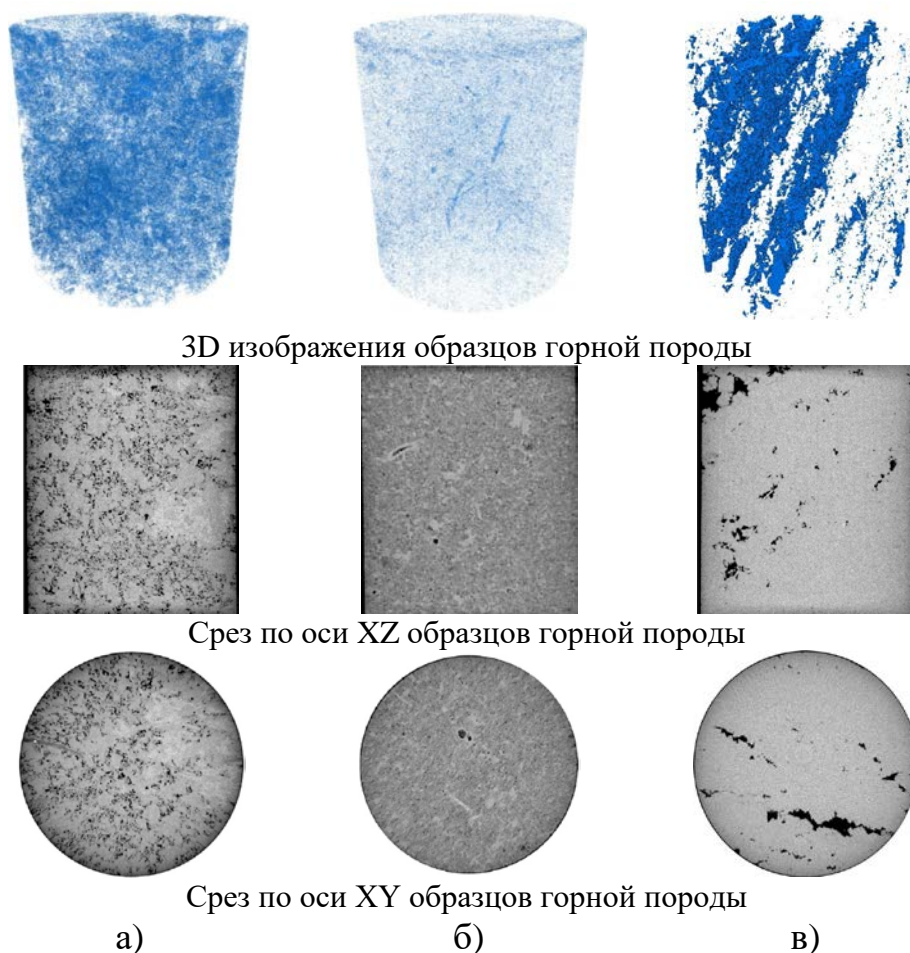


Рис. 2.2. Изображения образцов горной породы, полученные с помощью рентгеновской компьютерной томографии: а) поровая структура; б) наличие микротрещин; в) естественная трещиноватость [69]

Рассматриваемый район хорошо изучен сейсморазведочными работами по технологии 3D и эксплуатационным бурением. Объекты характеризуются плавным переходом на стадию падающей добычи, что предусматривает активное применение геолого-технических мероприятий для поддержания проектных уровней. Действующий добывающий и нагнетательный фонд превышает 500 скважин, средний дебит по нефти которых изменяется в пределах

1,9–28,8 т/сут, по жидкости – 3,0–32,9 т/сут. Для объектов характерна близкая к линейной зависимость (рис. 2.3а) между отбором от начальных извлекаемых запасов (45,2 %) и средней обводненностью добываемой продукции (44,5 %).

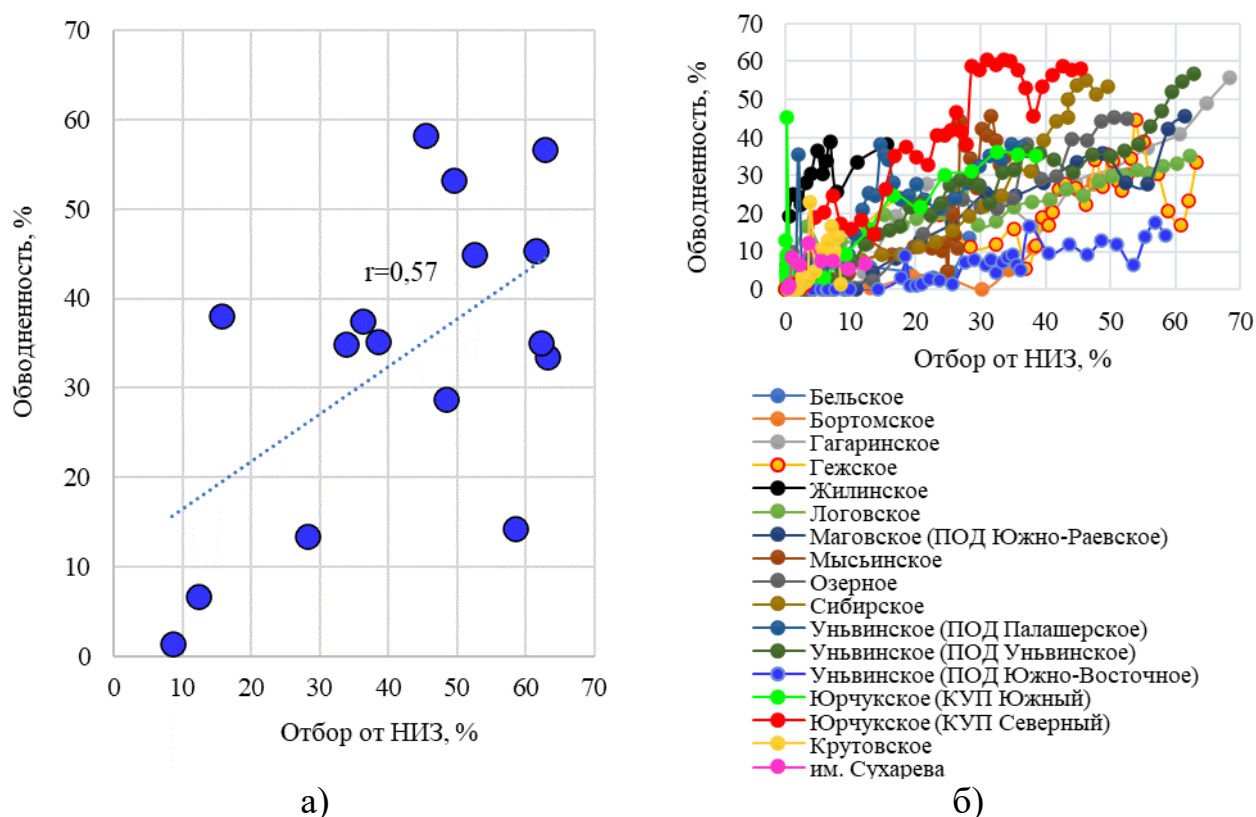


Рис. 2.3. Характеристика «обводненность продукции – выработка извлекаемых запасов»: а) общая по всем месторождениям; б) в разрезе элементов разработки

Несмотря на неоднородность продуктивной толщи по разрезу, выработка запасов нефти по элементам разработки (рис. 2.3б) ведется со незначительным опережением фронта обводнения: отбор от НИЗ составляет 6,4–68,3 %, обводненность – 0,9–58,2 %, что свидетельствует о наличии у пластов потенциала к увеличению ресурсной базы относительно утвержденных значений.

В целом, горно-геологические условия башкирско-серпуховских отложений месторождений Соликамской депрессии являются сложными для реализации любого геолого-технического мероприятия, исключением не является и кислотная обработка. Согласно ранее проведенным теоретическим исследованиям можно выделить следующие факторы, вероятно осложняющие проведение кислотного воздействия: высокая неоднородность коллекторов, доломитизация и глинистость горной породы, повышенное содержание парафина в составе пластовой нефти,

увеличение обводненности продукции скважин и др. [9, 55, 93, 110, 122]. Ряд факторов изучен в следующих главах диссертационного исследования.

## 2.2 Опыт проведения кислотных обработок на целевых объектах

### 2.2.1 Анализ успешности кислотных обработок

Для проведения анализа привлечены данные по 349 кислотным обработкам в башкирско-серпуховских отложениях месторождений Соликамской депрессии, выполненных в период 1999–2020 гг. (рис. 2.4).

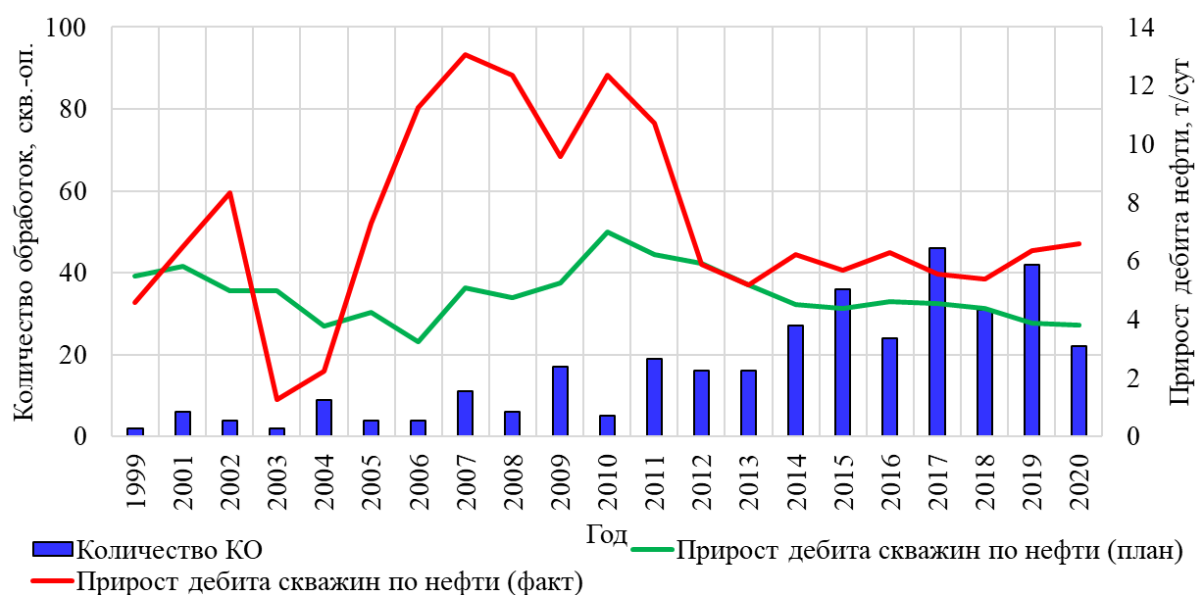


Рис. 2.4. Динамика проведения кислотных обработок в отложениях С2b-С1s (Бш-Срп) месторождений Соликамской депрессии

Мероприятия выполнены как по стандартной технологии, предусматривающей продавку расчетного объема кислотного состава через перфорационные отверстия скважин (180 операций), так и в сочетании с методами вторичного вскрытия пласта (169 операций). С 2012 года отмечается снижение абсолютных приростов дебита скважин по нефти с 9,6–13,1 т/сут до 5,2–6,6 т/сут, что обусловлено ростом обводненности и увеличением количества проводимых мероприятий (1999–2012 гг. – 2–19 операций/год, 2013–2020 гг. – 16–46 операций/год). Несмотря на стабилизацию фактического прироста дебита скважин по нефти после стимуляции продуктивного пласта на уровне 6 т/сут в

2012–2020 гг., наблюдается снижение плановых значений с 7,0 т/сут (2010 г.) до 3,8 т/сут (2020 г.), отклонение фактических значений от плановых при этом находится в диапазоне 22,1–77,2 %, что позволяет сделать вывод о низкой прогностической способности используемых на практике методов оценки потенциальной эффективности мероприятий.

При анализе успешности технологии в разрезе отдельных мероприятий при их разделении на достигнувшие и недостигнувшие плана (рис. 2.5) эффективными являются 0,0–85,7 % выполненных кислотных обработок при среднем значении 66,8 % (233 из 349 операций).

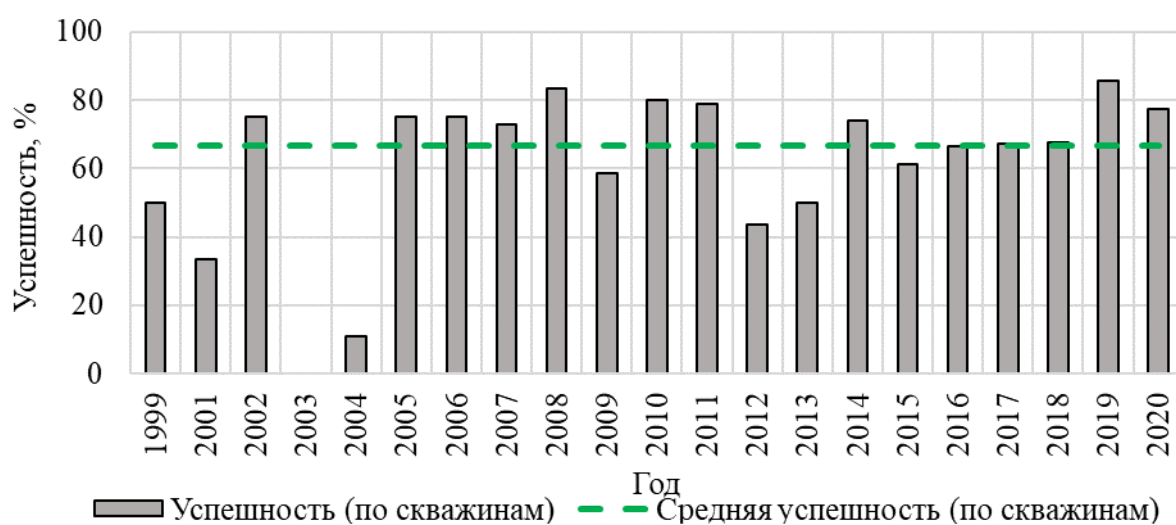


Рис. 2.5. Успешность кислотных обработок в отложениях С2b-С1s (Бш-Срп) месторождений Соликамской депрессии

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что при проектировании кислотных обработок на скважинах важной задачей является поиск или разработка подходов, направленных как на увеличение эффективности воздействия, так и повышение качества прогнозирования его результата, в том числе с использованием накопленного промыслового опыта.

## 2.2.2 Опыт применения кислотных составов

Для увеличения продуктивности скважин на месторождениях Соликамской депрессии использовался ряд кислотных композиций отечественных производителей (рис. 2.6). Широкое распространение (более 90 % мероприятий)



получили составы ФЛАКСОКОР-210 (АО «Полиэкс», г. Пермь), ДН (СНПХ)-9010 (ООО НПП «Девон»/АО «НИИнефтепромхим», г. Казань), НПС-К (ООО «НефтеПром Сервис», г. Пермь), техническая характеристика которых приведена в таблице 2.2 [38]. Представленные композиции характеризуются наличием в своей рецептуре поверхностно-активных веществ, что обеспечивает их глубокое проникновение в продуктивный пласт, и ингибиторов коррозии, уменьшающих агрессивное воздействие агентов на поверхности нефтепромыслового оборудования [5, 30, 41].

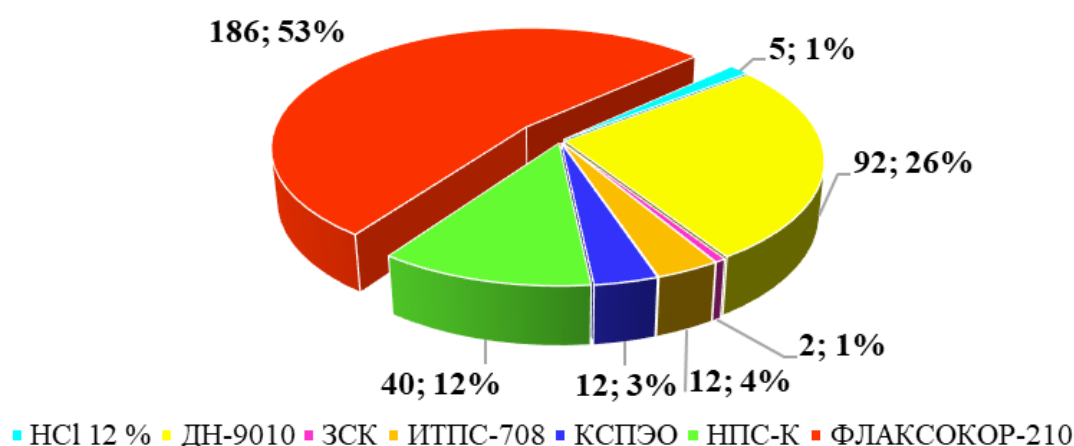


Рис. 2.6. Используемые кислотные составы на нефтяных месторождениях Соликамской депрессии

Таблица 2.2

Техническая характеристика кислотных составов ДН-9010, ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К

Показатель	Кислотный состав		
	ДН-9010	ФЛАКСОКОР-210 (марка Р)	НПС-К
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1040–1100	1040–1080	1040–1090
Содержание хлористого водорода, % масс.	10,5-14,5	10,5-14,0	10,5-14,5
Скорость растворения мрамора при 20 °С, г/(м <sup>2</sup> ·мин)	217	220	455
Скорость растворения стали при 20 °С, г/(м <sup>2</sup> ·мин)	0,20	0,20	0,20
Особенности рецептуры	Водный раствор соляной кислоты	Водный раствор соляной кислоты	Водный раствор соляной кислоты
	Ингибитор коррозии	Ингибитор коррозии	Ингибитор коррозии
	ПАВ	ПАВ	ПАВ
	Кислотосодержащий растворитель	Высокоэффективные адресные добавки	Стабилизатор железа

По промышленным данным эффективность кислотных составов ДН-9010, ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К отличается. В работе [38] детально описан опыт применения представленных композиций на карбонатных объектах нефтяных



месторождений Пермского края, разделенных по территориальному признаку: Северная (СГМ), Южная (ЮГМ) и Ножовская (НГМ) группы активов. Основная доля кислотных обработок, преимущественно выполненных в башкирско-серпуховских и турнейско-фаменских отложениях, приходится на продуктивные пласты ЮГМ (55 %) и СГМ (42 %), к которой в том числе приурочены и активы Соликамской депрессии. Отмечается, что количество успешных мероприятий композициями НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 до 1,8 раз выше, чем составом ДН-9010 (рис. 2.7). Кислотные обработки раствором ФЛАКСОКОР-210 в отложениях СГМ обеспечивают успешность воздействия на уровне 78–90 %.

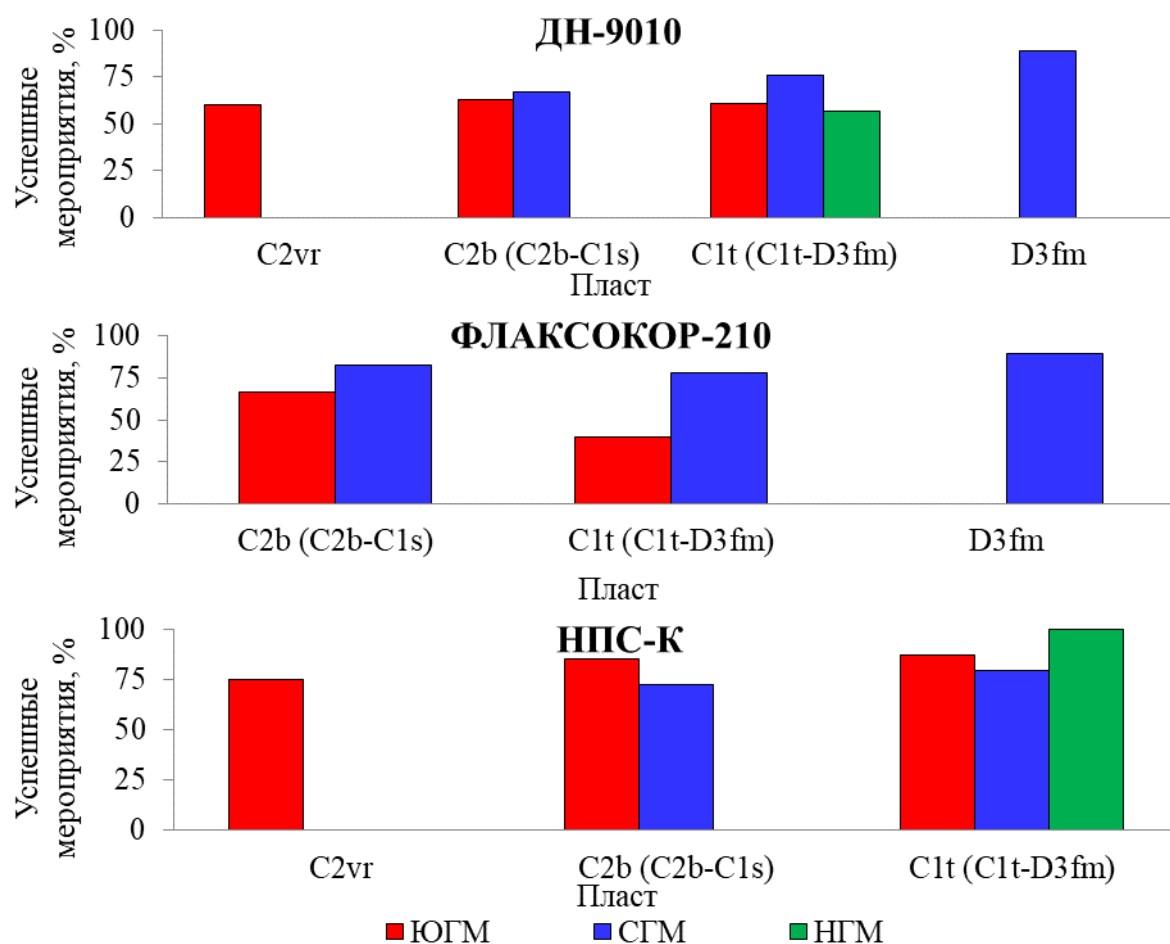


Рис. 2.7. Успешность обработки карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края кислотными составами [38]

Кислотные составы ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К демонстрируют большую эффективность и с точки зрения изменения фильтрационных характеристик пласта. На башкирско-серпуховских объектах СГМ применение композиций

ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К обеспечивает увеличение проницаемости призабойной зоны в среднем в 3,2–7,9 раз (максимальные значения – 14,6–27,0 раз), ДН-9010 – в 2,6 раза (максимальное значение – в 5,2 раза) [38]. Композиции ФЛАКСОКОР-210 и НПС-К можно выделить как более современные и адаптированные к условиям Пермского края, эффективность которых детально изучена в рамках лабораторных экспериментов (Глава 3).

На территории региона распространение получили и комплексные технологии кислотного воздействия с перераспределением фильтрационных потоков за счет закачки или внедрения в рецептуру растворов химических агентов-отклонителей. На месторождениях Соликамской депрессии около 19 % всех обработок (67 операций) выполнено с применением эмульгирующих и гелеобразующих систем ЭКС-ЭМ и СУРФОГЕЛЬ (АО «Полиэкс», г. Пермь), краткая техническая характеристика которых приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Техническая характеристика отклоняющих систем ЭКС-ЭМ и СУРФОГЕЛЬ

Показатель	Отклоняющая система (агент)	
	ЭКС-ЭМ*	СУРФОГЕЛЬ**
Внешний вид	Маслянистая жидкость от светло-коричневого до черного цвета	Прозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	900–1400	1000–1050
Эффективная вязкость при 20 °С и скорости сдвига 100 с <sup>-1</sup> , мПа·с	950–1100	70–180

Примечание: \*свойства гидрофобной эмульсии на основе ЭКС-ЭМ марки В; \*\*свойства СУРФОГЕЛЬ марки А.

Применение потокоотклоняющих агентов позволяет существенно увеличить охват пласта воздействием за счет временной кольтматации существующих высокопроницаемых каналов в прискважинной зоне, обеспечивая поступление кислоты в зоны с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, тем самым вовлекая в процесс дренирования новые участки [41, 56, 66]. В то же время проведение кислотных обработок с отклонителем является обособленной темой и требует самостоятельного исследования, в связи с чем вопрос обоснования дизайна мероприятий с применением реагентов ЭКС-ЭМ и СУРФОГЕЛЬ в настоящей работе не рассматривается, а основное внимание сосредоточено на применении стандартных солянокислотных композиций (без отклонителей).

### 2.2.3 Анализ влияния технологических параметров на эффективность кислотных обработок на основе геолого-промысловых данных

Геологические характеристики пласта-коллектора определяются индивидуально в ходе его исторического формирования [36, 69]. Принимая во внимание сложность их регулирования при разработке месторождений, целесообразным является выделение технологических условий применения кислотного воздействия в определенных геолого-физических условиях.

В качестве показателей эффективности кислотной обработки в исследовании используются общепринятые в практике разработки месторождений критерии [40, 69, 111]: дифференциальные – абсолютный прирост дебита скважины по нефти ( $\Delta Q_n$ , т/сут); удельный прирост дебита скважины по нефти или отношение прироста дебита скважины по нефти к обработанной нефтенасыщенной толщине пласта ( $\Delta q_n$ , т/(сут·м)); интегральные – дополнительная добыча нефти или ДДН ( $\sum \Delta Q_n$ , т); продолжительность эффекта ( $T_{ЭФ}$ , сут).

Результаты кислотных обработок в башкирско-серпуховских отложениях месторождений Соликамской депрессии в разрезе всех выполненных мероприятий ( $N=349$  ед.) представлены в таблице 2.4 и на рисунке 2.8.

Абсолютный прирост дебита скважины по нефти изменяется в пределах 3,8–7,4 т/сут для 145 наблюдений (42 % всех обработок) при среднем значении по всему распределению 6,8 т/сут. Основное количество наблюдений по значению удельного прироста дебита скважин по нефти (202 ед. или 58 % всех обработок) изменяется от 0,06 до 0,74 т/(сут·м), среднее значение – 0,64 т/(сут·м).

Отдельно выделяются закономерности, наблюдаемые при анализе распределений дополнительной добычи нефти и продолжительности эффекта. В первом случае количество наблюдений в различных интервалах изменяется незначительно, при этом можно выделить два преобладающих участка с дополнительной добычей менее 2560 т (56 % всех обработок) и более 6400 т (18 % всех обработок), среднее значение – 6014 т. Во втором случае распределение имеет характер, близкий к экспоненциальному: 213 наблюдений (61 % всех мероприятий)

характеризуется продолжительностью эффекта менее 1000 сут при среднем значении 1043 сут.

Таблица 2.4

Результаты кислотных обработок в отложениях C2b-C1s (Бш-Срп)  
месторождений Соликамской депрессии

Показатель	Значение показателя*
Количество наблюдений, ед.	349
$\Delta Q_n$ , т/сут	$\frac{-5,3 - 35,2}{6,8}$
$\Delta q_n$ , т/(сут·м)	$\frac{-0,39 - 5,15}{0,64}$
$\sum \Delta Q_n$ , т	$\frac{0 - 109029}{6014}$
$T_{\text{эф}}$ , сут	$\frac{0 - 5725}{1043}$

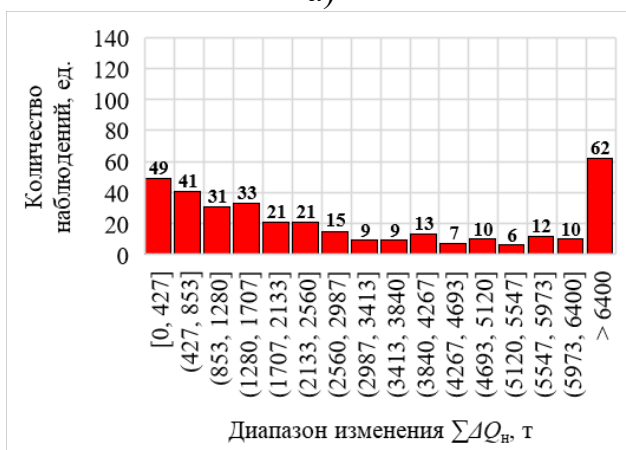
Примечание: \*числитель – интервал изменения показателя, знаменатель – среднее значение.



а)



б)



в)



г)

Рис. 2.8. Распределение эффективности кислотного воздействия на пласт на нефтяных месторождениях Соликамской депрессии: а) абсолютный прирост дебита скважин по нефти; б) удельный прирост дебита скважин по нефти; в) дополнительная добыча нефти; г) продолжительность эффекта

Для оценки технологических параметров, потенциально определяющих результат кислотного воздействия, полная выборка исходных данных ранжирована

по возрастанию и разделена на две приблизительно равные части для каждого показателя эффективности. Выделение различий между полученными подвыборками выполнено на основании  $t$ -статистики (критерия) Стьюдента и  $U$ -критерия Манна-Уитни при уровне статистической значимости  $p=0,05$ , с данными методами можно подробно ознакомиться в работах [3, 39, 47, 54, 71, 118, 125, 134].  $U$ -критерий Манна-Уитни является непараметрическим критерием, используемым для сравнения двух независимых выборок по уровню какого-либо признака, измеренного количественно [71, 118, 125]. В отличие от  $t$ -критерия Стьюдента он не имеет формальных требований о необходимости наличия нормального распределения сопоставляемых совокупностей. Метод основан на определении того, достаточно ли мала зона перекрещивающихся значений между двумя вариационными рядами: ранжированным рядом значений параметра в первой выборке и таким же – во второй выборке [71, 118]. Расчеты выполнялись в программном продукте Statistica 10 (StatSoft, США).

На основе обзора литературы, представленного в Главе 1 диссертации, привлечены следующие технологические параметры, теоретически оказывающие влияние на результат обработки: кратность воздействия ( $n$ , ед.); удельный объем кислотного состава ( $v_{\text{КС}}$ , м<sup>3</sup>/м); продолжительность выдержки кислоты на реакцию с горной породой ( $T_{\text{В}}$ , ч); максимальное давление закачки, отнесенное к пластовому давлению до стимуляции ( $P_{\text{зак}}/P_{\text{пл1}}$ , д. ед.); забойное давление, отнесенное к давлению насыщения нефти газом ( $P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}}$ , д. ед.); забойное давление, отнесенное к начальному пластовому давлению ( $P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}}$ , д. ед.); забойное давление, отнесенное к пластовому давлению до стимуляции ( $P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}}$ , д. ед.); депрессия на пласт ( $\Delta P_1$ , МПа); удельный дебит скважины по жидкости до стимуляции ( $q_{\text{ж1}}$ , т/(сут·м)); удельный дебит скважины по нефти до стимуляции ( $q_{\text{н1}}$ , т/(сут·м)); наличие опыта мероприятий с формированием техногенных каналов (радиальное бурение) или трещин (ГРП) ( $C_{\text{тр}}$ , ед.).

В связи с необходимостью анализа влияния величины забойного давления относительно текущего пластового давления и депрессии на эффективность кислотной обработки к анализу привлечены только 312 из 349 операций,

характеризующиеся наличием гидродинамических исследований при неустановившихся режимах методом восстановления давления (уровня) с целью оценки энергетического состояния зон дренирования скважин. Исследования выполнены в течение трех лет до проведения кислотной обработки, из которых 52 % (163 операции) – в течение одного года.

В анализируемой выборке не представлена скорость или темп закачки кислоты – один из наиболее распространенных и известных технологических параметров, описываемых в отечественной и зарубежной научно-технической литературе [37, 42, 77, 97], что обусловлено нерегулярным отражением показателя в отчетной документации по капитальным ремонтам. На рисунке 2.9 приведены единичные промысловые замеры темпов нагнетания кислоты ( $Q$ ) на 15 скважинах Маговского, Уньвинского и Юрчукского месторождений, в качестве примера продемонстрировано их влияние на удельный прирост дебита скважины по нефти. Темп нагнетания кислоты на рассмотренных скважинах изменяется в узком диапазоне (3,3–4,6 л/с), статистически значимого влияния на  $\Delta q_n$  не оказывает (коэффициент корреляции Пирсона  $r=0,08$  при  $p=0,773$ ).

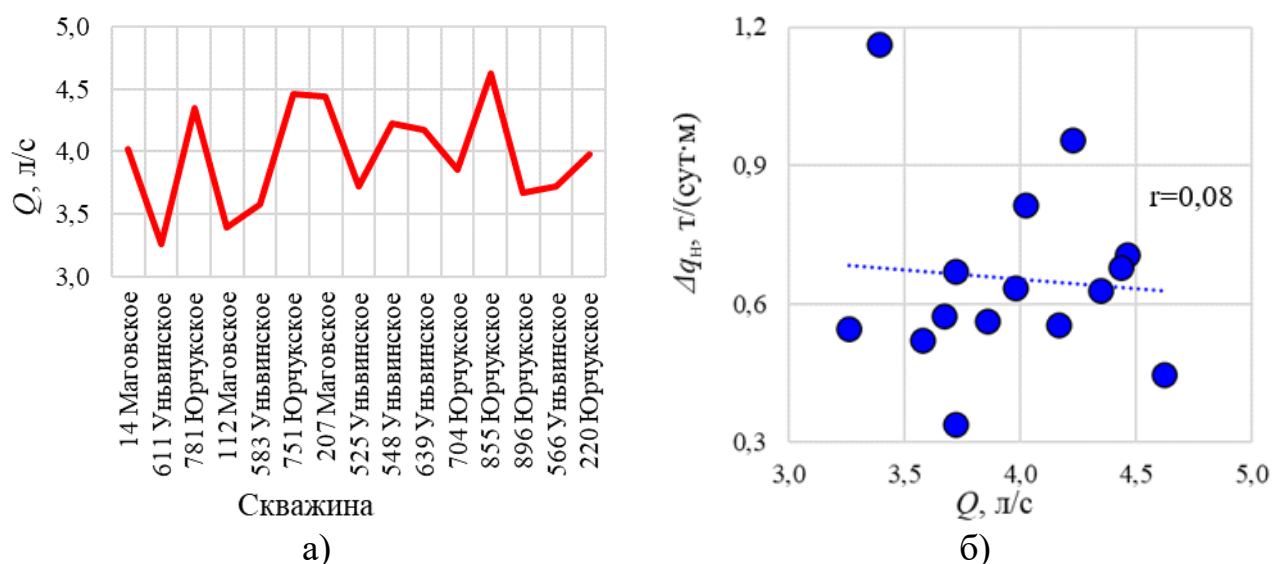


Рис. 2.9. Темпы нагнетания кислотного состава на скважинах:

- а) диапазон изменения параметра; б) зависимость удельного прироста дебита скважины по нефти от темпа закачки кислоты

Для других показателей эффективности воздействия результаты следующие:  $\Delta Q_n - r=0,01, p=0,729$ ;  $\sum \Delta Q_n - r=0,05, p=0,857$ ;  $T_{\Phi} - r=0,38, p=0,166$ . Статистически

значимого влияния скорости закачки по геолого-промысловым данным на результат кислотной обработки по группе показателей эффективности не отмечено, в то же время это может быть связано с малым количеством наблюдений ( $N=15$ ).

Результаты статистического анализа по остальным технологическим параметрам представлены в таблицах 2.5–2.8. Как отмечалось ранее, для каждого из показателей эффективности сформировано по две подгруппы, приблизительно равных по объему наблюдений ( $N_1$  и  $N_2$  соответственно): абсолютный и удельный прирост дебита скважин по нефти – 153 и 159 операций, дополнительная добыча нефти и продолжительность эффекта – 164 и 148 операций.

При рассмотрении подгрупп для абсолютного прироста дебита скважин по нефти статистически значимые отличия отмечены для удельного расхода кислотного состава ( $p=0,009–0,027$ ), кратности воздействия ( $p=0,002$ ) и времени выдержки, причем значимость последнего технологического параметра подтверждена лишь  $U$ -критерием Манна-Уитни ( $p=0,044$ ).

Таблица 2.5

Сравнение средних значений технологических параметров в составе подвыборок для абсолютного прироста дебита скважин по нефти

Параметр	$N_1$	$N_2$	Среднее при $\Delta Q_n < 5,7$ т/сут	Среднее при $\Delta Q_n \geq 5,7$ т/сут	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
$v_{КС}$	153	159	$3,9 \pm 2,2$	$3,3 \pm 1,8$	$\frac{2,619 *}{0,009}$	$\frac{10397,5 *}{0,027}$
$n$	153	159	$2,1 \pm 1,1$	$1,8 \pm 0,9$	$\frac{3,179 *}{0,002}$	$\frac{9720,0 *}{0,002}$
$P_{зак}/P_{пл1}$	153	159	$0,41 \pm 0,46$	$0,40 \pm 0,52$	$\frac{0,175}{0,862}$	$\frac{11685,0}{0,548}$
$T_B$	153	159	$5,1 \pm 4,1$	$5,9 \pm 4,4$	$\frac{-1,606}{0,109}$	$\frac{10558,0 *}{0,044}$
$P_{заб1}/P_{нас}$	153	159	$0,45 \pm 0,18$	$0,45 \pm 0,19$	$\frac{-0,275}{0,784}$	$\frac{11965,0}{0,804}$
$P_{заб1}/P_{пл0}$	153	159	$0,27 \pm 0,11$	$0,28 \pm 0,12$	$\frac{-0,824}{0,411}$	$\frac{11492,0}{0,400}$
$P_{заб1}/P_{пл1}$	153	159	$0,45 \pm 0,15$	$0,47 \pm 0,17$	$\frac{-1,183}{0,238}$	$\frac{11547,5}{0,440}$
$\Delta P_1$	153	159	$7,1 \pm 2,9$	$6,8 \pm 3,0$	$\frac{0,972}{0,332}$	$\frac{11496,5}{0,403}$
$q_{ж1}$	153	159	$1,0 \pm 1,5$	$0,9 \pm 0,8$	$\frac{0,994}{0,321}$	$\frac{11970,0}{0,809}$
$q_{н1}$	153	159	$0,6 \pm 1,0$	$0,6 \pm 0,5$	$\frac{0,133}{0,894}$	$\frac{10630,0}{0,054}$
$C_{тр}$	153	159	$0,2 \pm 0,4$	$0,2 \pm 0,4$	$\frac{0,918}{0,359}$	$\frac{11497,5}{0,403}$

Примечание: \*статистически значимое различие подвыборок ( $p < 0,05$ ).

Таблица 2.6

Сравнение средних значений технологических параметров в составе подвыборок для удельного прироста дебита скважин по нефти

Параметр	$N_1$	$N_2$	Среднее при $\Delta q_n < 0,54$ т/(сут·м)	Среднее при $\Delta q_n \geq 0,54$ т/(сут·м)	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
$v_{КС}$	153	159	2,8±1,8	4,5±1,9	$\frac{-8,083}{0,000} *$	$\frac{5786,5}{0,000} *$
$n$	153	159	2,0±1,0	1,9±1,1	$\frac{0,256}{0,798}$	$\frac{11700,0}{0,537}$
$P_{зак}/P_{пл1}$	153	159	0,37±0,48	0,43±0,50	$\frac{-0,941}{0,347}$	$\frac{11414,0}{0,347}$
$T_B$	153	159	5,4±4,4	5,7±4,1	$\frac{-0,505}{0,614}$	$\frac{10763,5}{0,068}$
$P_{заб1}/P_{нас}$	153	159	0,46±0,18	0,43±0,19	$\frac{1,378}{0,169}$	$\frac{10943,5}{0,126}$
$P_{заб1}/P_{пл0}$	153	159	0,29±0,11	0,27±0,12	$\frac{1,248}{0,213}$	$\frac{10904,5}{0,114}$
$P_{заб1}/P_{пл1}$	153	159	0,49±0,16	0,44±0,16	$\frac{2,545}{0,011} *$	$\frac{9911,5}{0,005} *$
$\Delta P_1$	153	159	6,6±3,0	7,3±2,9	$\frac{-2,175}{0,030} *$	$\frac{10285,0}{0,018} *$
$q_{ж1}$	153	159	0,9±1,0	1,0±1,3	$\frac{-0,985}{0,325}$	$\frac{11448,0}{0,369}$
$q_{н1}$	153	159	0,5±0,7	0,7±0,9	$\frac{-1,405}{0,161}$	$\frac{10348,0}{0,023} *$
$C_{тр}$	153	159	0,2±0,4	0,2±0,5	$\frac{-0,879}{0,380}$	$\frac{11758,5}{0,439}$

Примечание: \*статистически значимое различие подвыборок ( $p < 0,05$ ).

Таблица 2.7

Сравнение средних значений технологических параметров в составе подвыборок для дополнительной добычи нефти

Параметр	$N_1$	$N_2$	Среднее при $\sum \Delta Q_n < 2132$ т	Среднее при $\sum \Delta Q_n \geq 2132$ т	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
$v_{КС}$	164	148	3,9±2,2	3,3±1,8	$\frac{2,432}{0,016} *$	$\frac{10448,0}{0,034} *$
$n$	164	148	2,1±1,1	1,7±0,9	$\frac{3,611}{0,000} *$	$\frac{9491,0}{0,000} *$
$P_{зак}/P_{пл1}$	164	148	0,42±0,52	0,38±0,46	$\frac{0,808}{0,419}$	$\frac{11776,0}{0,651}$
$T_B$	164	148	5,3±4,1	5,8±4,4	$\frac{-0,904}{0,366}$	$\frac{11706,0}{0,575}$
$P_{заб1}/P_{нас}$	164	148	0,44±0,19	0,46±0,18	$\frac{-1,057}{0,291}$	$\frac{11038,5}{0,168}$
$P_{заб1}/P_{пл0}$	164	148	0,27±0,11	0,29±0,12	$\frac{-1,720}{0,086}$	$\frac{10779,5}{0,088}$
$P_{заб1}/P_{пл1}$	164	148	0,46±0,15	0,47±0,17	$\frac{-0,816}{0,415}$	$\frac{11903,5}{0,771}$
$\Delta P_1$	164	148	6,9±3,0	7,0±3,0	$\frac{-0,330}{0,741}$	$\frac{11710,5}{0,593}$
$q_{ж1}$	153	159	0,9±1,0	1,0±1,4	$\frac{-0,051}{0,960}$	$\frac{11641,0}{0,534}$
$q_{н1}$	153	159	0,5±0,7	0,7±0,9	$\frac{-0,161}{0,872}$	$\frac{11792,0}{0,666}$
$C_{тр}$	153	159	0,2±0,4	0,2±0,4	$\frac{1,148}{0,252}$	$\frac{11308,0}{0,113}$

Примечание: \*статистически значимое различие подвыборок ( $p < 0,05$ ).



Таблица 2.8

Сравнение средних значений технологических параметров в составе подвыборок для продолжительности эффекта

Параметр	$N_1$	$N_2$	Среднее при $T_{Эф} < 734$ сут	Среднее при $T_{Эф} \geq 734$ сут	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
$v_{КС}$	164	148	3,8±2,1	3,4±2,0	$\frac{1,905}{0,058}$	$\frac{10517,5 *}{0,042}$
$n$	164	148	2,1±1,1	1,7±0,9	$\frac{3,729 *}{0,000}$	$\frac{9491,5 *}{0,001}$
$P_{зак}/P_{пл1}$	164	148	0,41±0,52	0,39±0,46	$\frac{0,393}{0,695}$	$\frac{11798,0}{0,671}$
$T_B$	164	148	5,3±4,0	5,8±4,5	$\frac{-1,039}{0,300}$	$\frac{11948,0}{0,814}$
$P_{заб1}/P_{нас}$	164	148	0,42±0,18	0,48±0,19	$\frac{-2,583 *}{0,010}$	$\frac{9901,5 *}{0,005}$
$P_{заб1}/P_{пл0}$	164	148	0,26±0,11	0,30±0,12	$\frac{-3,253 *}{0,001}$	$\frac{9521,5 *}{0,001}$
$P_{заб1}/P_{пл1}$	164	148	0,44±0,15	0,48±0,17	$\frac{-2,304 *}{0,022}$	$\frac{10557,5 *}{0,047}$
$\Delta P_1$	164	148	7,1±3,0	6,8±3,0	$\frac{0,770}{0,442}$	$\frac{11631,5}{0,526}$
$q_{ж1}$	164	148	1,0±1,1	0,9±1,2	$\frac{1,174}{0,241}$	$\frac{10641,0}{0,060}$
$q_{н1}$	164	148	0,6±0,8	0,6±0,8	$\frac{0,721}{0,471}$	$\frac{11769,0}{0,645}$
$C_{тр}$	164	148	0,2±0,5	0,2±0,4	$\frac{1,666}{0,097}$	$\frac{11128,0}{0,205}$

Примечание: \*статистически значимое различие подвыборок ( $p < 0,05$ ).

Анализ подвыборок для удельного прироста дебита скважин по нефти позволил выделить четыре статистически значимых параметра: удельный объем кислоты ( $p=0,000$ ), отношение забойного давления к пластовому давлению до стимуляции ( $p=0,005-0,011$ ), депрессия ( $p=0,018-0,030$ ), удельный дебит скважины по нефти до обработки (только по  $U$ -критерию Манна-Уитни,  $p=0,023$ ).

Подвыборки для дополнительной добычи нефти статистически различаются по двум параметрам: удельный объем кислоты ( $p=0,016-0,034$ ) и кратность воздействия ( $p=0,000$ ), для продолжительности эффекта – по пяти параметрам: удельный объем кислоты (только по критерию Манна-Уитни,  $p=0,042$ ), кратность обработки ( $p=0,000-0,001$ ), забойное давление относительно давления насыщения нефти газом ( $p=0,005-0,010$ ), отношение забойного давления к начальному пластовому давлению и пластовому давлению до стимуляции ( $p=0,001$  и  $p=0,022-0,047$  соответственно). Обобщенные результаты анализа по статистически значимым технологическим параметрам представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Значимые технологические параметры для показателей эффективности  
кислотной обработки по данным статистической оценки

Параметр	Метод оценки	Показатель эффективности				Количество значимых параметров
		$\Delta Q_n$	$\Delta q_n$	$\sum \Delta Q_n$	$T_{ЭФ}$	
Статистически значимое влияние («+»)						
$v_{КС}$	<i>t</i> -критерий	+	+	+		3
	<i>U</i> -критерий	+	+	+	+	4
$n$	<i>t</i> -критерий	+		+	+	3
	<i>U</i> -критерий	+		+	+	3
$T_B$	<i>t</i> -критерий					-
	<i>U</i> -критерий	+				1
$P_{заб1}/P_{пл1}$	<i>t</i> -критерий		+		+	2
	<i>U</i> -критерий		+		+	2
$P_{заб1}/P_{нас}$	<i>t</i> -критерий				+	1
	<i>U</i> -критерий				+	1
$P_{заб1}/P_{пл0}$	<i>t</i> -критерий				+	1
	<i>U</i> -критерий				+	1
$\Delta P_1$	<i>t</i> -критерий		+			1
	<i>U</i> -критерий		+			1
$q_{н1}$	<i>t</i> -критерий					-
	<i>U</i> -критерий		+			1

По показателям эффективности, характеризующим как мгновенное изменение добычи нефти ( $\Delta Q_n$ ,  $\Delta q_n$ ), так и во времени ( $\sum \Delta Q_n$ ), параметрами, определяющими эффективность кислотной обработки, являются кратность воздействия и удельный объем композиции, одновременно подтверждаемые критериями Стьюдента и Манна-Уитни. Для продолжительности эффекта дополнительно включаются параметры, характеризующие величину забойного давления относительно пластового давления и давления насыщения нефти газом. К отдельной группе технологических параметров, значимость которых определена однократно только по *U*-критерию Манна-Уитни, относятся удельный дебит скважины по нефти до стимуляции и продолжительность выдержки кислоты.

Далее построены корреляционные поля уровня значимости по критерию Манна-Уитни от соответствующего параметра по критерию Стьюдента (рис. 2.10). На диаграммах отмечено наличие «выбросов», связанных с  $q_{н1}$  и  $T_B$  ( $p$  по критерию Стьюдента/Манна-Уитни – 0,894/0,054 и 0,614/0,068 соответственно), но в противоположном отношении к параметрам эффективности:  $T_B$  статистически значимо для  $\Delta Q_n$ , «выброс» наблюдается в отношении  $\Delta q_n$ ;  $q_{н1}$  статистически значим для  $\Delta q_n$ , «выброс» отмечен для  $\Delta Q_n$ . Полученный результат при использовании *t*-критерия Стьюдента объясняется распределением обоих

параметров по закону, отличному от нормального, что подтверждает целесообразность применения  $U$ -критерия Манна-Уитни в качестве контрольного метода, работоспособного в подобных условиях [71, 118, 125]. Также стоит отметить тот факт, что  $p$  по критерию Манна-Уитни для  $q_{н1}$  и  $T_{в}$  крайне близок к граничному значению (0,05).

За исключением описанных «выбросов» метод Манна-Уитни хорошо контролирует значения, определенные с применением  $t$ -критерия Стьюдента, демонстрируя выраженную линейную связь между ними. В связи с этим, по результатам предварительной статистической оценки все технологические параметры, представленные в таблице 2.9, по комплексу показателей эффективности оказывают влияние на результат кислотной обработки.

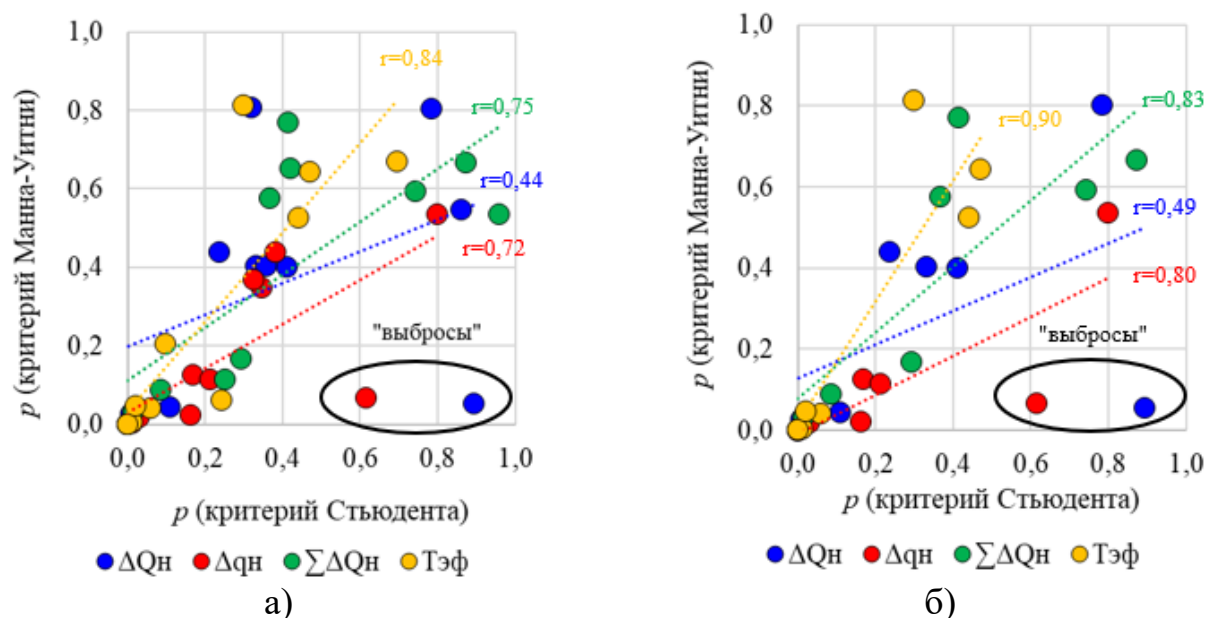


Рис. 2.10. Сопоставление уровня значимости  $p$  по критериям Стьюдента и Манна-Уитни: а) все технологические параметры; б) статистически значимые технологические параметры

Заключительным этапом анализа стала оценка влияния вариации обработки (с предварительной перфорацией и без) и типа химической композиции по механизму действия (с отклонителем и без) на исход мероприятия (табл. 2.10). Средние значения  $\Sigma\Delta Q_{н}$  по результатам мероприятий изменяются в пределах 1330–7546 т,  $T_{эф}$  – 525–1169 сут,  $\Delta Q_{н}$  и  $\Delta q_{н}$  – 5,6–7,4 т/сут и 0,38–0,79 т/(сут·м) соответственно. Предварительное вторичное вскрытие пласта обеспечивает

большие  $\Delta Q_n$ ,  $\Delta q_n$  и  $\sum \Delta Q_n$  относительно стандартной технологии (на 12,2–15,2 %, 38,3–47,0 % и 22,1–66,5 % соответственно).

Таблица 2.10

Эффективность различных технологических вариаций кислотных обработок

Мероприятие	N, скв.-оп.	$\Delta Q_n$ , т/сут*	$\Delta q_n$ , т/(сут·м)	$\sum \Delta Q_n$ , т	$T_{эф}$ , сут
Стандартная КО	143	$\frac{-3,0 - 31,6}{6,5}$	$\frac{-0,38 - 3,86}{0,57}$	$\frac{0 - 109029}{6180}$	$\frac{0 - 5725}{1102}$
Стандартная КО с отклонителем	37	$\frac{-0,3 - 16,7}{5,6}$	$\frac{-0,03 - 1,49}{0,38}$	$\frac{0 - 10696}{1330}$	$\frac{0 - 1361}{687}$
Повторная или дополнительная перфорация со стандартной КО	139	$\frac{-5,3 - 35,2}{7,4}$	$\frac{-0,39 - 5,15}{0,79}$	$\frac{0 - 84382}{7546}$	$\frac{0 - 5449}{1169}$
Повторная или дополнительная перфорация с КО с отклонителем	30	$\frac{3,0 - 13,5}{6,6}$	$\frac{0,20 - 1,29}{0,56}$	$\frac{117 - 5716}{2214}$	$\frac{62 - 1263}{525}$
Все мероприятия	349	$\frac{-5,3 - 35,2}{6,8}$	$\frac{-0,39 - 5,15}{0,64}$	$\frac{0 - 109029}{6014}$	$\frac{0 - 5725}{1043}$

Примечание: \*числитель – интервал изменения показателя, знаменатель – среднее значение.

Результаты кислотных обработок с отклонителем достаточно противоречивы: их эффективность ниже аналогов с применением стандартных кислотных составов. Это объясняется временным фактором: обработки с отклонителем начали применяться только в 2015 году, а стандартные композиции активно использовались в течение всей истории разработки, причем в горно-геологических условиях, близких к начальным. Тем не менее, дифференциация эффективности обработок в пределах их вариаций и типа агента подразумевает необходимость учета данных категориальных параметров при проектировании мероприятий.

По результатам выполненного анализа отмечена существенная роль технологических параметров при планировании и реализации такого метода интенсификации притока нефти как кислотная обработка. Тем не менее, важной задачей исследования остается обоснование технологических параметров для проведения кислотного воздействия, обеспечивающих наибольшую эффективность обработки карбонатных коллекторов нефтяных месторождений в условиях ежегодно ухудшающейся структуры остаточных извлекаемых запасов и снижения количества скважин-кандидатов.

## Основные выводы по главе 2

1. В башкирско-серпуховских отложениях нефтяных месторождений Соликамской депрессии Пермского края наблюдается снижение фактических и плановых приростов дебитов скважин по нефти после кислотной обработки при увеличении количества операций, что обусловлено недостаточно обоснованным подбором принятых к реализации технологических параметров проведения мероприятий.

2. Прогностическая способность реализуемых на практике методов при обосновании ожидаемых приростов дебитов скважин по нефти после кислотной обработки является низкой (среднее отклонение прогноза от факта – 65 %). Разделение выборки геолого-промысловых данных на группы по достижению и недостижению плановых показателей операций соответственно демонстрирует успешность кислотной обработки на целевых объектах на уровне 67 %.

3. Для каждого из основных показателей эффективности кислотного воздействия (абсолютный и удельный прирост дебита скважины по нефти, дополнительная добыча нефти и продолжительность эффекта) предварительно выявлены статистически значимые технологические параметры в части кратности стимуляции, дизайна обработки и текущего режима эксплуатации скважин, вероятно обуславливающие положительный результат мероприятия.

4. Сопоставление показателей эффективности в разрезе технологических вариаций кислотных обработок (с предварительной перфорацией и без нее) и типа используемой химической композиции по механизму действия (с отклонителем и без) продемонстрировало дифференциацию результатов скважино-операций и, как следствие, необходимость учета этих категориальных параметров при проектировании мероприятий.

Обоснованию технологических параметров проведения кислотных обработок в башкирско-серпуховских отложениях нефтяных месторождений Пермского края посвящена следующая глава диссертационного исследования.

### **ГЛАВА 3. ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ**

Для обоснования технологических параметров проведения кислотных обработок в башкирско-серпуховских отложениях месторождений Соликамской депрессии выполнен комплекс лабораторных исследований, включающий тесты в свободном объеме, фильтрационные и рентгенотомографические опыты на образцах керна из продуктивной части разреза. Для экспериментов использован геолого-промысловый материал семи месторождений – Уньвинского, Сибирского, им. Сухарева, Гагаринского, Маговского, Озерного и Юрчукского, а также наиболее распространенные в практике Пермского края композиции на основе соляной кислоты трех производителей – НПС-К, ФЛАКСОКОР-210, ДН-9010, характеристика которых приводится в Главе 2 (табл. 2.2). Моделируемые в ходе лабораторных опытов пластовое давление и температура соответствуют фактическим и приняты равными 20 МПа и 30 °С.

#### **3.1 Исследования в свободном объеме**

Этап экспериментов в свободном объеме включает:

- 1) определение вещественного состава горной породы целевых объектов;
- 2) исследование коррозионной активности и растворяющей способности кислотных композиций;
- 3) анализ эффективности замедлителей реакции в составе растворов;
- 4) оценку времени нейтрализации композиций;
- 5) изучение характера взаимодействия кислотных растворов с нефтью и пластовой водой.

### 3.1.1 Определение вещественного состава горных пород

Для определения вещественного состава горных пород  $C_2b-C_{1s}$  (Бш-Срп) месторождений Соликамской депрессии проведены специальные исследования с применением карбонатомера КМ-04М [27, 30, 37, 93].

Эксперимент заключается в следующем: измельченный в ступке и пропущенный через мелкодисперсное сито образец карбонатной породы массой 1 г засыпается в контейнер, устанавливающийся в реакционную камеру. В реакционную камеру поршневым дозатором подается 6 % водный раствор соляной кислоты. В процессе взаимодействия карбонатных веществ с соляной кислотой происходит выделение двуокси углерода. Различие в скорости протекания реакции кальцита и доломита с соляной кислотой позволяет по измеренным значениям давления и калибровочным данным рассчитывать массовое содержание минералов в исследуемой породе. Контроль температуры обеспечивает коррекцию связанных с ней изменений давления. По окончании измерения на экран прибора выводится результат расчета содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка в процентах от массы навески. Для получения наиболее достоверных результатов эксперименты многократно повторяются.

Вещественный состав горной породы целевых объектов представлен в таблице 3.1, ранжирование объектов по мере уменьшения содержания кальцита приводится на рисунке 3.1. Башкирско-серпуховские отложения Юрчукского, Сибирского, Уньвинского, Маговского и Гагаринского месторождений характеризуются повышенным содержанием кальцита (86,5–93,7 %), Озерного месторождения – доломита (77,1 %), что может осложнять процесс кислотной стимуляции [27, 77, 93]. Общая карбонатность образцов – 86,8–95,8 %. Содержание нерастворимого остатка, представленного в большей степени кварцем и аргиллитом, незначительно и не превышает 13,2 %. В целом, значительная дифференциация вещественного состава горной породы целевых объектов демонстрирует необходимость в проведении анализа для оценки влияния содержания отдельных компонентов на эффективность кислотной обработки.

Таблица 3.1

**Вещественный состав горной породы отложений C<sub>2</sub>b-C<sub>1</sub>s (Бш-Срп)  
месторождений Соликамской депрессии**

Показатель	Уньвинское*	Сибирское	им. Сухарева	Гагаринское	Маговское	Озерное	Юрчукское
Кальцит, % масс.	$\frac{89,2 - 89,9}{89,5}$	$\frac{89,8 - 95,6}{92,3}$	$\frac{54,2 - 59,6}{57,5}$	$\frac{85,3 - 87,6}{86,5}$	$\frac{85,9 - 88,6}{87,1}$	$\frac{9,2 - 12,7}{10,8}$	$\frac{93,2 - 94,1}{93,7}$
Доломит, % масс.	$\frac{0,0 - 1,3}{0,7}$	$\frac{0,0 - 0,7}{0,4}$	$\frac{28,1 - 30,1}{29,3}$	$\frac{8,6 - 9,7}{9,2}$	$\frac{1,2 - 1,3}{1,3}$	$\frac{75,6 - 78,2}{77,1}$	$\frac{1,1 - 1,5}{1,3}$
Нерастворимый остаток, % масс.	$\frac{9,5 - 10,1}{9,8}$	$\frac{4,4 - 9,5}{7,3}$	$\frac{11,2 - 16,1}{13,2}$	$\frac{3,8 - 5,0}{4,2}$	$\frac{10,1 - 12,9}{11,6}$	$\frac{11,7 - 12,6}{12,1}$	$\frac{4,4 - 5,7}{5,0}$
Всего опытов, ед.	14	12	15	18	15	18	12

Примечание: \* числитель – диапазон изменения показателя, знаменатель – среднее значение.

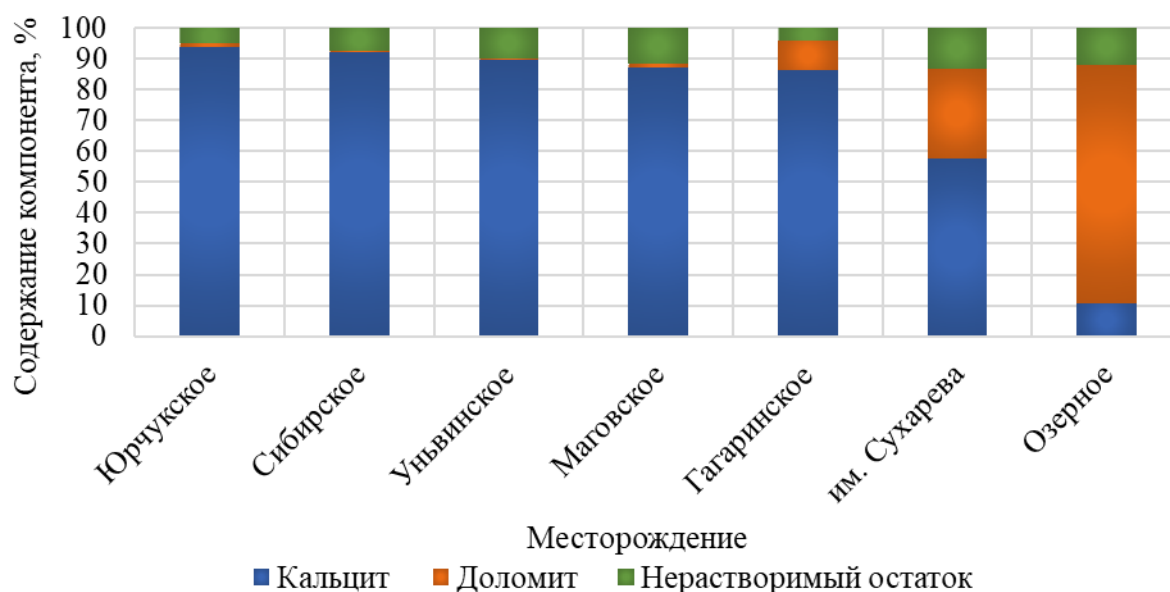


Рис. 3.1. Ранжирование целевых объектов по мере снижения содержания кальцита (слева направо)

### 3.1.2 Исследование коррозионной активности кислотных составов

Определение коррозионной активности кислотных составов производится в соответствии с ГОСТ 9.502–82 «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний». Используются плоские металлические пластины, изготовленные из стали марки Ст. 3 (рис. 3.2). После замера массы пластины опускаются в емкость с кислотой, которая, в свою очередь помещается в термический шкаф с пластовой температурой и выдерживается в течение 24 ч. По истечении указанного времени металлические пластины извлекаются, промываются и просушиваются, после чего повторно измеряется их масса. Максимальная скорость коррозии для кислотных



составов не должна превышать 0,2 г/(м<sup>2</sup>·ч) [119]. Скорость коррозии вычисляется по формуле (3.1):

$$v_{\text{кор}} = \frac{m_{\text{пл1}} - m_{\text{пл2}}}{S_{\text{пл}} \cdot T_{\text{в}}} \quad (3.1)$$

где  $v_{\text{кор}}$  – скорость растворения стали (коррозии), г/(м<sup>2</sup>·ч);  $m_{\text{пл1}}$  – масса пластины до испытания, г;  $m_{\text{пл2}}$  – масса пластины после испытания, г;  $S_{\text{пл}}$  – площадь поверхности металлической пластины, м<sup>2</sup>;  $T_{\text{в}}$  – продолжительность выдержки, ч.



Рис. 3.2. Стальные пластины для определения скорости коррозии

Результаты опытов по определению коррозионной активности кислотных составов НПС-К, ФЛАКСОКОР-210 и ДН-9010 представлены на рисунке 3.3. Скорость коррозии стали Ст. 3 при использовании каждой из композиций не превышает допустимых значений [119], что подтверждает эффективность ингибиторов в рецептуре растворов. При этом наименьшими значениями показателя характеризуется кислотный состав НПС-К (0,14 г/(м<sup>2</sup>·ч)), наибольшими – ДН-9010 (0,19 г/(м<sup>2</sup>·ч)).

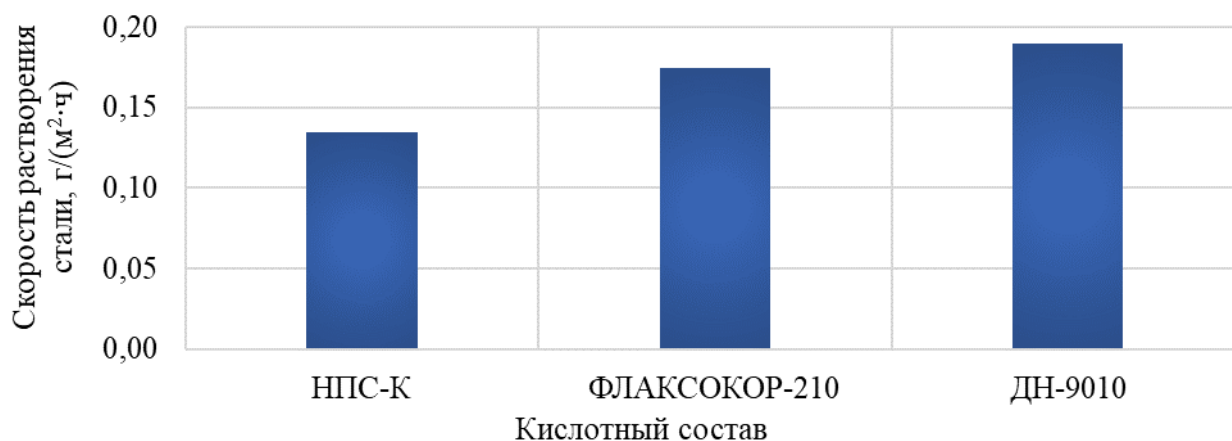


Рис. 3.3. Результаты экспериментов по определению скорости коррозии

### 3.1.3 Оценка растворяющей способности кислотных составов и эффективности замедлителей реакции

Для оценки растворяющей способности кислотных составов и эффективности ПАВ-замедлителей, входящих в рецептуру растворов, выполнены эксперименты по определению скорости растворения кубиков мрамора (рис. 3.4) и «таблеток» горной породы (рис. 3.5) на начальном этапе реакции.



Рис. 3.4. Образцы кубиков мрамора



Рис. 3.5. «Таблетки» горной породы

В лабораторные емкости наливается по 50 мл композиций, предварительно измеренные (диаметр  $D_T$  и толщина  $h_T$ ) и взвешенные на весах образцы ( $m_{п1}$ ) нагреваются в термическом шкафу до пластовой температуры, после чего опускаются в емкости с также нагретой до пластовой температуры кислотой на одну минуту для реакции. Далее каждый образец извлекается, высушивается и повторно измеряется его масса ( $m_{п2}$ ). По формуле (3.2) на основании изменения массы, площади поверхности реагирования ( $S_{п}$ ) и времени выдержки ( $T_B$ ) рассчитывается скорость растворения горной породы  $v_p$ :

$$v_p = \frac{m_{п1} - m_{п2}}{S_{п} \cdot T_p} \quad (3.2)$$

где  $v_p$  – скорость растворения горной породы, г/(м<sup>2</sup>·мин);  $m_{п1}$ ,  $m_{п2}$  – соответственно масса образца до и после реакции, г;  $S_{п}$  – площадь поверхности реагирования, м<sup>2</sup>;  $T_p$  – время реакции, мин.

Исходные данные для проведения расчетов по определению скорости растворения мрамора и образцов горной породы различных кислотных составов, представлены в таблицах 3.2 и 3.3. Для сравнения включены параметры экспериментов с 12 % раствором соляной кислоты. Диаграммы, иллюстрирующие скорости растворения породы композициями, представлены на рисунках 3.6 и 3.7.

Таблица 3.2

Расчет скорости реагирования кислотных составов с кубиком мрамора и полученные результаты

Кислотная композиция	Сторона куба, мм	$m_{п1}$ , Г	$m_{п2}$ , Г	$S_{п}$ , мм <sup>2</sup>	$v_p$ , Г/(МИН·М <sup>2</sup> )
HCl 12%	15	9,117	7,939	1350	872,59
НПС-К	15	8,914	8,350	1350	417,77
ФЛАКСОКОР-210	15	8,472	8,177	1350	218,52
ДН-9010	15	8,716	8,423	1350	217,04

Таблица 3.3

Расчет скорости реагирования кислотных составов с «таблетками» горной породы и полученные результаты

Кислотная композиция	Месторождение	$D_r$ , мм	$h_r$ , мм	$m_{п1}$ , Г	$m_{п2}$ , Г	$S_{п}$ , мм <sup>2</sup>	$v_p$ , Г/(МИН·М <sup>2</sup> )
HCl 12%	Уньвинское	29,5	7,0	11,485	10,068	2014,70	703,33
	Сибирское	29,5	6,0	10,386	9,057	1922,07	691,44
	им. Сухарева	29,5	6,0	11,950	11,813	1922,07	71,28
	Гагаринское	29,5	5,0	8,832	7,222	1829,44	880,05
	Маговское	29,5	5,0	8,929	7,835	1829,44	598,00
	Озерное	29,5	5,0	8,868	8,788	1829,44	43,73
	Юрчукское	29,5	7,0	8,936	7,986	2014,70	471,53
НПС-К	Уньвинское	29,5	6,0	10,15	9,517	1922,07	329,33
	Сибирское	29,5	5,5	9,820	9,137	1875,76	364,12
	им. Сухарева	29,5	6,0	11,737	11,687	1922,07	26,01
	Гагаринское	29,5	5,5	9,511	8,710	1875,76	427,03
	Маговское	29,5	7,0	12,143	11,461	2014,70	338,51
	Озерное	29,5	7,0	12,722	12,677	2014,70	22,34
	Юрчукское	29,5	7,0	12,507	11,775	2014,70	363,33
ФЛАКСОКОР-210	Уньвинское	29,5	6,5	11,722	11,350	1968,39	188,99
	Сибирское	29,5	6,5	12,506	12,071	1968,39	220,99
	им. Сухарева	29,5	6,0	10,931	10,852	1922,07	41,10
	Гагаринское	29,5	5,0	9,447	9,089	1829,44	195,69
	Маговское	29,5	7,0	12,722	12,363	2014,70	178,19
	Озерное	29,5	7,0	14,108	14,079	2014,70	14,39
	Юрчукское	29,5	6,0	10,403	10,006	1922,07	206,55
ДН-9010	Уньвинское	29,5	6,0	11,985	11,631	1922,07	184,18
	Сибирское	29,5	6,5	11,589	11,164	1968,39	215,91
	им. Сухарева	29,5	6,5	11,785	11,631	1968,39	78,24
	Гагаринское	29,5	5,0	9,295	8,952	1829,44	187,49
	Маговское	29,5	5,5	10,262	9,902	1875,76	191,92
	Озерное	29,5	7,0	13,267	13,14	2014,70	63,04
	Юрчукское	29,5	7,5	13,901	13,46	2061,02	213,97

Скорость растворения карбонатной составляющей образцов горной породы и мрамора кислотными композициями НПС-К, ФЛАКСОКОР-210 и ДН-9010 значительно меньше 12 % водного раствора соляной кислоты, что свидетельствует об эффективности ПАВ-замедлителей реакции в рецептурах.

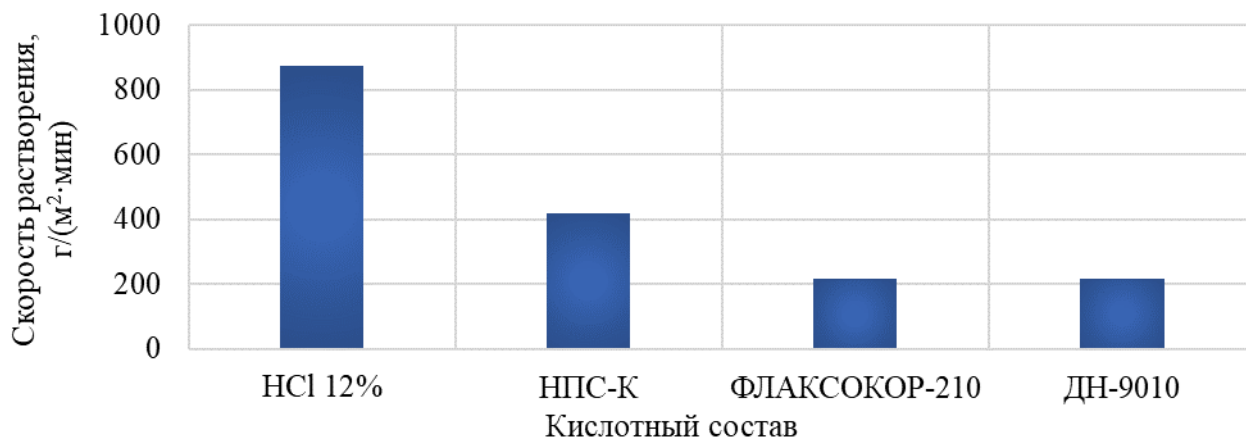


Рис. 3.6. Скорость растворения кубиков мрамора кислотными составами

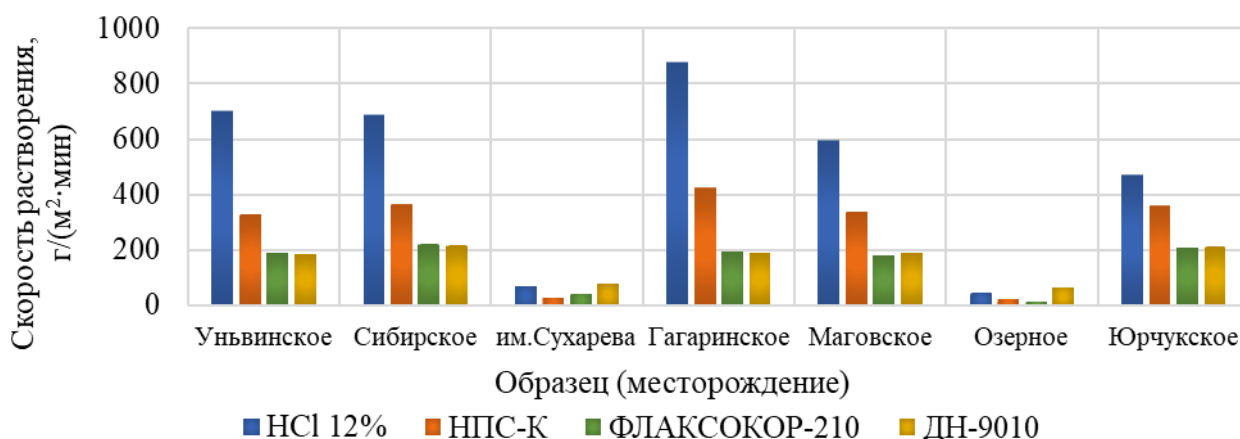


Рис. 3.7. Скорость растворения «таблеток» горной породы кислотными составами

Среди кислотных составов наибольшей растворяющей способностью по данным эксперимента обладает композиция НПС-К: скорость изменяется от 22,3 до 427,0 г/(м²·мин) и в среднем составляет 267,2 г/(м²·мин). При использовании образцов с высоким содержанием доломита (более 25 % – им. Сухарева и Озерное месторождения) скорость растворения каждым из кислотных составов минимальная и не превышает 78,2 г/(м²·мин), что более подробно рассмотрено в ходе экспериментов по определению времени нейтрализации рассматриваемых композиций.

### 3.1.4 Определение времени нейтрализации кислотных составов

При выполнении расчетов по дизайну кислотной обработки необходимо определить продолжительность нейтрализации кислотного состава [26, 30]. Эксперименты выполняются по схеме, описанной в Разделе 3.1.3, с той лишь разницей, что фиксируется полное время прекращения реакции между породой и кислотным составом ( $T_{\text{нейтр}}$ ).

Факт наличия или отсутствия реакции оценивается как визуально по выделению углекислого газа из жидкости, так и измерением водородного показателя с помощью прибора S47 Seven Multi [26] (шаг измерений – 10 минут).

Результаты определения времени нейтрализации кислотных составов при взаимодействии с кубиком мрамора представлены в таблице 3.4, согласно которым реакция протекает 5–8 ч в зависимости от композиции. Благодаря наличию замедлителей в рецептуре кислотных составов снижение массы кубика мрамора после нейтрализации превышает значение при использовании 12 % раствора соляной кислоты в 1,3–1,4 раза. В результате взаимодействия с композициями ФЛАКСОКОР-210 и ДН-9010 мрамор растворился практически полностью (потеря массы – 98,1–99,0 %), а время полной нейтрализации раствора составило 400–500 минут.

Таблица 3.4

Результаты определения времени нейтрализации кислотных составов кубиком мрамора

Кислотная композиция	$m_{п1}$ , Г	$m_{п2}$ , Г	Снижение массы, %	$T_{\text{нейтр}}$ , мин
HCl 12%	8,777	2,738	68,8	310
НПС-К	8,966	0,882	90,2	420
ФЛАКСОКОР-210	8,905	0,167	98,1	500
ДН-9010	8,783	0,086	99,0	400

В ходе опытов по нейтрализации кислотных составов «таблетками» горной породы целевых объектов отмечается широкий диапазон времени (табл. 3.5): от 240 (4 ч) до 500 минут (8,3 ч). С кернавым материалом наиболее быстро реагирует композиция НПС-К (в среднем – 324 минуты или 5,4 ч), медленно – ФЛАКСОКОР-210 (439 минут или 7,3 ч).

Результаты определения времени нейтрализации кислотных составов  
«таблеткой» горной породы

Кислотная композиция	Месторождение	$m_{п1}$ , г	$m_{п2}$ , г	Снижение массы, %	$T_{нейтр}$ , мин
НПС-К	Уньвинское	10,328	1,778	82,8	260
	Сибирское	10,014	2,164	78,4	240
	им. Сухарева	12,139	5,011	58,7	400
	Гагаринское	10,610	1,776	83,3	320
	Маговское	11,834	3,28	72,3	310
	Озерное	12,002	5,671	52,7	440
	Юрчукское	12,032	5,153	57,2	300
ФЛАКСОКОР-210	Уньвинское	10,767	3,415	68,3	420
	Сибирское	13,503	1,439	89,3	400
	им. Сухарева	10,848	4,419	59,3	500
	Гагаринское	13,384	2,025	84,9	430
	Маговское	8,512	0,382	95,5	420
	Озерное	10,572	2,277	78,5	500
	Юрчукское	11,777	2,951	74,9	400
ДН-9010	Уньвинское	11,695	2,63	77,5	350
	Сибирское	11,460	0,835	92,7	350
	им. Сухарева	11,618	4,776	58,9	420
	Гагаринское	9,165	0,700	92,4	360
	Маговское	9,900	1,719	82,6	370
	Озерное	8,411	2,029	75,9	400
	Юрчукское	13,223	2,606	80,3	330

Визуализация эксперимента на примере взаимодействия горной породы и композиции НПС-К представлена на рисунках 3.8–3.11.



Рис. 3.8. Начало реакции «таблеток» горной породы с кислотным составом НПС-К



Рис. 3.9. Реакция «таблеток» горной породы с кислотным составом НПС-К по истечении пяти минут



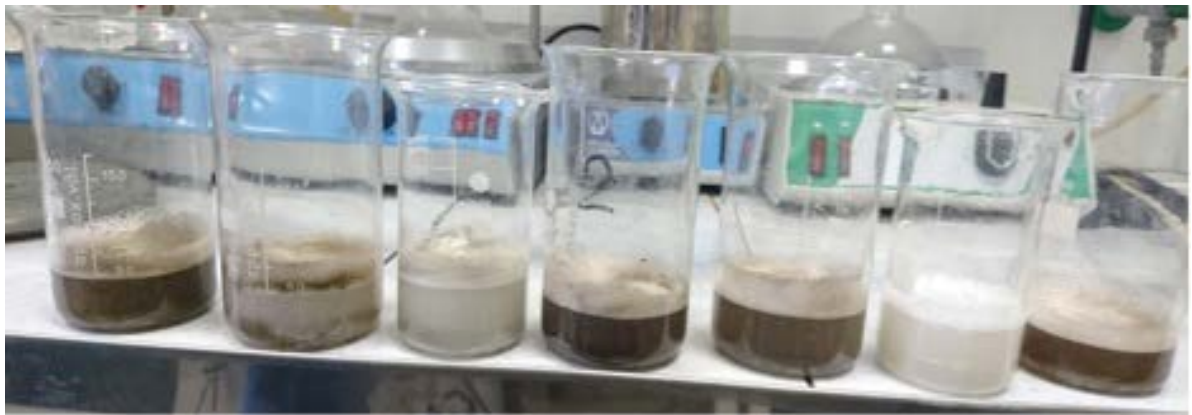


Рис. 3.10. Реакция «таблеток» горной породы с кислотным составом НПС-К по истечении 60 минут



Рис. 3.11. «Таблетки» горной породы месторождений до и после нейтрализации кислотного состава НПС-К: а) им. Сухарева; б) Маговское; в) Озерное

Построены зависимости времени нейтрализации кислотных составов НПС-К, ФЛАКСОКОР-210 и ДН-9010 от содержания в породе-коллекторе кальцита (рис. 3.12а), доломита (рис. 3.12б) и нерастворимых минералов (рис. 3.12в). С увеличением содержания кальцита время нейтрализации уменьшается, доломита и нерастворимых минералов – ситуация обратная: с увеличением их доли время нейтрализации композиций преимущественно увеличивается. Построенные диаграммы подчеркивают важность учета компонентного состава горных пород при проектировании геолого-технических мероприятий с химическим воздействием на продуктивный пласт на этапе планирования продолжительности выдержки кислоты на реакцию.

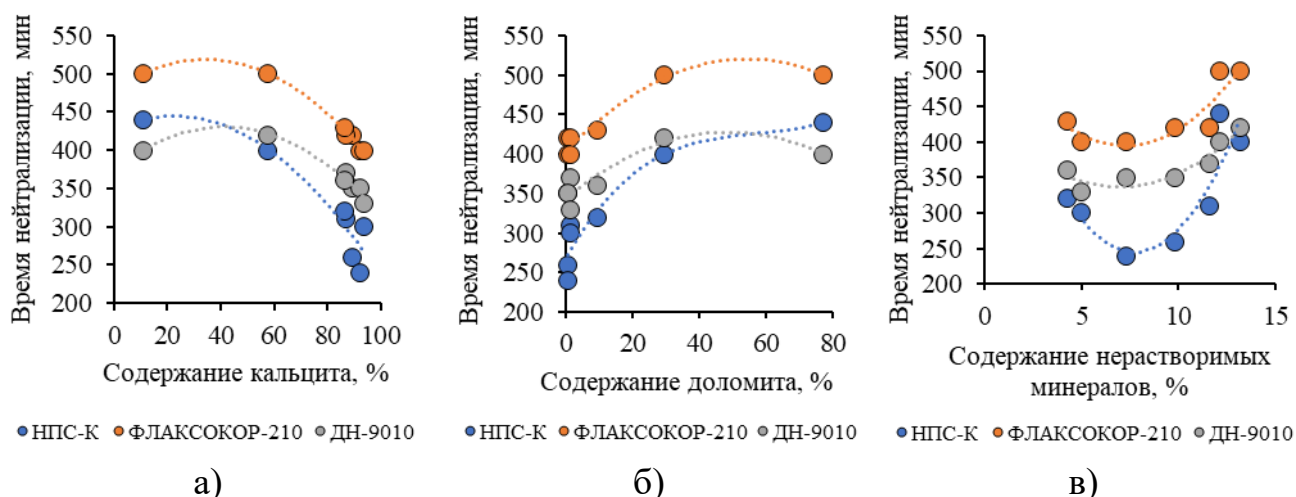


Рис. 3.12. Зависимость продолжительности нейтрализации композиций от содержания в горной породе: а) кальцита; б) доломита; в) нерастворимых минералов

Динамика изменения водородного показателя рН при нейтрализации кубиков мрамора и «таблеток» горной породы целевых объектов кислотными составами, позволяющая изучать характер протекания реакции состава с породой, представлена на рисунке 3.13. В процессе нейтрализации кубика мрамора (рис. 3.13а) различными композициями водородный показатель во времени изменяется плавно, средний темп изменения между замерами для 12 % соляной кислоты составляет 2,4 %, НПС-К – 2,6 %, ФЛАКСОКОР-210 – 1,5 %, ДН-9010 – 0,8 %. Увеличение рН для указанных растворов относительно начальных значений составило 0,627; 1,113; 0,648 и 0,695 ед. соответственно. Полученные результаты демонстрируют превосходство кислотных составов перед 12 % водным раствором соляной кислоты без модифицирующих добавок: в ходе нейтрализации растворяется большее количество карбонатной составляющей породы (табл. 3.4), что уменьшает рН среды в сторону ее нейтральности. При нейтрализации кислотных составов «таблетками» горной породы башкирско-серпуховских отложений нефтяных месторождений Соликамской депрессии (рис. 3.13б, в, г) максимальный водородный показатель отмечается при применении композиции ДН-9010 (2,118–3,514 ед.), в то же время следует отметить его достаточно высокий начальный рН (1,8 ед.). Для кислотных составов НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 водородный показатель ниже и изменяется в диапазонах 0,666–1,810 и 0,769–



3,352 ед. соответственно. Изменение рН композиций НПС-К, ФЛАКСОКОР-210 и ДН-9010 относительно начального значения составляет 0,091–1,201; 0,184–2,790; 0,338–1,742 ед., что позволяет предварительно выделить композицию ФЛАКСОКОР-210 как состав с наилучшей растворяющей способностью в рассматриваемых геологических условиях.

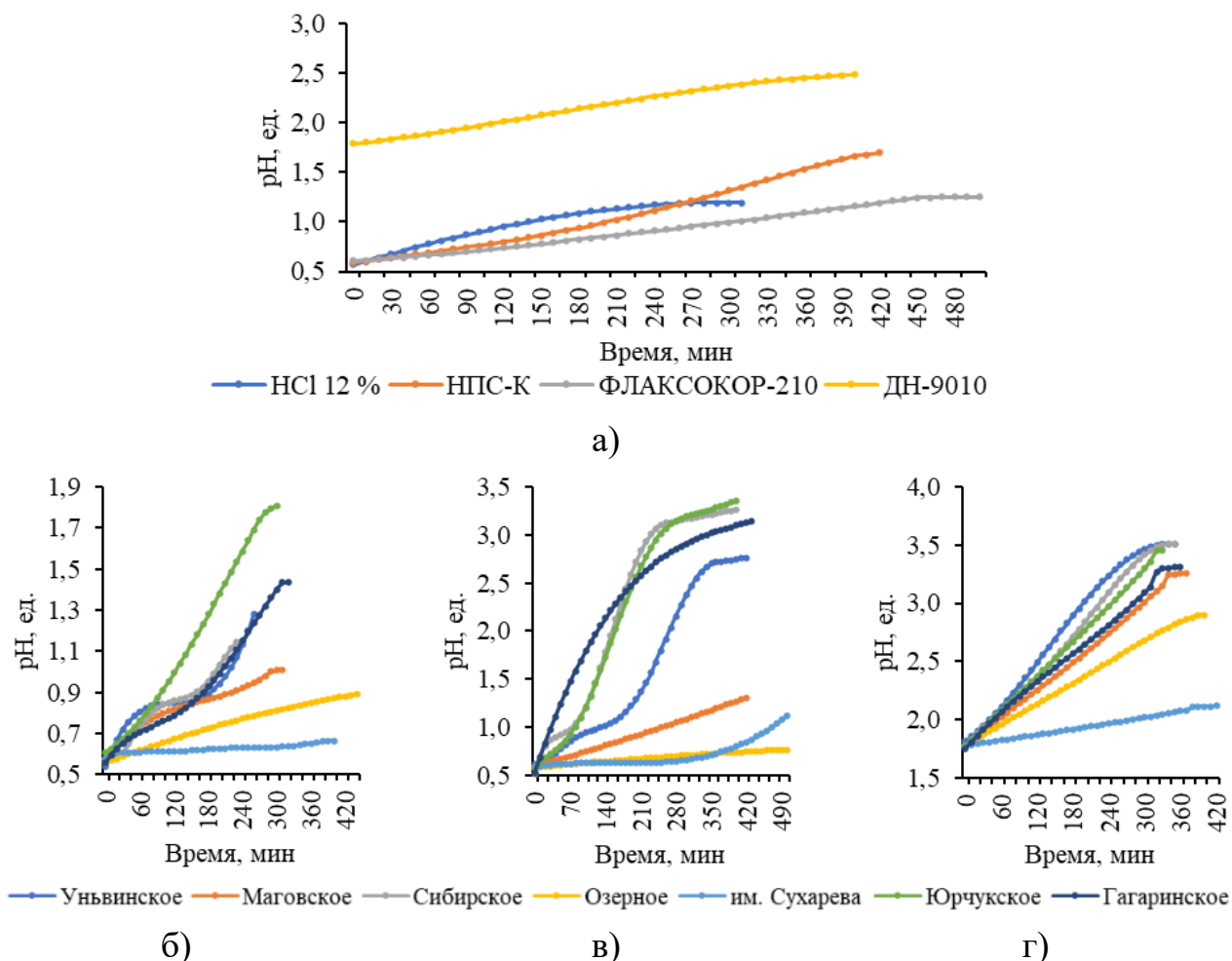


Рис. 3.13. Динамика изменения рН при нейтрализации: а) кислотных составов кубиком мрамора; б) композиции НПС-К «таблетками»; в) композиции ФЛАКСОКОР-210 «таблетками»; г) композиции ДН-9010 «таблетками»

В ходе анализа динамики нейтрализации кислотных составов отмечено, что с увеличением содержания доломита и нерастворимых минералов в составе горной породы композиции нейтрализуются при меньших значениях рН (рис. 3.14). Анализируя зависимости на рисунках 3.14а и 3.14б, можно предположить, что в условиях повышенной доломитизации и увеличения степени заглинизированности коллекторов может происходить ухудшение растворяющей способности

рассматриваемых кислотных композиций. Эта гипотеза проверена в ходе дальнейших исследований.

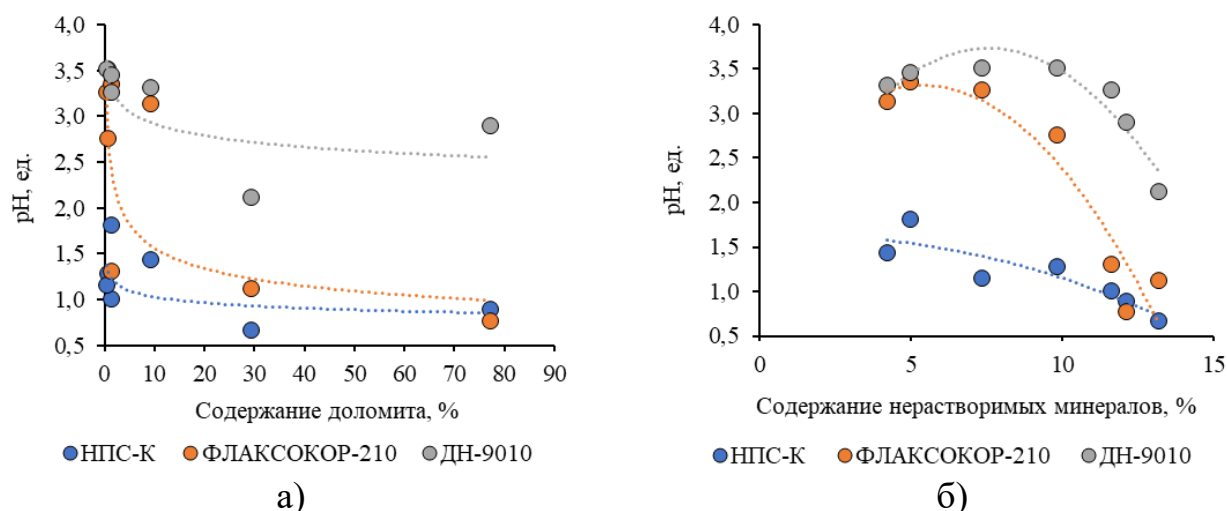


Рис. 3.14. Зависимость водородного показателя композиций после нейтрализации от содержания в горной породе: а) доломита; б) нерастворимых минералов

Принимая во внимание экономический аспект при проведении кислотной обработки, а именно – высокую стоимость постановки бригады капитального ремонта и потери добычи нефти во время простоя скважины, рациональным является снижение продолжительности этапа выдержки кислоты на реакцию до значений, не влияющих негативно на общую технологическую эффективность мероприятия. На основании выполненных исследований целесообразно уменьшить максимальную продолжительность выдержки кислотных составов до 6 ч: наблюдается стабилизация динамики изменения водородного показателя, что обуславливает невысокую дальнейшую растворяющую активность агентов по отношению к горной породе. Данное заключение учтено при составлении программы фильтрационных экспериментов на керне.

### 3.1.5 Оценка совместимости кислотных составов с пластовыми флюидами

В работах отечественных и зарубежных специалистов [8, 26, 61, 110, 119, 140] отмечается, что при несовместимости кислотного состава и пластовых флюидов происходит коагуляция пустот коллектора высоковязкими эмульсиями и/или образующимися осадками. В связи с этим, проведены эксперименты для

определения совместимости кислотных составов с пластовой водой и нефтью целевых объектов по методике, описанной в работе [119].

Первоначально выполнены исследования при смешивании кислоты с пластовой водой в различных объемных соотношениях (25:75, 50:50, 75:25), после чего пробы (объем – 15 мл) выдерживались в течение одного часа при пластовой температуре. По мере выдержки отмечались изменения, произошедшие с раствором, после чего проба пропускалась через фильтровальную бумагу. Кислотный состав считается совместимым с пластовой водой при отсутствии различного рода осадков, хлопьев и помутнений раствора. Для образцов пластовой воды целевых объектов, представляющих собой рассолы хлоркальциевого типа, измерены основные параметры, такие как плотность, содержание солей, водородный показатель и динамическая вязкость, определенные с помощью ареометра, многофункционального прибора S47 Seven Multi и ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 соответственно (табл. 3.6).

Таблица 3.6

Свойства образцов пластовой воды

Показатель	Уньвинское	Сибирское	им. Сухарева	Гагаринское	Маговское	Озерное	Юрчукское
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1165	1108	1175	1161	1032	1161	1192
Общая минерализация, г/л	363,0	280,0	344,1	342,0	112,6	234,0	358,0
Водородный показатель (рН)	6,370	7,045	6,012	6,398	7,185	5,745	6,085
Динамическая вязкость, мПа·с	1,320	1,400	1,530	1,440	1,420	1,460	1,630

Результаты экспериментов по определению совместимости кислотных составов и пластовой воды целевых объектов представлены в таблице 3.7. Визуализация опытов на примере кислотного состава ФЛАКСОКОР-210 и пластовой воды Озерного месторождения приведена на рисунке 3.15. Небольшое количество осадка темного цвета обнаружено при взаимодействии всех кислотных составов с пластовой водой Озерного месторождения, помутнение раствора отмечается при взаимодействии флюидов Уньвинского, им. Сухарева, Юрчукского месторождений и раствора ФЛАКСОКОР-210. Все кислотные составы имеют незначительные отклонения в части совместимости с пластовыми водами

башкирско-серпуховских отложений месторождений Соликамской депрессии, в то же время осложнения не являются критичными для применения композиций на целевых объектах.

Таблица 3.7

Характер взаимодействия кислотных составов с пластовой водой

Кислотная композиция	Месторождение	Визуальное наличие осадка, помутнение смеси
НПС-К	Уньвинское	отклонений не выявлено
	Сибирское	отклонений не выявлено
	им. Сухарева	отклонений не выявлено
	Гагаринское	отклонений не выявлено
	Маговское	отклонений не выявлено
	Озерное	небольшое количество осадка темного цвета
	Юрчукское	отклонений не выявлено
ФЛАКСОКОР-210	Уньвинское	помутнение
	Сибирское	отклонений не выявлено
	им. Сухарева	помутнение
	Гагаринское	отклонений не выявлено
	Маговское	отклонений не выявлено
	Озерное	небольшое количество осадка темного цвета
	Юрчукское	помутнение
ДН-9010	Уньвинское	отклонений не выявлено
	Сибирское	отклонений не выявлено
	им. Сухарева	отклонений не выявлено
	Гагаринское	отклонений не выявлено
	Маговское	отклонений не выявлено
	Озерное	небольшое количество осадка темного цвета
	Юрчукское	отклонений не выявлено

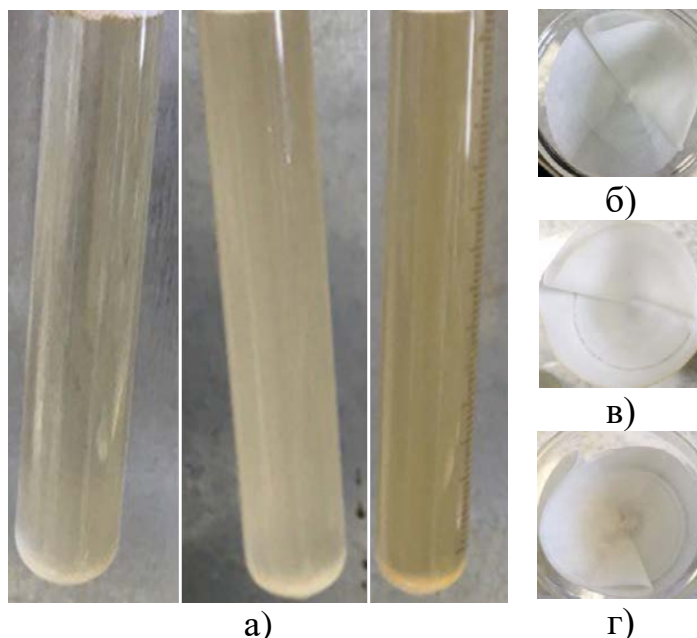


Рис. 3.15. Совместимость композиции ФЛАКСОКОР-210 и пластовой воды Озерного месторождения: а) объемное соотношение фаз 25:75, 50:50, 75:25 (слева направо); б) остаток на бумажном фильтре после фильтрации (25:75); в) остаток на бумажном фильтре после фильтрации (50:50); г) остаток на бумажном фильтре после фильтрации (75:25)

Изучение взаимодействия кислотных составов с нефтью целевых объектов является важнейшим этапом исследований в свободном объеме, определяющих возможность применения химических агентов. Кислотный раствор считается совместимым с нефтью при отсутствии осложнений в виде образования высоковязких эмульсий, сгустков и осадков [26, 61, 110, 119]. Исследование взаимодействия композиций с нефтью выполнено относительно «чистого» кислотного состава; кислотного состава с концентрацией трехвалентного железа  $Fe^{3+}$  2000 и 5000 ppm; нейтрализованного мрамором кислотного состава с концентрацией трехвалентного железа  $Fe^{3+}$  2000 и 5000 ppm [26, 119]:

1) нефть и активный кислотный раствор смешиваются в объемных соотношениях 25:75, 50:50, 75:25 лопастной мешалкой с числом оборотов 500–600 об/мин и помещаются в термошкаф, где выдерживаются в течение одного часа при пластовой температуре. После выдержки состояние смеси оценивается визуально на наличие осадка и расслоения фаз, затем смесь фильтруется через сито с ячейкой 100 мкм с фиксацией отсутствия или наличия остатка на нем;

2) эксперимент проходит по аналогичной схеме, отличием является присутствие в активном кислотном составе ионов трехвалентного железа с концентрациями 2000 или 5000 ppm, для получения которых используется заранее приготовленный раствор хлорного железа с концентрацией  $Fe^{3+}$  100000 ppm (для приготовления рабочего раствора концентрацией ионов  $Fe^{3+}$  2000 ppm в 50 мл кислоты добавляется 1 мл раствора, содержащего ионы  $Fe^{3+}$  с концентрацией 100000 ppm);

3) кислотный состав с содержанием железа 2000 и 5000 ppm предварительно нейтрализуется кубиком мрамора. До проведения опыта на совместимость с нефтью определяется наличие осадка в отработанном растворе и желесодержащего налета на образце.

Характеристика нефти, используемой для экспериментов, представлена в таблице 3.8. Нефти преимущественно маловязкие, легкие (за исключением им. Сухарева и Юрчукского месторождений), сернистые и парафинистые.

Свойства образцов нефти

Показатель	Уньвинское	Сибирское	им. Сухарева	Гагаринское	Маговское	Озерное	Юрчукское
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	826	842	885	800	802	841	872
Динамическая вязкость, мПа·с	1,43	1,94	17,45	1,16	0,69	2,8	7,22
Содержание серы, % масс.	1,12	0,64	1,53	0,88	0,99	0,89	1,20
Содержание парафина, % масс.	3,91	4,21	4,41	3,45	2,79	2,71	4,09

На рисунках 3.16 и 3.17 приводятся положительные и отрицательные примеры совместимости кислотных составов и нефти целевых объектов соответственно, общие результаты экспериментов представлены в таблице 3.9. При взаимодействии активного кислотного состава с нефтью Сибирского месторождения негативных эффектов не выявлено: степень расслоения проб в пробирках – 100 %, при фильтрации через мелкодисперсное сито смеси свободно фильтруются, какие-либо осадки при этом отсутствуют. При использовании активной композиции ДН-9010 ситуация обратная: расслоение проб в пробирках – 50 %, при фильтрации смесей зафиксировано наличие высоковязких эмульсий (до 40–60 % от начального объема пробы), что является крайне нежелательным при планировании кислотных обработок. Следует отметить, что при взаимодействии всех исследуемых композиций с нефтью Озерного месторождения в соотношении 25:75 (избыток пластового флюида) также образуется высоковязкая эмульсия, при этом для составов НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 ее количество не превышает 10–20 % от объема пробы.

Анализ результатов, представленных в таблице 3.9, позволяет сделать заключение, что кислотная композиция ДН-9010 образует устойчивые высоковязкие эмульсии с нефтью всех целевых объектов, что на практике может отрицательно влиять не только на производительность отдельной скважины, но и систему сбора и подготовки продукции в целом. Принимая во внимание этот факт, принято решение отказаться от данной композиции при проведении дальнейших исследований и не рекомендовать ее для проведения мероприятий на целевых объектах.

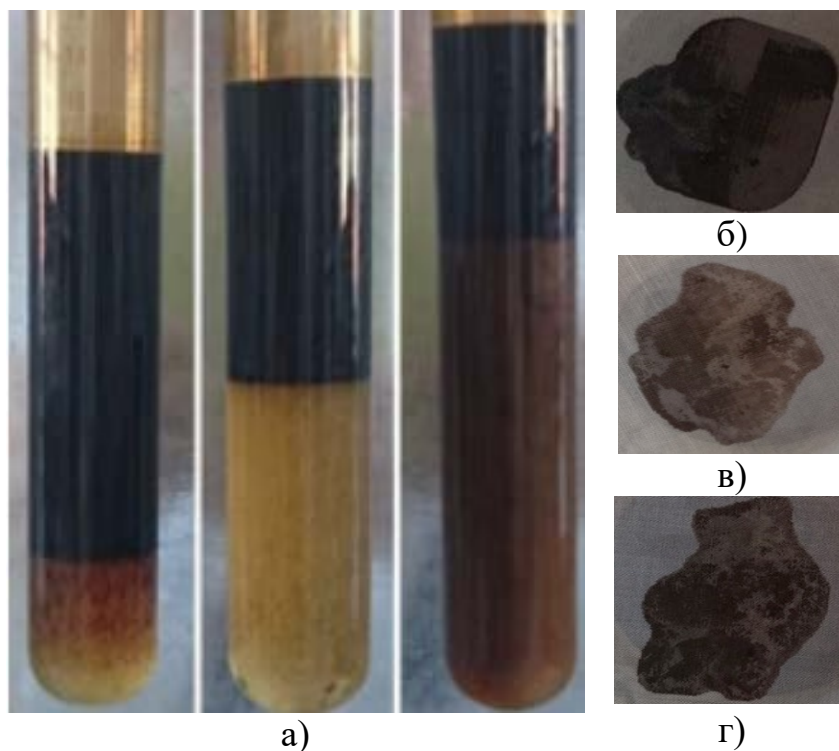


Рис. 3.16. «Положительная» совместимость активного кислотного состава ФЛАКСОКОР-210 и нефти Сибирского месторождения: а) разделение смеси при объемных соотношениях фаз 25:75, 50:50 и 75:25 (слева направо); б) остаток на сите после фильтрации (25:75); в) остаток на сите после фильтрации (50:50); г) остаток на сите после фильтрации (75:25)

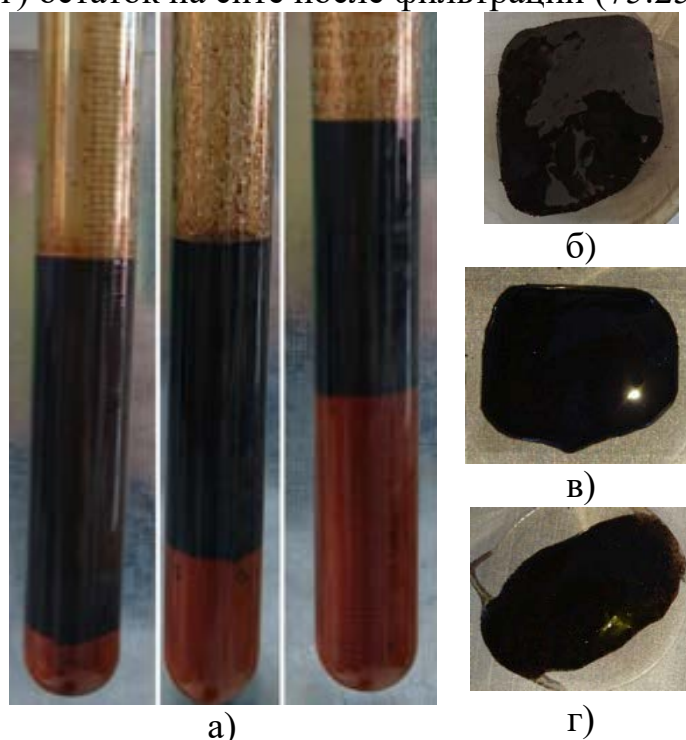


Рис. 3.17. «Отрицательная» совместимость активного кислотного состава ДН-9010 и нефти Уньвинского месторождения: а) разделение смеси при объемных соотношениях фаз 25:75, 50:50 и 75:25 (слева направо); б) эмульсия на сите после фильтрации (25:75); в) эмульсия на сите после фильтрации (50:50); г) эмульсия на сите после фильтрации (75:25)

## Характер взаимодействия кислотных составов с нефтью

Месторождение	Агент	НПС-К	ФЛАКСОКОР-210	ДН-9010
Уньвинское	активный	<i>25:75*</i>	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	<i>25:75</i>	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	<i>25:75</i>	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	<i>25:75</i>	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	<i>25:75</i>	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
Сибирское	активный	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
им. Сухарева	активный	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
Гагаринское	активный	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
Маговское	активный	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
Озерное	активный	<i>25:75; 50:50</i>	<i>25:75</i>	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	<i>25:75; 50:50</i>	<i>25:75</i>	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	<i>25:75; 50:50</i>	<i>25:75</i>	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	<i>25:75; 50:50</i>	<i>25:75</i>	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	<i>25:75; 50:50</i>	<i>25:75</i>	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
Юрчукское	активный	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	акт. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	совместим	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 2000 ppm	<i>25:75</i>	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>
	отр. + Fe <sup>3+</sup> 5000 ppm	<i>25:75</i>	совместим	<i>25:75; 50:50; 75:25</i>

Примечание: \*полужирным курсивом отмечены отрицательные опыты с указанием соотношения кислотного состава и нефти, при котором произошло образование эмульсии.

По итогам экспериментов в свободном объеме перспективными для кислотной обработки на целевых объектах являются композиции НПС-К и ФЛАКСОКОР-210. Результаты исследований позволили разработать программу дальнейших фильтрационных опытов на керновых моделях.



## 3.2 Фильтрационные и рентгеномографические исследования

### 3.2.1 Материалы и методология проведения экспериментов

Для определения наиболее эффективной технологии кислотной обработки карбонатных коллекторов нефтяных месторождений большое распространение получили фильтрационные эксперименты на образцах керна. Их проведение с привлечением специализированного оборудования позволяет обеспечить термобарические условия пласта при моделировании фильтрации кислотных композиций [27, 30, 42, 63, 93, 97]. В настоящей работе фильтрационные опыты с применением кислотных растворов НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 выполняются на установках высокого давления AFS-300 (TEMCOInc., США) и УИК-5ВГ (Гло-Бел Лаборатория, РФ) с использованием стандартных образцов керна (30×30×30 мм) и моделированием термобарических условий нефтяных месторождений Соликамской депрессии.

Для исследований привлечен 31 образец горной породы отложений С<sub>2</sub>b-С<sub>1</sub>s (Бш-Срп) Гагаринского, им. Сухарева, Маговского, Озерного, Сибирского, Уньвинского и Юрчукского месторождений (рис. 3.18).



Рис. 3.18. Стандартные образцы керна

Выполнена предварительная подготовка кернового материала, включающая очистку образцов на экстракторе Сокслета, определение пористости и абсолютной проницаемости, насыщение керна моделью пластовой воды в вакууме в течение 24 ч для стабилизации системы «горная порода–флюид», что соответствует подходам, описанным в работах [92, 119]. Начальная пористость керновых образцов горной породы месторождений Соликамской депрессии изменяется в

пределах 0,04–0,22 д. ед. (среднее значение – 0,14 д. ед.), абсолютная проницаемость –  $(0–1869) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (среднее значение –  $145 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). С целью увеличения объема изучаемой выборки и, как следствие, повышения достоверности результатов в условиях отсутствия достаточного количества керна целевых объектов для проведения экспериментов дополнительно используется 21 образец башкирских отложений других месторождений Пермского края – Баклановского, Батырбайского, Ильичевского, Кокуйского и Шумовского. Вещественный состав, определенный на приборе КМ-04М, а также основные петрографические свойства дополнительных образцов горной породы представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10

Вещественный состав и основные петрофизические свойства карбонатной горной породы месторождений Пермского края (дополнительный керн)

Показатель	Баклановское*	Батырбайское	Ильичевское	Кокуйское	Чураковское	Шумовское
Вещественный состав						
Кальцит, % масс.	$\frac{55,0 - 58,9}{57,3}$	$\frac{53,2 - 57,7}{56,1}$	$\frac{58,8 - 61,3}{60,3}$	$\frac{80,0 - 96,2}{88,8}$	$\frac{85,7 - 86,4}{86,0}$	$\frac{49,7 - 53,7}{52,1}$
Доломит, % масс.	$\frac{2,3 - 2,9}{2,7}$	$\frac{2,1 - 4,3}{2,9}$	$\frac{0,0 - 0,2}{0,1}$	$\frac{0,0 - 0,0}{0,0}$	$\frac{0,0 - 0,0}{0,0}$	$\frac{2,0 - 2,2}{2,1}$
Нерастворимый остаток, % масс.	$\frac{38,8 - 42,1}{40,0}$	$\frac{38,0 - 44,6}{41,0}$	$\frac{38,6 - 41,2}{39,6}$	$\frac{3,8 - 20,0}{11,2}$	$\frac{13,6 - 14,3}{14,0}$	$\frac{44,1 - 48,1}{46,8}$
Количество определений, ед.	22	14	17	15	14	15
Петрографические характеристики						
Коэффициент пористости, д. ед.	$\frac{0,14 - 0,25}{0,21}$	$\frac{0,17 - 0,29}{0,25}$	$\frac{0,02 - 0,12}{0,08}$	$\frac{0,10}{0,10}$	$\frac{0,08 - 0,09}{0,09}$	$\frac{0,10 - 0,24}{0,17}$
Абсолютная проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	$\frac{79,2 - 393,6}{186,9}$	$\frac{119,4 - 942,1}{491,2}$	$\frac{0,7 - 119,9}{26,8}$	$\frac{14,6}{14,6}$	$\frac{5,0 - 10,1}{7,6}$	$\frac{21,7 - 808,7}{415,2}$
Всего опытов, ед.	5	5	6	1	2	2

Примечание: \*числитель – диапазон изменения показателя, знаменатель – среднее значение.

В ходе фильтрационных исследований подготовленные образцы горной породы с водонасыщенностью 100 % закрепляются в кернодержателе, насыщаются нефтью путем ее прокачки со скоростью 1 см<sup>3</sup>/мин в количестве не менее трех поровых объемов до момента полного прекращения выхода пластовой воды из образца. После этого воспроизводится движение флюида в системе «пласт–скважина» (прямое направление фильтрации нефти), производится определение фазовой проницаемости по нефти ( $k_1$ ) уже в условиях наличия остаточной водонасыщенности горной породы. Далее выполняется прокачка расчетного

объема кислотного состава в обратном направлении (моделирование движения флюида в системе «скважина–пласт»), при необходимости выполняется выдержка кислоты на реакцию. При проведении экспериментов фиксируются перепады давления, расходы технологических жидкостей и время. На заключительном этапе имитируется освоение скважины за счет фильтрации нефти через образец в прямом направлении до полного выхода кислотного состава и продуктов реакции, после чего определяется фазовая проницаемость по нефти ( $k_2$ ).

Итоговая оценка эффективности кислотной стимуляции производится на основании коэффициента изменения проницаемости образца горной породы  $\beta$ , который определяется как:

$$\beta = k_2/k_1, \quad (3.3)$$

где  $k_1$  и  $k_2$  – фазовые проницаемости керна по нефти до и после стимуляции соответственно.

В качестве моделей нефти и пластовой воды применяются флюиды с сопоставимыми физико-химическими свойствами относительно реальных на целевых объектах, характеристики жидкостей представлены в таблицах 3.11 и 3.12.

Фильтрационные эксперименты на образцах керна сопровождаются рентгеновской компьютерной томографией – одним из наиболее распространенных и эффективных методов неразрушающего контроля для изучения пористых сред. Области ее применения для решения производственных и исследовательских задач горной и нефтепромысловой отраслях подробно освещены в работах [12, 17, 147]. В настоящем исследовании для визуализации и изучения микроструктуры образцов горной породы после кислотного исследования используется установка ХТ Н 225 (Nikon Metrology, Япония). На основе регистрации поглощений рентгеновских лучей под различными углами выполняется многократная съемка образца горной породы разрешением 10 мкм, количество двумерных снимков доходит до 2500 кадров. Получение трехмерного изображения объекта происходит за счет реконструкции данных снимков – получения массива размером  $8 \cdot 10^9$  вокселей с компьютерным моделированием в программном комплексе Avizo Fire (Visualization Sciences Group, Франция).

Таблица 3.11

## Характеристика модели нефти

Показатель	Значение
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	810
Динамическая вязкость, мПа·с	2,8
Температура начала кипения, °С	49,0
Температура плавления парафина, °С	56,6
Содержание тяжелых компонентов	
Сера, % масс.	1,22
Смоли, % масс.	12,24
Асфальтены, % масс.	2,77
Парафин, % масс.	3,18

Таблица 3.12

## Характеристика модели пластовой воды

Показатель	Значение
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1161
Динамическая вязкость, мПа·с	1,48
Общая минерализация, г/л	234
Водородный показатель (рН)	5,7
Химический состав, мг/л	
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	65475
Ca <sup>2+</sup>	16339
Mg <sup>2+</sup>	5571
Cl <sup>-</sup>	143458
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	442
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	734
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	402
Br <sup>-</sup>	911
I <sup>-</sup>	23
B <sup>3+</sup>	144
Sr <sup>2+</sup>	278

Стоит отметить, что полученные в лаборатории результаты достаточно сложно в полной мере перенести на реальные условия эксплуатации скважины: опыты выполняются на цилиндрических образцах керна ограниченного размера, что не позволяет полностью учесть анизотропию свойств продуктивного пласта [69]. Тем не менее, подобные эксперименты служат научно обоснованной базой, позволяющей выделить тренды влияния тех или иных факторов на эффективность кислотной стимуляции.

### 3.2.2 Результаты фильтрационных и рентгеномографических исследований на образцах керна

В ходе фильтрационных экспериментов на образцах горной породы моделировались кислотные обработки с прокачкой различных объемов кислотных

составов  $V$  (1, 2, 4 поровых объемов) и продолжительностью выдержки кислоты на реакцию  $T_B$  (0, 2, 4, 6 ч). Темп нагнетания кислоты  $Q$  варьировался от 1 до 20 см<sup>3</sup>/мин, давление закачки  $P_{\text{зак}}$  – от 0,02 до 18 МПа. Результаты фильтрационных экспериментов представлены в таблице 3.13. Диапазон изменения проницаемости исследуемых образцов керна до и после кислотной стимуляции с учетом суммарной погрешности используемого способа определения эффективной проницаемости горной породы по нефти (15 %) приводится на рисунке 3.19.

Таблица 3.13

Результаты фильтрационных опытов

Образец	Композиция	$V$ , пор. об.	$PV_{br}$ , д. ед.	$T_B$ , ч	$Q$ , см <sup>3</sup> /мин	$P_{\text{зак}}$ , МПа	$K_p$ , д. ед.	$k_1$ , 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	$k_2$ , 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Примечание
№ 1	НПС-К	1	0,40	2	6	0,54	0,14	61	83537	собств. керна
№ 2	НПС-К	1	нет	0	20	0,11	0,22	1587	6880	собств. керна
№ 3	НПС-К	1	нет	2	15	0,59	0,18	149	354	собств. керна
№ 4	НПС-К	1	нет	4	10	1,91	0,13	16	3586	собств. керна
№ 5	НПС-К	1	нет	4	10	0,82	0,19	25	16979	собств. керна
№ 6	НПС-К	1	нет	6	5	18,03	0,05	3	0	собств. керна
№ 7	НПС-К	1	нет	6	10	1,41	0,19	18	7065	собств. керна
№ 8	НПС-К	2	нет	0	20	0,33	0,19	340	10042	собств. керна
№ 9	НПС-К	2	нет	2	15	0,89	0,17	93	8557	собств. керна
№ 10	НПС-К	2	нет	4	10	0,16	0,20	93	59993	собств. керна
№ 11	НПС-К	2	нет	6	10	1,38	0,13	10	9	собств. керна
№ 12	НПС-К	4	нет	0	5	4,38	0,05	19	7	собств. керна
№ 13	НПС-К	4	нет	2	3	6,63	0,04	1	5	собств. керна
№ 14	ФЛАКСОКОР-210	1	0,47	0	5	0,22	0,18	57	62530	собств. керна
№ 15	ФЛАКСОКОР-210	1	нет	0	15	0,15	0,20	541	9783	собств. керна
№ 16	ФЛАКСОКОР-210	1	нет	2	2	14,96	0,04	0	0	собств. керна
№ 17	ФЛАКСОКОР-210	1	нет	2	15	0,32	0,18	188	460	собств. керна
№ 18	ФЛАКСОКОР-210	1	нет	4	10	0,19	0,20	114	11415	собств. керна
№ 19	ФЛАКСОКОР-210	1	нет	6	5	13,58	0,08	1	1	собств. керна
№ 20	ФЛАКСОКОР-210	1	0,39	6	5	0,39	0,13	6	27236	собств. керна
№ 21	ФЛАКСОКОР-210	1	нет	6	10	0,75	0,17	97	311	собств. керна
№ 22	ФЛАКСОКОР-210	1	0,48	6	5	0,96	0,20	15	14218	собств. керна
№ 23	ФЛАКСОКОР-210	2	0,68	4	2	1,17	0,20	27	32632	собств. керна
№ 24	ФЛАКСОКОР-210	2	0,65	6	2	1,95	0,12	8	18837	собств. керна
№ 25	НПС-К	1	0,81	6	10	5,63	0,14	2	19095	собств. керна
№ 26	НПС-К	2	0,56	6	8	9,53	0,12	1	30888	собств. керна
№ 27	ФЛАКСОКОР-210	2	0,67	0	5	0,11	0,13	252	36400	собств. керна
№ 28	ФЛАКСОКОР-210	2	0,62	2	5	0,20	0,10	110	27886	собств. керна
№ 29	ФЛАКСОКОР-210	2	0,66	6	10	1,11	0,16	11	52004	собств. керна
№ 30	ФЛАКСОКОР-210	4	1,00	2	10	0,59	0,14	10	553	собств. керна
№ 31	ФЛАКСОКОР-210	4	0,50	6	4	2,56	0,07	0	2175	собств. керна
№ 32	ФЛАКСОКОР-210	1	0,50	0	5	0,02	0,27	844	28120	доп. керна
№ 33	НПС-К	1	0,40	2	6	0,09	0,24	742	12383	доп. керна
№ 34	НПС-К	2	0,38	2	5	0,04	0,29	681	47992	доп. керна
№ 35	ФЛАКСОКОР-210	2	0,37	2	5	0,05	0,28	517	129633	доп. керна
№ 36	ФЛАКСОКОР-210	2	0,43	2	6	0,04	0,24	345	29641	доп. керна
№ 37	НПС-К	1	0,48	2	5	0,06	0,15	109	14555	доп. керна
№ 38	ФЛАКСОКОР-210	1	0,35	0	5	0,11	0,25	135	15492	доп. керна
№ 39	НПС-К	1	0,47	4	6	0,23	0,17	61	4837	доп. керна
№ 40	НПС-К	4	0,40	2	5	0,20	0,24	79	76663	доп. керна
№ 41	ФЛАКСОКОР-210	2	0,47	2	5	0,28	0,25	74	24743	доп. керна
№ 42	ФЛАКСОКОР-210	4	0,45	4	5	0,29	0,14	50	24840	доп. керна
№ 43	НПС-К	4	0,46	6	2	0,40	0,10	10	13577	доп. керна
№ 44	НПС-К	1	нет	4	8	0,89	0,10	9	837	доп. керна
№ 45	ФЛАКСОКОР-210	4	нет	2	8	8,81	0,09	5	3	доп. керна
№ 46	НПС-К	4	0,43	0	5	0,80	0,09	2	50786	доп. керна
№ 47	НПС-К	1	нет	2	15	0,12	0,12	76	11550	доп. керна
№ 48	НПС-К	1	нет	0	10	0,43	0,11	19	10896	доп. керна
№ 49	НПС-К	1	нет	0	1	1,13	0,02	0	0	доп. керна
№ 50	НПС-К	4	0,60	4	3	1,17	0,06	1	2748	доп. керна
№ 51	НПС-К	4	1,13	2	2	1,99	0,09	0	19500	доп. керна
№ 52	НПС-К	2	1,72	4	1	2,56	0,08	1	2987	доп. керна

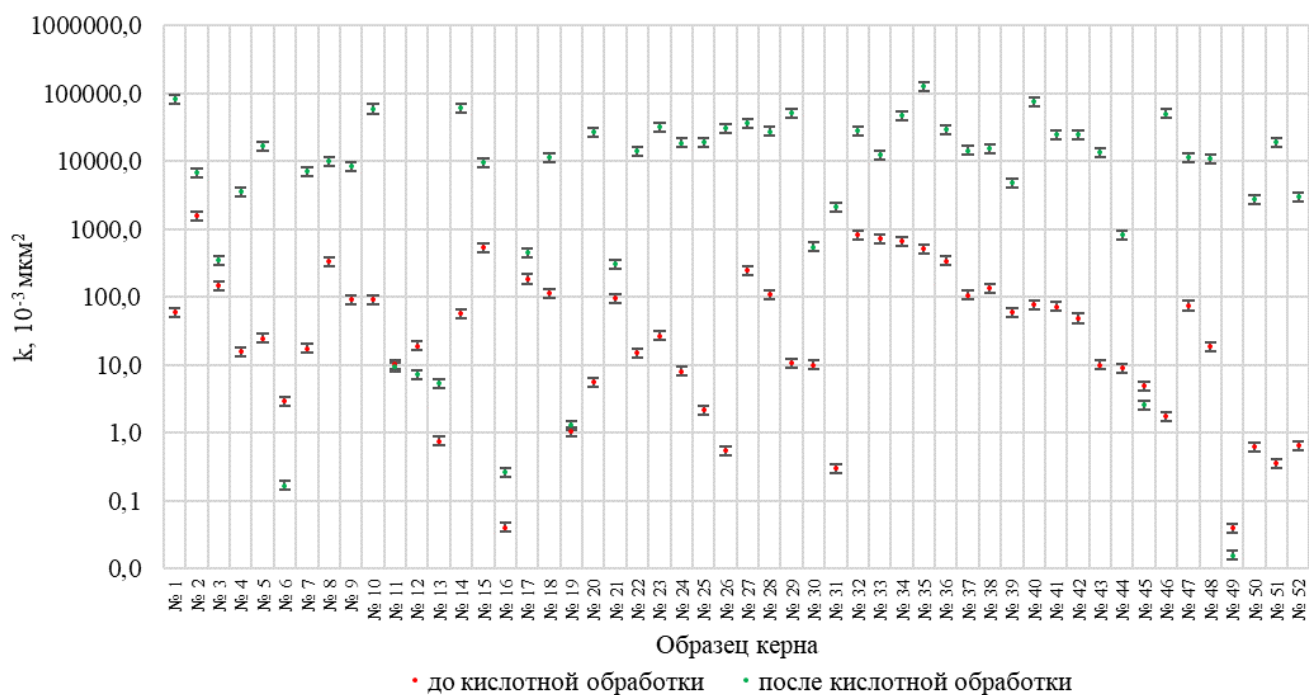


Рис. 3.19. Диапазон изменения проницаемости образцов керна до и после моделирования кислотной обработки

Более половины выполненных экспериментов (56 % или 29 опытов) характеризуется прорывом кислотного состава – выходом агента из обратного торца образца керна с развитием червоточины и, как следствие, существенным увеличением проницаемости. Формирование червоточины происходило при прокачанном поровом объеме кислотного состава до прорыва  $PV_{bt}$  от 0,35 до 1,72 д. ед. Тем не менее следует отметить, что в ходе экспериментов через образцы керна прокачивался весь запроектированный объем кислоты (1–4 поровых объема) с последующей выдержкой на реакцию. Это необходимо не только для расширения образовавшейся червоточины и получения в теории дополнительной добычи нефти, но и максимального приближения эксперимента к реальным промышленным условиям, когда производится закачка всего расчетного объема кислоты.

В 23 опытах или 44 % экспериментов высокопроводящий канал фильтрации не образовался: происходило локальное растворение горной породы, обеспечившее увеличение проницаемости образцов в среднем в 132 раза. При этом в 16 опытах прокачан минимальный объем кислоты – один поровый объем, а дальнейшее увеличение расхода химического агента, как правило, способствует развитию червоточин, что необходимо учитывать при проектировании.

Далее продемонстрированы результаты отдельных экспериментов, которые сопровождалась рентгеномногографическими исследованиями.

На образце № 26, трехмерная модель которого представлена на рисунке 3.20, получено наибольшее увеличение проницаемости керна, составившее 56161 раз. Обработка выполнена композицией НПС-К: прокачано два поровых объема агента, продолжительность выдержки на реакцию составила шесть часов. Образование червоточины произошло после закачки 0,56 поровых объемов кислоты с дальнейшей ее прокачкой, обеспечившей увеличение поперечных размеров канала.

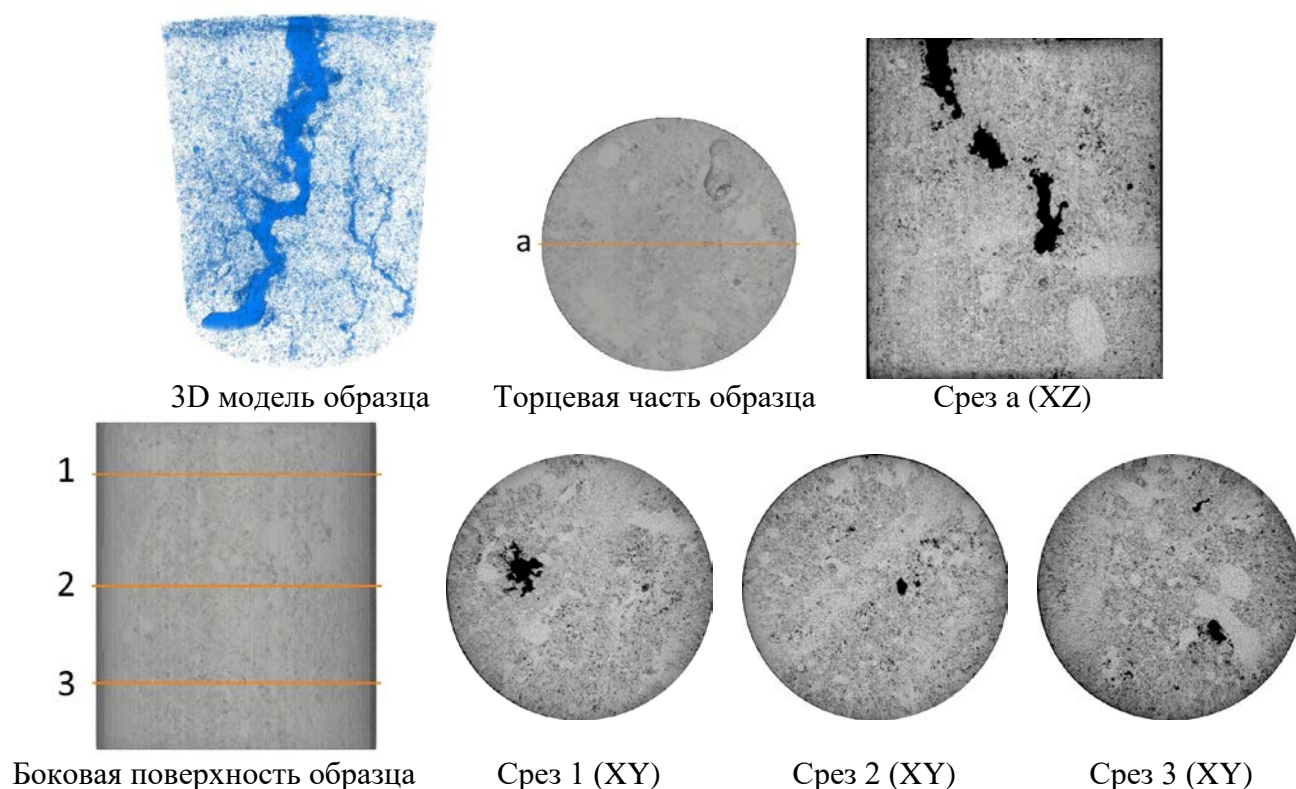


Рис. 3.20. Изображение образца керна № 26 после кислотной обработки, полученное с помощью рентгеновской компьютерной томографии

На образце № 11 после моделирования кислотной обработки композицией НПС-К (два поровых объема при выдержке шесть часов) наблюдается снижение проницаемости ( $\beta=0,91$  д. ед.) [27, 69]. При сопоставлении результата с изображением, полученным с помощью рентгеновской томографии, обнаруживается противоречивая ситуация: выполненная обработка способствует формированию выраженной червоточины (рис. 3.21) и одновременно приводит к снижению проницаемости горной породы.



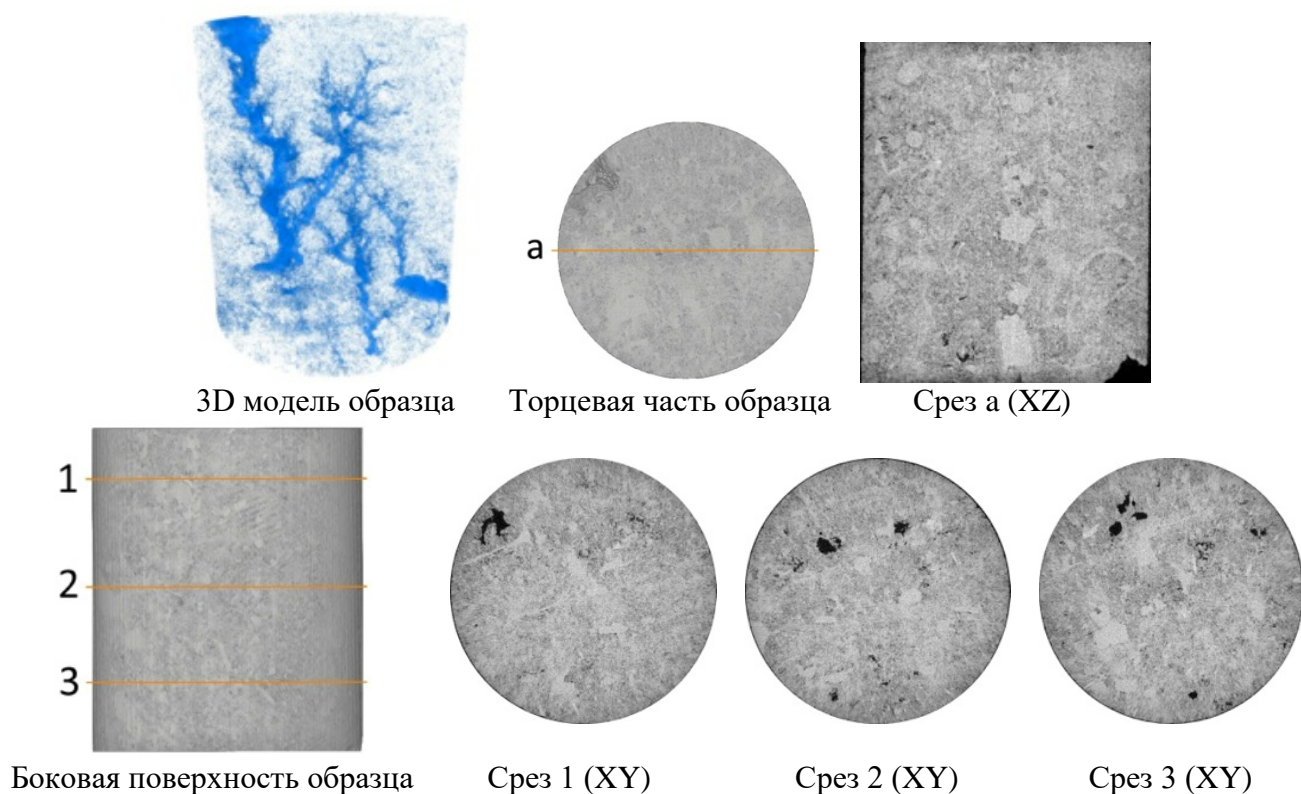


Рис. 3.21. Изображение образца ядра № 11 после кислотной обработки, полученное с помощью рентгеновской компьютерной томографии

Причина отмеченного явления – кольматация образовавшегося фильтрационного канала продуктами, сопутствующими реакции. После повторной экстракции вновь проведены фильтрационные испытания с оценкой проницаемости по нефти – коэффициент изменения проницаемости составил 7000 д. ед., тем самым подтвердив гипотезу о закупорке пустотного пространства коллектора. Данный опыт показывает, что значительное увеличение продолжительности этапа выдержки кислоты на реакцию не всегда приводит к увеличению эффективности стимуляции в соответствии с работами [27, 69, 93].

Кислотная обработка в районах с развитой естественной трещиноватостью, кавернозностью, наличием трещин ГРП, радиальных каналов или червоточин после предыдущего кислотного воздействия может оказаться малоперспективным мероприятием, что демонстрирует эксперимент на образце № 12 при прокачке четырех поровых объемов состава НПС-К без выдержки (рис. 3.22): кислота фильтровалась в областях наименьшего сопротивления движению, то есть по



трещинам, при этом выделяющиеся продукты реакции способствовали лишь ухудшению проводящих характеристик горной породы ( $\beta=0,38$  д. ед.).

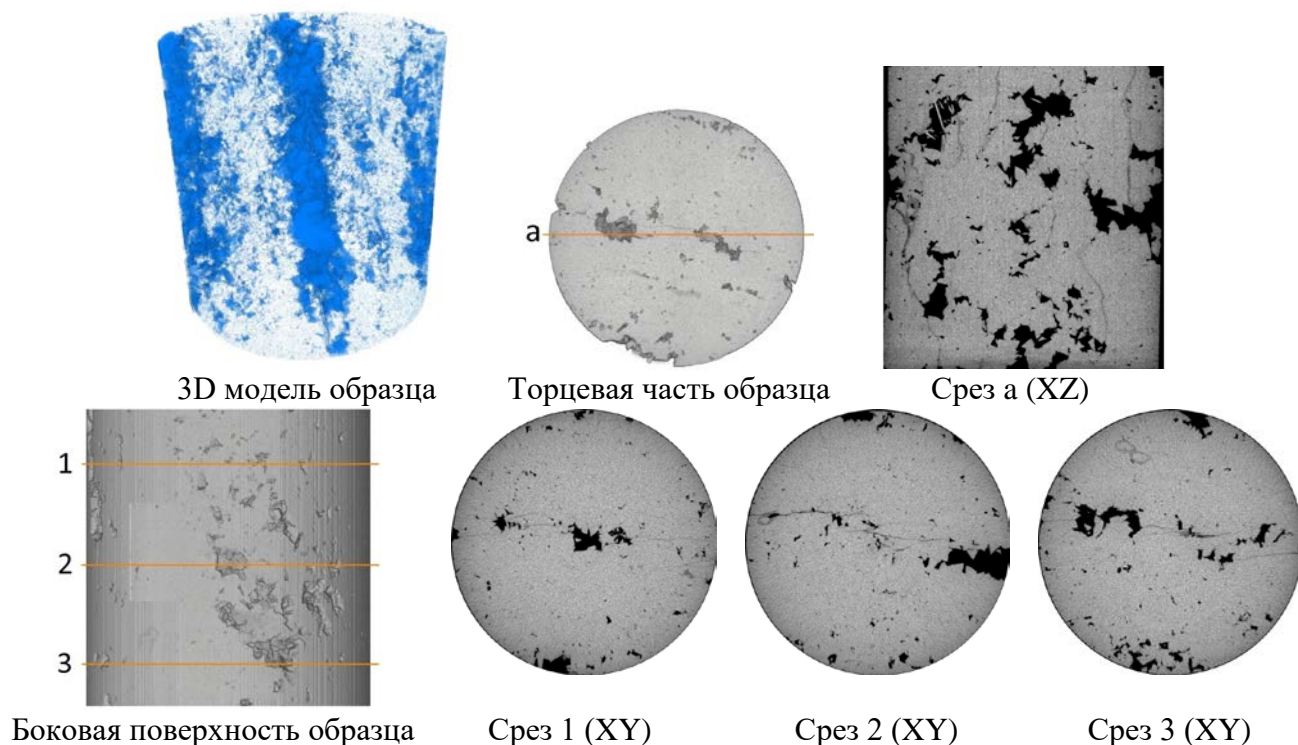


Рис. 3.22. Изображение образца ядра № 12 после кислотной обработки, полученное с помощью рентгеновской компьютерной томографии

Для более детальной проработки данного вопроса на основании выполненных фильтрационных опытов построена зависимость коэффициента изменения проницаемости от величины проницаемости горной породы по нефти до стимуляции (рис. 3.23), на которой прослеживается тенденция уменьшения эффективности кислотной обработки по мере увеличения проницаемости, особенно после достижения значений  $0,1 \text{ мкм}^2$  и более. Для хорошо проницаемых коллекторов ожидается, что новые «порции» кислоты будут фильтроваться по существующим пустотам, обеспечивая их незначительное расширение без дополнительного охвата коллектора сетью новых каналов [27, 69, 93]. Данным явлением объясняется и феномен меньшей эффективности повторных кислотных обработок, что подчеркивает целесообразность проведения гидродинамических исследований непосредственно до стимуляции для оценки фильтрационных характеристик призабойной зоны.



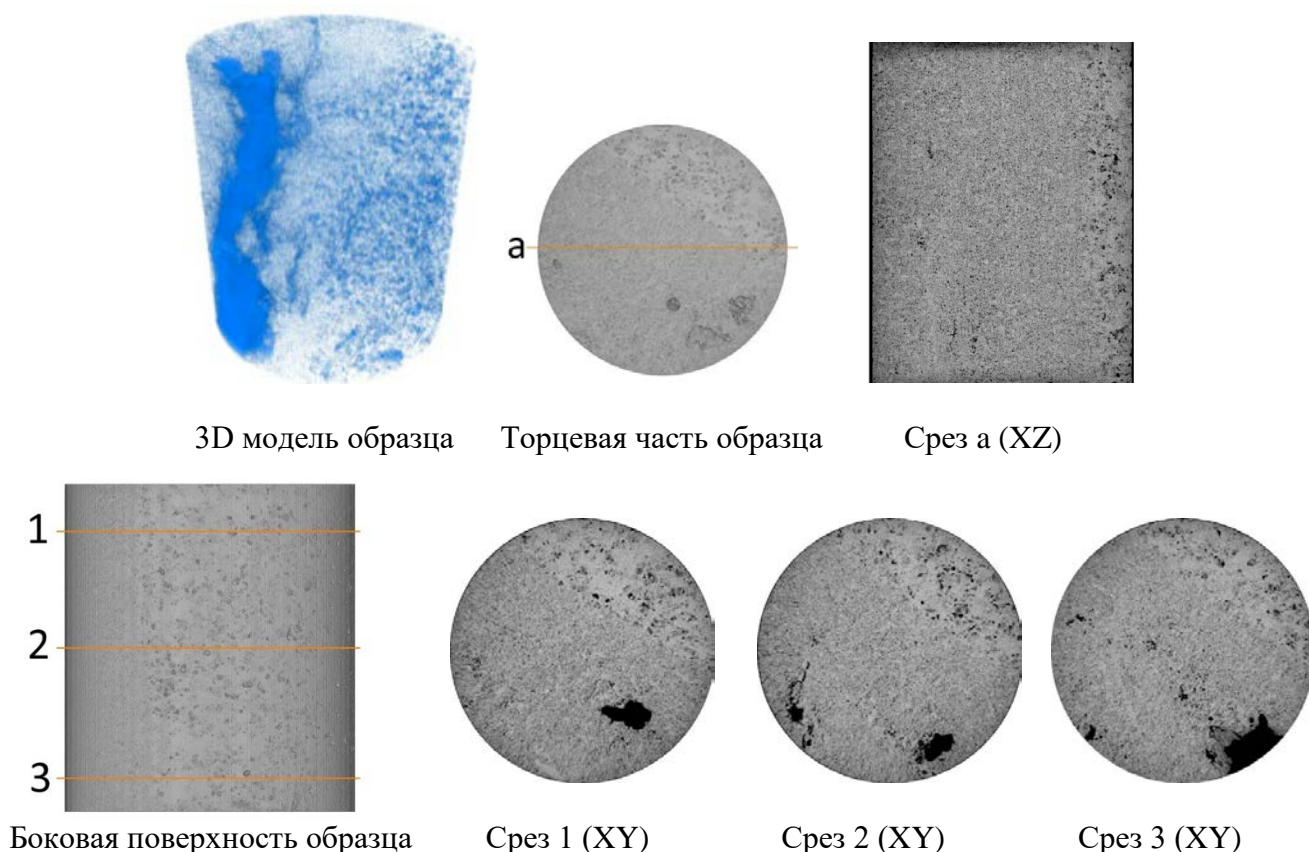


Рис. 3.24. Изображение образца керна № 30 после кислотной обработки, полученное с помощью рентгеновской компьютерной томографии

Таким образом, существует множество различных условий протекания процессов взаимодействия кислотных растворов с горной породой, требующих индивидуального подхода, что демонстрируют проведенные фильтрационные и рентгеномногографические исследования. Однако существенное прикладное значение имеет унификация результатов комплексных экспериментов, сводимая к обоснованию технологических параметров для проведения кислотного воздействия на целевых объектах.

### 3.2.3 Обоснование требуемого объема кислотного состава и продолжительности его выдержки в пласте на реакцию

Для обоснования требуемого объема кислотного состава и продолжительности его выдержки на реакцию при проведении обработок выполнена статистическая обработка результатов лабораторных экспериментов.

Выборка результатов экспериментов предварительно распределена по подгруппам в соответствии с вещественным составом образцов керна месторождений региона, в пределах которых усреднены значения  $\beta$  и выполнено их ранжирование от минимальных до максимальных ( $N=13$ ). Далее построена зависимость между тремя минимальными значениями  $\beta$  и содержанием в горной породе кальцита, доломита и нерастворимых минералов соответственно с определением коэффициента корреляции  $r$ . Аналогично построены последующие зависимости по нарастающей выборке до максимального  $N=13$ , что позволило на основании динамики изменения  $r$  выделить критические содержания компонентов горной породы, при которых происходит изменение тренда корреляции: содержание кальцита – 86,0%; доломита – 1,3%; нерастворимых минералов – 12,1% (рис. 3.25). Кроме того, рассмотрена дифференциация результатов экспериментов в зависимости от используемой композиции (НПС-К или ФЛАКСОКОР-210).

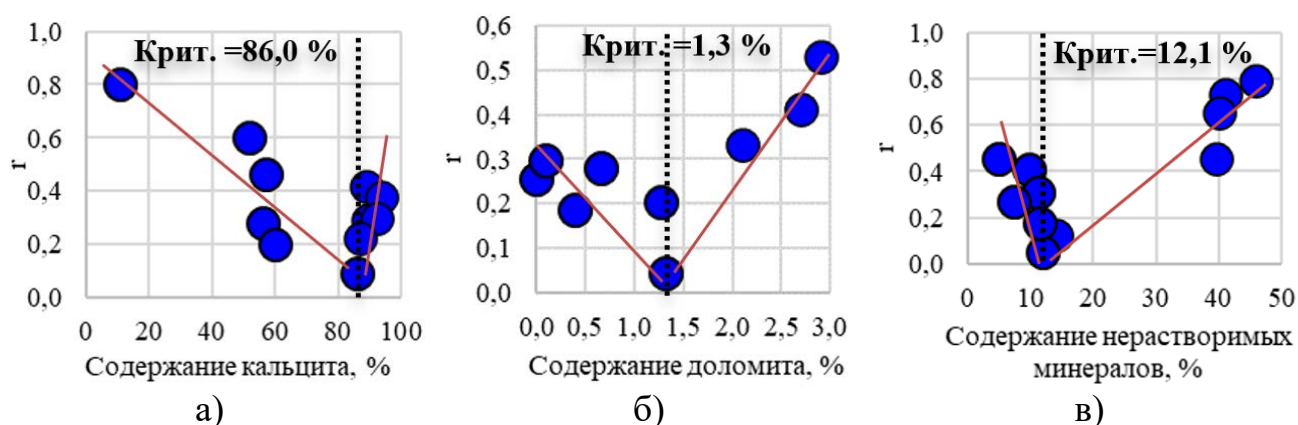


Рис. 3.25. Изменение коэффициента корреляции  $r$  между коэффициентом изменения проницаемости  $\beta$  и содержанием в горной породе: а) кальцита; б) доломита; в) нерастворимых минералов

С учетом критического содержания отдельных компонентов в горной породе и используемых композиций выполнен анализ результатов с применением  $t$ -критерия Стьюдента и  $U$ -критерия Манна-Уитни (табл. 3.14 и 3.15).

При дифференциации данных фильтрационных опытов в зависимости от вещественного состава горной породы на основании критических значений содержания кальцита, доломита и нерастворимых минералов (табл. 3.14) статистически значимые отличия отмечены только для содержания в горной породе доломита ( $p=0,002-0,015$ ), сопровождающееся существенным различием средних значений коэффициента изменения проницаемости (более чем в 20 раз).

В соответствии с полученными данными, кислотные обработки в нефтенасыщенных коллекторах даже с незначительным присутствием доломита (более 1,3 %) характеризуются меньшей эффективностью, что подтверждает ранее полученную зависимость (рис. 3.14а). При этом гипотеза о существенном влиянии содержания нерастворимых минералов на растворяющую способность кислотных составов (рис. 3.14б) по данным статистической обработки не подтвердилась.

Таблица 3.14

Дифференциация выборки фильтрационных экспериментов в зависимости от вещественного состава горной породы

Параметр	$N_1$	$N_2$	Средняя эффективность при показателе < критического	Средняя эффективность при показателе $\geq$ критического	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
Содержание кальцита (критическое значение – 86,0 %)						
$\beta$ , д. ед.	33	19	2261,1 $\pm$ 9465,2	5974,8 $\pm$ 13907,5	$\frac{1,144}{0,258}$	$\frac{286,0}{0,608}$
Содержание доломита (критическое значение – 1,3 %)						
$\beta$ , д. ед.	16	36	10643,7 $\pm$ 18876,4	495,5 $\pm$ 912,4	$\frac{-3,258 *}{0,002}$	$\frac{165,0 *}{0,015}$
Содержание нерастворимых минералов (критическое значение – 12,1 %)						
$\beta$ , д. ед.	17	35	4980,2 $\pm$ 13475,6	2956,4 $\pm$ 10235,9	$\frac{-0,602}{0,550}$	$\frac{271,0}{0,612}$

Примечание: \*статистически значимое различие подвыборок ( $p < 0,05$ ).

По результатам анализа таблицы 3.15, различия приблизительно равных по объему выборок в зависимости от применяемой композиции (НПС-К, ФЛАКСОКОР-210) не являются статистически значимыми ( $p = 0,146 - 0,883$ ), что предполагает возможность дальнейшей совместной обработки результатов фильтрационных исследований. Принимая во внимание высокую эффективность каждой из композиций, выбор конкретного агента для стимуляции коллекторов рекомендуется осуществлять на основании технико-экономической оценки.

Таблица 3.15

Дифференциация выборки фильтрационных экспериментов в зависимости от используемого кислотного состава

Параметр	$N_1$	$N_2$	Средняя эффективность (НПС-К)	Средняя эффективность (ФЛАКСОКОР-210)	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
$\beta$ , д. ед.	29	23	5655,7 $\pm$ 14834,6	1048,8 $\pm$ 1914,1	$\frac{1,477}{0,146}$	$\frac{325,0}{0,883}$

Для определения необходимого объема кислотного состава и продолжительности выдержки его на реакцию данные таблицы 3.13 разделены на две группы по содержанию доломита и усреднены (рис. 3.26).

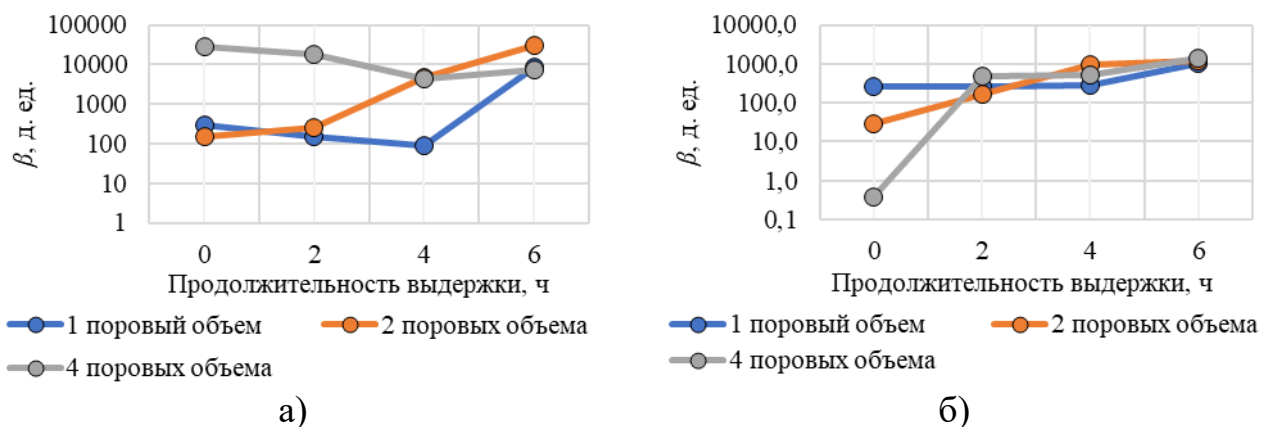


Рис. 3.26. Обобщенные результаты фильтрационных экспериментов при содержании доломита в горной породе: а) менее 1,3 %; б) более 1,3 %

В коллекторах, характеризующихся практически полным отсутствием доломита (рис. 3.26а), перспективными могут оказаться сразу две технологии воздействия: 1) проведение многообъемной кислотной обработки с прокачкой четырех поровых объемов композиции при отсутствии этапа выдержки на реакцию ( $\beta$  более 20000 д. ед); 2) закачка 1–4 поровых объема композиции при шестичасовой выдержке ( $\beta$  более 7000 ед.), выбор конкретного объема агента следует осуществлять с учетом кратности мероприятия на скважине.

При наличии в составе горной породы доломита (рис. 3.26б) ожидаемая эффективность кислотной обработки ниже, что подтверждает зависимость на рисунке 3.12б. Рекомендуется закачка 2–4 поровых объемов композиции при выдержке не менее четырех часов ( $\beta$  более 500 д. ед.).

### 3.2.4 Определение критической скорости закачки композиций и прогнозирование максимального давления закачки

Для оценки *критической скорости закачки* кислотных составов привлечены опыты с прорывом агента (29 образцов керна). В ходе экспериментов фиксировался суммарный объем использованного агента и максимальное давление нагнетания до момента появления кислоты на выходном торце керна [36, 37]. Объемные темпы нагнетания кислоты  $Q$  (1–10 см<sup>3</sup>/мин) в условиях индивидуальных фильтрационно-емкостных свойств образцов горной породы не позволяют в полной мере оценить влияние этого параметра на результат кислотной стимуляции (зависимость



дискретная), в связи с чем выполнен пересчет показателя в линейный вид (м/с) через площадь поперечного сечения входного торца керна и коэффициент пористости.

Зависимость, характеризующая влияние линейной скорости закачки кислоты на процесс образования червотчины, представлена на рисунке 3.27.

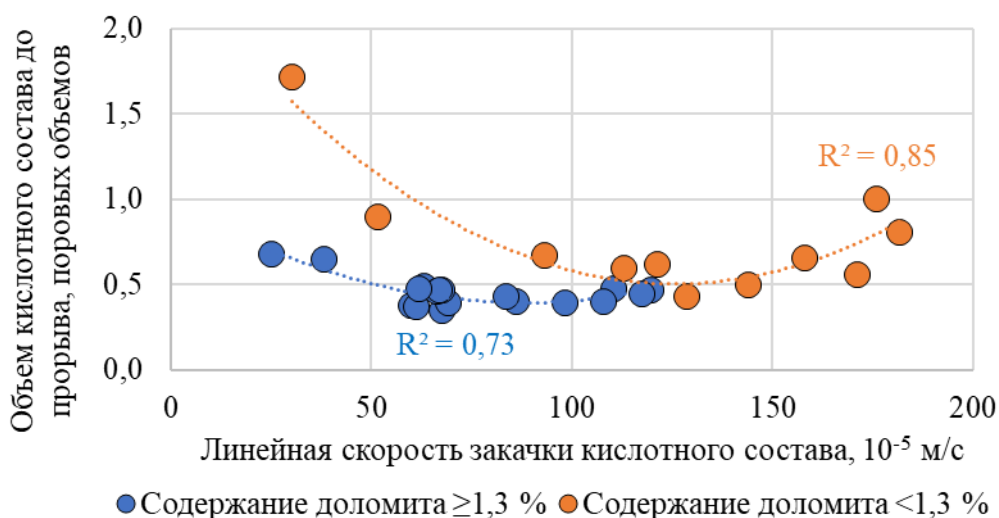


Рис. 3.27. Зависимость минимального объема кислотного состава до образования червотчины от линейной скорости закачки агента

Корреляционные поля в диапазоне скоростей  $0-200 \cdot 10^{-5}$  м/с аппроксимированы и описаны полиномиальными уравнениями второй степени с коэффициентом детерминации  $R^2$ , равным  $0,73-0,85$ . При низких темпах нагнетания кислотной композиции (до  $40-50 \cdot 10^{-5}$  м/с) процесс стимуляции сопровождается локальным растворением породы, а образование червотчины занимает больше времени, что согласуется с результатами [36, 42, 97].

Для обеих групп, дифференцированных по содержанию доломита, выделяется значение скорости закачки, при котором расход агента для прорыва минимальный, то есть являющееся критическим (табл. 3.16).

Таблица 3.16

Критические условия для образования червотчины

Содержание доломита в составе горной породы	Скорость закачки, $10^{-5}$ м/с	Поровый объем кислотного состава до прорыва, д. ед.
$< 1,3\%$	126	0,51
$\geq 1,3\%$	88	0,39

Полученные значения логичны с физической точки зрения: с увеличением содержания доломита реакция кислотного состава с породой протекает медленнее,

что позволяет уменьшить темпы подачи на фронт воздействия новых пачек кислоты для сохранения ее активности и формирования червоточины [77, 93].

Определенные критические скорости закачки кислотной композиции позволяют оценить необходимые темпы нагнетания растворов для реальных скважин. Это сделано путем пересчета полученных в лаборатории линейных значений в объемные [37]. Для обработки 1 м<sup>2</sup> поверхности призабойной зоны при отсутствии доломита в составе горной породы потребуется обеспечить объемный расход композиции 4,5 м<sup>3</sup>/ч, при наличии – 3,2 м<sup>3</sup>/ч.

Для прогнозирования *давления закачки*, при котором произойдет проникновение кислоты в пласт, привлечены результаты всех фильтрационных экспериментов (табл. 3.13). На рисунке 3.28а приводится зависимость, демонстрирующая необходимость увеличения давления закачки композиции по мере уменьшения фазовой проницаемости по нефти, при этом теснота связи невысокая ( $R^2=0,194$ ), что обусловлено наличием статистических «выбросов».

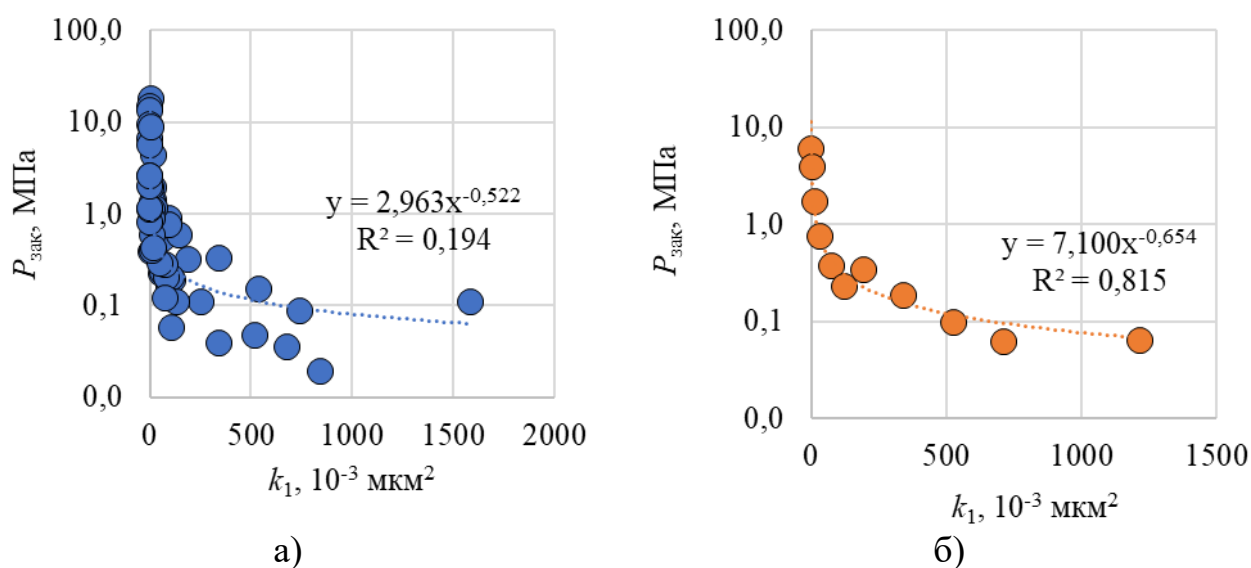


Рис. 3.28. Зависимость давления закачки кислотных составов от начальной фазовой проницаемости горной породы по нефти: а) первоначальная; б) усредненная по интервалам

В то же время все опыты выполнены в полном соответствии с программой работ, поэтому для сохранения результатов отдельных экспериментов-«выбросов» и их учета при формировании прогнозной зависимости выполнено усреднение проницаемостей и давлений закачки по результатам фильтрационных опытов в



пределах следующих диапазонов изменения фазовой проницаемости по нефти (шаг –  $(1-200) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>): (0–1, 1–10, 10–20, 20–50, 50–100, 100–150, 150–300, 300–450, 450–600, 600–800 и более  $800) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (рис. 3.28б). Зависимость на рисунке 3.28б аппроксимирована степенным уравнением с высокой теснотой связи показателей друг от друга ( $R^2=0,815$ ), что позволяет использовать ее для оценки давления закачки на скважинах при планировании кислотных обработок.

### 3.2.5 Рекомендации по технологическим параметрам для проведения кислотных обработок по результатам лабораторных экспериментов

При моделировании обработки на образцах керна объем кислотного раствора определялся в единицах порового объема. Для переноса результатов на реальные скважины принимается допущение, что один поровый объем кислоты соответствует расходу агента 1 м<sup>3</sup> на 1 м обрабатываемой нефтенасыщенной толщины пласта [36]. Обобщенные результаты определения технологических параметров для стимуляции целевых объектов приведены в таблице 3.17.

Таблица 3.17

Технологические параметры для проведения кислотных обработок на целевых объектах

Кислотный состав	Параметр			Давление закачки, МПа
	Удельный объем кислоты, м <sup>3</sup> /м	Продолжительность выдержки на реакцию, ч	Скорость закачки*, м <sup>3</sup> /ч	
НПС-К, ФЛАКСОКОР-210	Содержание доломита в горной породе <1,3 %			$P_{зак}=7,100 \cdot k_1^{-0,654}$
	4	без выдержки	4,5	
	1-4	6		
	Содержание доломита в горной породе $\geq 1,3$ %			
	2-4	4-6	3,2	

Примечание: \*расход кислоты на стенке скважины в расчете на 1 м<sup>2</sup> поверхности обрабатываемой горной породы.

По данным статистической оценки, композиции НПС-К и ФЛАКСОКОР-210 продемонстрировали сопоставимую эффективность при растворении горной породы целевых объектов, поэтому выбор конкретного агента для проведения мероприятий рекомендуется осуществлять с учетом кратности стимуляции и бюджета на проведение капитального ремонта (стоимость кислотных составов, комплекса геофизических работ, постановки бригады и др.).

### Основные выводы по главе 3

1. Проведение лабораторных экспериментов является обязательным этапом при планировании кислотных обработок на скважинах, позволяющим определить геолого-технологические параметры, влияющие на результат стимуляции.

2. Серия исследований в свободном объеме позволила установить необходимость учета вещественного состава горных пород при планировании кислотных обработок на месторождениях Соликамской депрессии, отказаться от малоперспективных композиций в рассматриваемых условиях (ДН-9010), разработать программу фильтрационных экспериментов на образцах керна.

3. Статистическая обработка результатов фильтрационных опытов на образцах горной породы показала необходимость дифференциации данных экспериментов на основе критического содержания доломита (1,3 %), для каждой из групп обоснованы технологические параметры проведения кислотной обработки, обеспечивающие наиболее высокую эффективность мероприятия.

4. Применение рентгеновской томографии позволило визуально оценить изменения пустотного пространства горной породы после стимуляции, установить при моделировании обработки ряд представляющих научный интерес ситуаций (снижение проницаемости образца керна при наличии выраженной червоточины, низкая эффективность мероприятий в трещинно-поровых коллекторах различной природы, фильтрация кислоты в область ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств), что позволяет в дальнейшем принимать решения по управлению процессом воздействия и совершенствовать рецептуру композиций.

Выполненные лабораторные эксперименты позволили сформировать теоретическую основу для планирования кислотных обработок на целевых объектах. В то же время значительный накопленный опыт позволяет выполнить обоснование технологических параметров проведения кислотной обработки на основе фактических геолого-промысловых данных, чему посвящена следующая глава диссертационного исследования.

## ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА И АПРОБАЦИЯ СПОСОБА ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

При планировании геолого-технических мероприятий используется множество различных подходов, позволяющих подобрать скважины-кандидаты, оценить эффективность методов интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи, а также их дизайнов. К ним относятся применение программных продуктов, построение деревьев решений, машинное обучение и др. [36, 73, 88, 103]. Для решения задач в области разработки месторождений при наличии качественной информации об исследуемом объекте наиболее реализуемым на практике видится применение методов, основанных на анализе получаемых со скважин данных [69].

В данной главе для обоснования основных технологических параметров воздействия (удельный объем кислотного состава ( $v_{КС}$ , м<sup>3</sup>/м), продолжительность его выдержки на реакцию ( $T_B$ , ч)) и оценки эффективности кислотных обработок разработан способ на базе анализа геолого-промыслового материала – построение ранговой матрицы (РМ) [49, 69], объединяющей информацию по кратности мероприятий, изменению эксплуатационных параметров скважин, продуктивных и фильтрационных характеристик пласта после стимуляции.

### 4.1 Алгоритм построения ранговой матрицы

Процесс формирования ранговой матрицы состоит из трех основных этапов.

На *первом этапе* анализируется эффективность кислотных обработок с учетом их кратности по изменению эксплуатационных показателей скважин при закачке различных объемов композиции и продолжительности ее выдержки на реакцию с горной породой. Используется следующая геолого-промысловая информация: история добычи за весь период эксплуатации скважин, сведения о выполненных капитальных ремонтах с кислотным воздействием на пласт

(особенности дизайна, интервал обработки, технологическая эффективность и др.). Сбор и хранение материалов в корпоративных базах предприятий соответствует действующим отраслевым регламентам и выполняется на всех нефтепромыслах.

В качестве показателей эффективности кислотной обработки на данном этапе используются: удельный прирост дебита скважины по нефти после стимуляции ( $\Delta q_n$ , т/(сут·м)); дополнительная добыча нефти ( $\sum \Delta Q_n$ , т); продолжительность эффекта ( $T_{\text{ЭФ}}$ , сут). Указанные показатели позволяют учитывать при оценке геолого-технического мероприятия как дифференциальный ( $\Delta q_n$ ), так и интегральный эффекты ( $\sum \Delta Q_n$  и  $T_{\text{ЭФ}}$ ), то есть после снижения дебита скважины до величины, предшествующей стимуляции.

Геолого-промысловая информация по проведенным мероприятиям разделяется на интервалы (группы) в зависимости от изменения величин параметров  $v_{\text{КС}}$  и  $T_{\text{В}}$  (не менее трех групп). Показатели эффективности в пределах групп усредняются, на основе их анализа выявляются наиболее эффективные значения  $v_{\text{КС}}$  и  $T_{\text{В}}$  для проведения первичных и повторных кислотных обработок.

На *втором этапе* по аналогии проводится анализ результатов кислотных обработок, но уже на основе изменения продуктивных и фильтрационных свойств пласта. Для этого выполняется интерпретация кривых восстановления давления (уровня) для определения продуктивности скважин, проницаемости призабойной и удаленной зон пласта в программном продукте KAPPA Workstation (модуль Saphir – KAPPA Engineering, Франция) или его аналогах [38, 49]. Для повышения достоверности результатов принимаются исследования, проведенные на скважинах только в течение 180 сут до стимуляции и на протяжении действия технологического эффекта после нее. В случае отсутствия необходимого программного обеспечения обработка кривой восстановления давления (уровня) выполняется известными способами интерпретации: метод произведения; интегральный метод Г. И. Баренблатта, Ю. П. Борисова и др.; метод детерминированных моментов давления и др. [29, 49, 51, 134].

В качестве показателей эффективности кислотной обработки на данном этапе используются:

- коэффициент изменения продуктивности скважины ( $\beta_{\text{прод}}$ , д. ед.):

$$\beta_{\text{прод}} = \frac{K_{\text{прод}2}}{K_{\text{прод}1}}, \quad (4.1)$$

где  $K_{\text{прод}1}$  и  $K_{\text{прод}2}$  – коэффициент продуктивности скважины до и после кислотной обработки соответственно,  $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа} \cdot \text{м})$ .

- коэффициент изменения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) по нефти ( $\beta_{\text{ПЗП}}$ , д. ед.):

$$\beta_{\text{ПЗП}} = \frac{k_{\text{ПЗП}2}}{k_{\text{ПЗП}1}}, \quad (4.2)$$

где  $k_{\text{ПЗП}1}$  и  $k_{\text{ПЗП}2}$  – проницаемость призабойной зоны пласта по нефти до и после кислотной обработки соответственно,  $\text{мкм}^2$ .

- коэффициент изменения проницаемости удаленной зоны пласта (УЗП) по нефти ( $\beta_{\text{УЗП}}$ , д. ед.):

$$\beta_{\text{УЗП}} = \frac{k_{\text{УЗП}2}}{k_{\text{УЗП}1}}, \quad (4.3)$$

где  $k_{\text{УЗП}1}$  и  $k_{\text{УЗП}2}$  – проницаемость удаленной зоны пласта по нефти до и после кислотной обработки соответственно,  $\text{мкм}^2$ .

На *третьем этапе* для комплексной оценки эффективности кислотных обработок используется разработанная автором оригинальная ранговая система [49]. Для этого каждому из показателей эффективности этапов 1 и 2 присваивается определенный численный ранг. Количество чисел, используемых при ранжировании, зависит от количества выделенных интервалов изменения параметров обработки: например, если выделено 4 интервала, то используются числа 0, 1, 2, 3, где 0 соответствует минимальной эффективности, 3 – максимальной. Выполняется суммирование рангов в пределах групп для определения наиболее эффективных значений  $v_{\text{КС}}$  и  $T_{\text{В}}$ , результаты сводятся в единую ранговую матрицу (рис. 4.1). Соблюдается закономерность: чем больше суммарный ранг для  $v_{\text{КС}}$  или  $T_{\text{В}}$ , тем выше и ожидаемая эффективность при данном параметре.

Критерии применимости способа следующие:

- наличие репрезентативной выборки данных по проведенным кислотным обработкам, позволяющей выполнить анализ (не менее 10–20 операций);
- на скважинах, объектах кислотной обработки, технологический эффект после реализации мероприятия должен быть закончен (снижение дебита скважин по нефти до исходной величины), в противном случае требуется экстраполяция кривой падения добычи нефти на основании существующих темпов (не менее 3 месяцев с момента реализации) для определения ожидаемой дополнительной добычи нефти и продолжительности технологического эффекта;
- на скважинах в течение 180 сут до проведения кислотной обработки и после нее в период действия технологического эффекта должны быть проведены гидродинамические исследования.

$v_{КС}, \text{ м}^3/\text{м}$	Кратность=1		Кратность>1		$T_B, \text{ ч}$
	$v_{КС}$	$T_B$	$v_{КС}$	$T_B$	
Интервал 1	Сумма рангов 1	Сумма рангов 1	Сумма рангов 1	Сумма рангов 1	Интервал 1
Интервал 2	Сумма рангов 2	Сумма рангов 2	Сумма рангов 2	Сумма рангов 2	Интервал 2
Интервал $i$	Сумма рангов $i$	Сумма рангов $i$	Сумма рангов $i$	Сумма рангов $i$	Интервал $i$
Интервал $i+1$	Сумма рангов $i+1$	Сумма рангов $i+1$	Сумма рангов $i+1$	Сумма рангов $i+1$	Интервал $i+1$

Рис. 4.1. Ранговая матрица эффективности кислотных обработок

## 4.2 Обоснование технологических параметров проведения кислотной обработки с помощью ранговой матрицы

Для демонстрации применения метода на основе построения ранговой матрицы привлечена геолого-промысловая информация по 36 кислотным обработкам (первичных – 13 операций, повторных – 23 операции), выполненным в башкирско-серпуховских отложениях месторождений Соликамской депрессии кислотным составом ФЛАКСОКОР-210. Выделенные объекты характеризуются схожим геологическим строением, достаточно близки по фильтрационно-емкостным свойствам (табл. 4.1) и составу горных пород, представленным в различной степени доломитизированными известняками (Глава 3, табл. 3.1).

Таблица 4.1

## Свойства горных пород-коллекторов целевых объектов

Месторождение	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Коэффициент пористости, д. ед.
Гагаринское	12,7	72	0,12
Озерное	10,0	23	0,15
Сибирское	15,4	24	0,12
Уньвинское	8,6	21	0,12
Юрчукское	4,5	52	0,12

Для оценки продуктивных и фильтрационных свойств коллектора привлечены материалы 72 кондиционных гидродинамических исследований скважин – по два исследования на каждую операцию. Сведения о мероприятиях, использующихся для построения ранговой матрицы, представлены в таблице 4.2. На основе данных выборки по выполненным кислотным обработкам выделено четыре интервала изменения  $v_{KC}$  и  $T_B$  для определения наиболее эффективных:

- $v_{KC}$  – менее 1 м<sup>3</sup>/м, от 1 до 2 м<sup>3</sup>/м, от 2 до 4 м<sup>3</sup>/м, более 4 м<sup>3</sup>/м;
- $T_B$  – менее 1 ч, от 1 до 2 ч, от 2 до 4 ч, более 4 ч.

Таблица 4.2

## Сведения о выборке кислотных обработок для построения ранговой матрицы

Показатель	Первичные мероприятия	Повторные мероприятия
Количество операций	13	23
Удельный объем кислотного состава, м <sup>3</sup> /м	0,3–6,4	0,4–12,0
Продолжительность выдержки на реакцию, ч	2–7	0–6
Удельный прирост дебита скважин по нефти, т/(сут·м)	0,04–1,45	0,02–1,49
Дополнительная добыча нефти, т	575–21546	266–21867
Продолжительность эффекта, сут	212–2153	62–2056
Изменение коэффициента продуктивности, д. ед.	1,1–10,9	0,7–4,0
Изменение проницаемости ПЗП, д. ед.	0,2–7,4	0,7–7,6
Изменение проницаемости УЗП, д. ед.	0,7–6,6	0,8–3,9

#### 4.2.1 Анализ изменения показателей эксплуатации скважин после кислотной обработки

В соответствии с разработанным способом геолого-промысловые данные разделены на интервалы, характеризующие изменение технологических параметров, в пределах которых усреднены дифференциальные и интегральные показатели эффективности (рис. 4.2 и 4.3). Выполнена предварительная оценка результатов мероприятий в разрезе групп: по мере увеличения насыщенности цвета на графической шкале возрастает и эффективность обработки (приоритет 4 –наименьшая эффективность, приоритет 1 – наибольшая).

Показатель	$v_{КС}, \text{ м}^3/\text{м}$ (первичные* / повторные** кислотные обработки)			
	< 1	1–2	2–4	> 4
$\Delta q_n, \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{м})$	0,05*	0,42	0,86	0,89
	0,03**	0,10	0,65	0,94
$\sum \Delta Q_n, \text{ т}$	9155	7999	5342	3664
	1018	520	3472	2515
$T_{Эф}, \text{ сут}$	1161	923	1172	1550
	594	677	794	745
Количество операций	2	3	4	4
	2	1	14	6

Приоритет 4	Приоритет 3	Приоритет 2	Приоритет 1

Рис. 4.2. Изменение показателей эксплуатации скважин после кислотной обработки в зависимости от удельного объема кислотного состава

Наибольшая эффективность первичных обработок отмечается при  $v_{КС}$  от 1 до 4  $\text{ м}^3/\text{м}$  (рис. 4.2) в виде увеличения  $\Delta q_n$  с 0,42 до 0,89  $\text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{м})$ . Для повторных обработок увеличение  $v_{КС}$  до 2  $\text{ м}^3/\text{м}$  и более обеспечивает эффективность, близкую к первичным. По результатам шести мероприятий при  $v_{КС}$  более 4  $\text{ м}^3/\text{м}$  получен максимальный  $\Delta q_n$  (0,94  $\text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{м})$ ). Изменение  $\sum \Delta Q_n$  по сравнению с первичными обработками при том же  $v_{КС}$  составляет лишь 31,3 %, что меньше дизайна с  $v_{КС}$  менее 2  $\text{ м}^3/\text{м}$  (88,9–93,5 %).

Показатель	$T_B, \text{ ч}$ (первичные* / повторные** кислотные обработки)			
	< 1	1–2	2–4	> 4
$\Delta q_n, \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{м})$	-*	0,49	0,58	0,96
	0,43**	0,61	0,70	0,68
$\sum \Delta Q_n, \text{ т}$	-	5611	6694	4879
	1168	5398	1443	2926
$T_{Эф}, \text{ сут}$	-	1398	1143	1262
	653	1142	578	592
Количество операций	-	3	7	3
	2	7	10	4

Нет данных	Приоритет 4	Приоритет 3	Приоритет 2
			Приоритет 1

Рис. 4.3. Изменение показателей эксплуатации скважин после кислотной обработки в зависимости от продолжительности выдержки

Для кислотных обработок с  $T_B$  менее 1 ч (рис. 4.3) эффективность наименьшая:  $\Delta q_n$  составил 0,43  $\text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{м})$ , что связано с кольматацией пустотного пространства продуктами, сопутствующими реакции, по данным гидродинамических исследований ( $\beta_{ПЗП}=0,7$  д. ед.;  $\beta_{УЗП}=0,9$  д. ед.). Отмеченное явление обусловлено особенностями минералогического состава горной породы в обработанных скважинах (вкрапления сидерита) [115]. В целом, отмечается



тенденция улучшения результатов при увеличении  $T_B$ : для первичной стимуляции  $\Delta q_n$  изменяется с 0,49 до 0,96 т/(сут·м), для повторной – с 0,61 до 0,70 т/(сут·м).

Результаты, представленные на рисунках 4.2 и 4.3, демонстрируют, что увеличение  $v_{КС}$  и  $T_B$  способствует достижению положительного результата обработки. При проектировании следует учитывать вероятность кольматации пустотного пространства коллектора продуктами реакции по различным причинам, для чего необходим мониторинг свойств коллектора до и после воздействия. Кольматация пустотного пространства коллектора в ходе кислотной стимуляции породы целевых объектов отмечалась при проведении отдельных фильтрационных экспериментов на образцах керна (Глава 3, рис. 3.21).

#### 4.2.2 Анализ изменения продуктивных и фильтрационных характеристик коллектора после кислотной обработки

Изменение продуктивных и фильтрационных характеристик коллектора после кислотной обработки в зависимости от объема используемого кислотного состава и продолжительности его выдержки представлено на рисунках 4.4 и 4.5.

Установлено, что при проведении кислотных обработок наибольшая эффективность достигается при  $v_{КС}$  2–4 м<sup>3</sup>/м, обеспечивающем изменение характеристик коллектора: первичная стимуляция –  $\beta_{прод}=3,1$  д. ед.;  $\beta_{ПЗП}=3,8$  д. ед.;  $\beta_{УЗП}=3,6$  д. ед.; повторная –  $\beta_{прод}=1,8$  д. ед.;  $\beta_{ПЗП}=2,9$  д. ед.;  $\beta_{УЗП}=2,1$  д. ед. (рис. 4.4).

Показатель	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м (первичные* / повторные** кислотные обработки)			
	< 1	1–2	2–4	> 4
$\beta_{прод}$ , д. ед.	1,9*	4,7	3,1	2,2
	1,3**	1,3	1,8	2,1
$\beta_{ПЗП}$ , д. ед.	1,7	3,3	3,8	2,7
	0,8	1,3	2,9	1,8
$\beta_{УЗП}$ , д. ед.	1,7	1,7	3,6	2,6
	1,0	1,3	2,1	1,7
Количество операций	2	3	4	4
	2	1	14	6

Приоритет 4	Приоритет 3	Приоритет 2	Приоритет 1

Рис. 4.4. Изменение продуктивных и фильтрационных характеристик коллектора после кислотной обработки в зависимости от удельного объема кислотного состава

Показатель	$T_B$ , ч (первичные* / повторные** кислотные обработки)			
	< 1	1–2	2–4	> 4
$\beta_{\text{прод}}$ , д. ед.	-*	2,2	3,2	3,4
	1,3**	1,5	2,0	2,2
$\beta_{\text{ПЗП}}$ , д. ед.	-	2,1	2,7	4,6
	0,7	2,7	2,0	3,3
$\beta_{\text{УЗП}}$ , д. ед.	-	2,1	2,0	4,4
	0,9	1,6	2,0	2,3
Количество операций	-	3	7	3
	2	7	10	4

-				
Нет данных	Приоритет 4	Приоритет 3	Приоритет 2	Приоритет 1

Рис. 4.5. Изменение продуктивных и фильтрационных характеристик коллектора после кислотной обработки в зависимости от продолжительности выдержки

Улучшение продуктивных и фильтрационных характеристик пласта наблюдается и по мере увеличения  $T_B$  от 1 до более чем 4 ч (рис. 4.5): при первичной стимуляции  $\beta_{\text{прод}}$  изменяется с 2,2 до 3,4 д. ед.;  $\beta_{\text{ПЗП}}$  – с 2,1 до 4,6 д. ед.;  $\beta_{\text{УЗП}}$  – с 2,1 до 4,4 д. ед.; при повторной стимуляции  $\beta_{\text{прод}}$  изменяется с 1,5 до 2,2 д. ед.;  $\beta_{\text{ПЗП}}$  – с 2,7 до 3,3 д. ед.;  $\beta_{\text{УЗП}}$  – с 1,6 до 2,3 д. ед.

При прокачке небольших объемов кислотного состава (менее 1 м<sup>3</sup>/м) или непродолжительной его выдержки на реакцию (ее отсутствии) существует вероятность ухудшения фильтрационных характеристик коллектора ( $\beta_{\text{ПЗП}}=0,7-0,8$  д. ед. при  $\beta_{\text{УЗП}}=0,9-1,0$  д. ед.), что связано с неполным выходом продуктов реакции из пустотного пространства (увеличение объема кислотного состава и времени выдержки, как правило, способствует расширению проводящих каналов и снижению фильтрационных сопротивлений, препятствующих выносу кольматанта при освоении скважины). Таким образом, привлечение материалов гидродинамических исследований при проектировании кислотных обработок является обязательным этапом, позволяющим оценить изменение продуктивных и фильтрационных характеристик пласта после воздействия, непосредственно влияющих на показатели эффективности стимуляции.

### 4.2.3 Построение ранговой матрицы

Для формирования ранговой матрицы для целевых объектов результатам, приведенным на рисунках 4.2–4.5, присвоены ранги: минимальному значению

показателей эффективности соответствует ранг 0, максимальному – 3. Выполнено суммирование рангов в пределах интервалов изменения технологических параметров проведения кислотной стимуляции (рис. 4.6–4.7), что позволило в соответствии с описанным алгоритмом сформировать итоговую ранговую матрицу [49, 69], представленную на рисунке 4.8.

Показатель	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м (первичные* / повторные** кислотные обработки)			
	< 1	1–2	2–4	> 4
Показатели эксплуатации скважин				
$\Delta q_n$ , т/(сут·м)	0*	1	2	3
	0**	1	2	3
$\Sigma \Delta Q_n$ , т	3	2	1	0
	1	0	3	2
$T_{Эф}$ , сут	1	0	2	3
	0	1	3	2
Продуктивные и фильтрационные свойства коллектора				
$\beta_{прод}$ , д. ед.	0	3	2	1
	1	0	2	3
$\beta_{ПЗП}$ , д. ед.	0	2	3	1
	0	1	3	2
$\beta_{УЗП}$ , д. ед.	1	0	3	2
	0	1	3	2
<div style="display: flex; justify-content: space-between; width: 100%;"> <span>Приоритет 4</span> <span>Приоритет 3</span> <span>Приоритет 2</span> <span>Приоритет 1</span> </div>				

Рис. 4.6. Присвоение рангов результатам кислотных обработок в зависимости от удельного объема кислотного состава

Показатель	$T_B$ , ч (первичные* / повторные** кислотные обработки)			
	< 1	1–2	2–4	> 4
Показатели эксплуатации скважин				
$\Delta q_n$ , т/(сут·м)	-*	1	2	3
	0**	1	3	2
$\Sigma \Delta Q_n$ , т	-	2	3	1
	0	3	1	2
$T_{Эф}$ , сут	-	3	1	2
	2	3	0	1
Продуктивные и фильтрационные свойства коллектора				
$\beta_{прод}$ , д. ед.	-	1	2	3
	0	1	2	3
$\beta_{ПЗП}$ , д. ед.	-	1	2	3
	0	2	1	3
$\beta_{УЗП}$ , д. ед.	-	2	1	3
	0	1	2	3
<div style="display: flex; justify-content: space-between; width: 100%;"> <span>Нет данных</span> <span>Приоритет 4</span> <span>Приоритет 3</span> <span>Приоритет 2</span> <span>Приоритет 1</span> </div>				

Рис. 4.7. Присвоение рангов результатам кислотных обработок в зависимости от продолжительности выдержки

Анализ ранговой матрицы позволяет отметить различную эффективность кислотных обработок при изменении технологических параметров. Мероприятия

без выдержки агента на реакцию, а также с закачкой незначительных объемов кислотного состава (менее 1 м<sup>3</sup>/м) являются малоэффективными. При первичной стимуляции перспективным является дизайн с  $v_{КС}$  – более 1 м<sup>3</sup>/м,  $T_B$  – более 2 ч, при повторной –  $v_{КС}$  – более 2 м<sup>3</sup>/м,  $T_B$  – не менее 1 ч. Наиболее эффективными технологическими параметрами по результатам оценки являются  $v_{КС}$  – 2–4 м<sup>3</sup>/м,  $T_B$  – более 4 ч (приоритет 1).

$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	Кратность=1		Кратность>1		$T_B$ , ч
	$v_{КС}$	$T_B$	$v_{КС}$	$T_B$	
< 1	5	-	2	2	< 1
1–2	8	10	4	11	1–2
2–4	13	11	16	9	2–4
> 4	10	15	14	14	> 4

-	Нет данных
	Приоритет 4
	Приоритет 3
	Приоритет 2
	Приоритет 1

Рис. 4.8. Ранговая матрица эффективности кислотных обработок при различных технологических параметрах: приоритет 1 – наибольшая эффективность; приоритет 4 – наименьшая

С учетом повышенного содержания доломита в составе горной породы целевых объектов (1,3 % и более) результаты определения технологических параметров воздействия на основе геолого-промысловых данных (приоритет 1) подтверждают экспериментальные, ранее полученные в ходе лабораторных исследований на образцах керна (Глава 3, табл. 3.17). Принимая во внимание тот факт, что кислотная обработка является кратным мероприятием, для сохранения вариативности его планирования в условиях ограниченного количества скважин-кандидатов рекомендуется сократить объем композиции при первичном воздействии до 2 м<sup>3</sup>/м, а при повторной обработке использовать до 4 м<sup>3</sup>/м.

### 4.3 Апробация ранговой матрицы при проведении последующих кислотных обработок на целевых объектах

Для анализа достоверности разработанной матрицы и ее применимости для оценки эффективности дизайнов кислотной обработки на целевых объектах выполнена апробация способа по результатам 14 дополнительно проведенных мероприятий (первичных – 7 операций, повторных – 7 операций) в башкирско-серпуховских отложениях Уньвинского и Юрчукского месторождений (табл. 4.3).

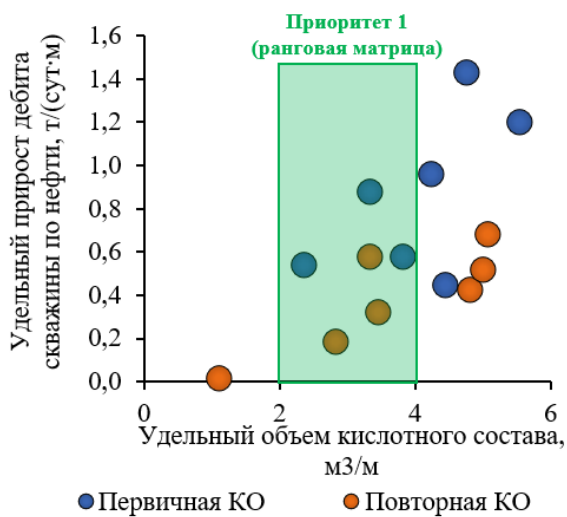
Таблица 4.3

#### Результаты кислотных обработок на Уньвинском и Юрчукском месторождениях

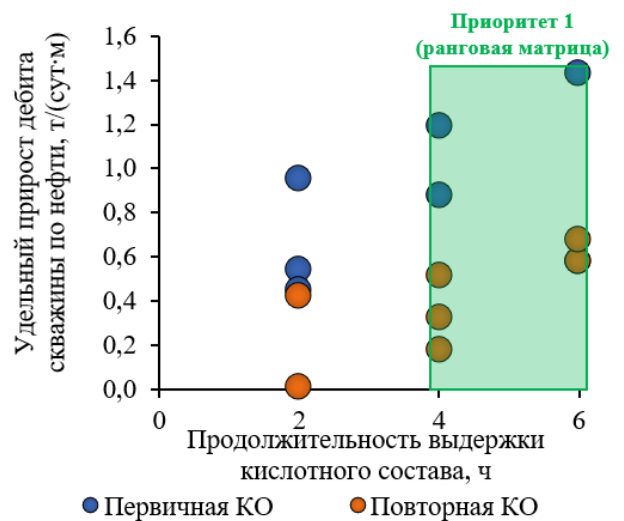
Скважина (месторождение)	Технологические параметры проведения кислотной обработки		Эффективность мероприятия			
	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$T_B$ , ч	$\Delta Q_n$ (план/факт), т/сут	$\Delta q_n$ , т/(сут·м)	$\Sigma \Delta Q_n$ , т	$T_{Эф}$ , сут
Первичные кислотные обработки						
654 (Уньвинское)*	3,8	6	6,0/7,5	0,58	4115	284
917 (Юрчукское)	2,4	2	3,0/4,5	0,54	1478	252
775 (Уньвинское)	4,4	2	4,0/4,0	0,44	327	274
903 (Юрчукское)	4,3	2	3,0/4,5	0,96	865	291
594 (Уньвинское)*	3,3	4	4,0/6,6	0,88	1960	348
780 (Юрчукское)	5,6	4	3,5/4,3	1,19	390	288
921 (Юрчукское)	4,8	6	5,0/6,0	1,43	1109	360
Повторные кислотные обработки						
533 (Уньвинское)*	2,9	4	4,0/2,5	0,18	2048	410
553 (Уньвинское)*	3,3	6	5,0/6,9	0,58	2613	355
905 (Юрчукское)*	3,5	4	4,0/4,2	0,32	1047	244
852 (Юрчукское)	4,8	2	3,0/2,2	0,42	437	178
511 (Уньвинское)	1,1	2	3,0/0,5	0,01	128	138
523 (Уньвинское)	5,0	4	4,0/4,1	0,51	789	267
706 (Юрчукское)	5,1	6	3,0/4,0	0,68	1099	365

Примечание: \*кислотные обработки, выполненные в полном соответствии с ранговой матрицей (приоритет 1)

Плановые приросты дебита скважин по нефти, установленные недропользователем, по всем первичным мероприятиям с кислотным воздействием на продуктивный пласт достигнуты (успешность – 100 %), удельный объем кислотной композиции при проведении обработок составил 2,4–5,6 м<sup>3</sup>/м при выдержке на реакцию 2–6 ч. При проведении повторных мероприятий успешность ниже и составляет 57,1 %, использовался удельный объем кислотного состава 1,1–5,1 м<sup>3</sup>/м при выдержке на реакцию 2–6 ч. Диаграммы, характеризующие эффективность кислотных обработок различной кратности в зависимости от технологических параметров, представлены на рисунках 4.9–4.11.

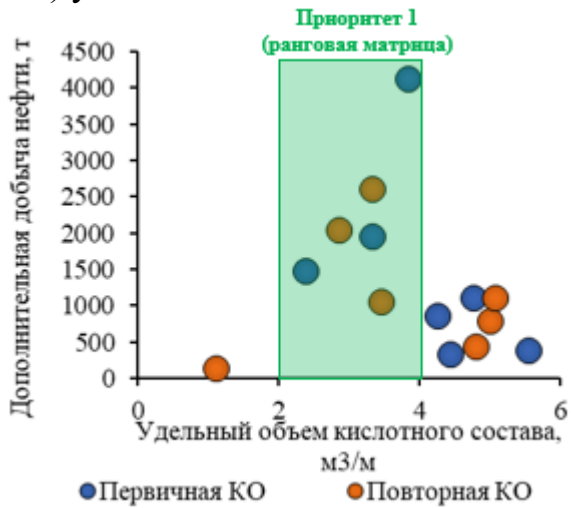


а)

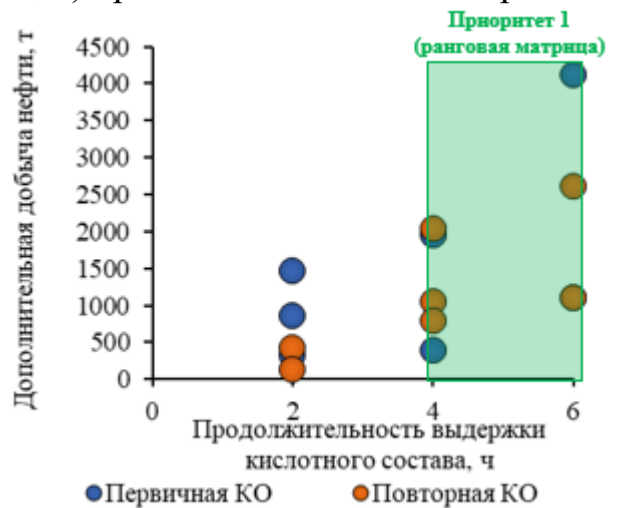


б)

Рис. 4.9. Удельный прирост дебита скважин по нефти в зависимости от: а) удельного объема кислотного состава; б) продолжительности выдержки

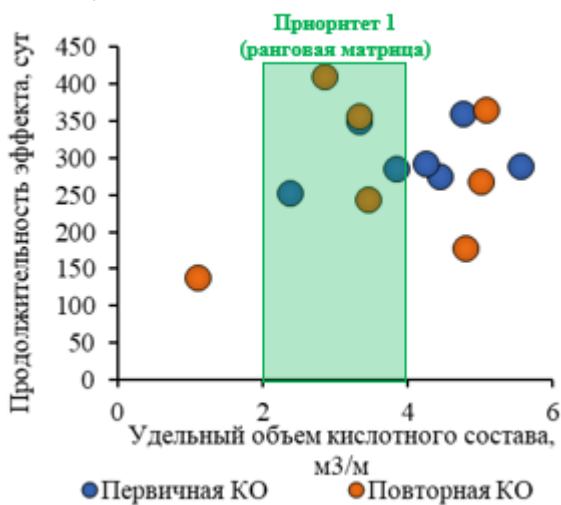


а)

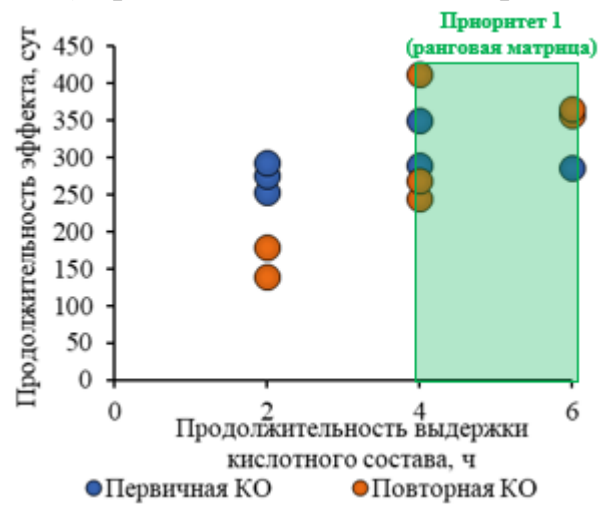


б)

Рис. 4.10. Дополнительная добыча нефти в зависимости от: а) удельного объема кислотного состава; б) продолжительности выдержки



а)



б)

Рис. 4.11. Продолжительность эффекта в зависимости от: а) удельного объема кислотного состава; б) продолжительности выдержки

При проведении первичных обработок увеличение  $v_{КС}$  до 4–6 м<sup>3</sup>/м и  $T_B$  до 4 и более часов способствует достижению максимальной величины начального  $\Delta q_n$  и  $T_{ЭФ}$  – 1,2–1,4 т/(сут·м) и 360 сут соответственно (рис. 4.9 и 4.11). В то же время закачка более 4 м<sup>3</sup>/м композиции приводит к снижению дополнительной добычи нефти до минимальных значений (рис. 4.10). Теоретически большеобъемная кислотная обработка позволяет обеспечить значительный охват пласта, улучшая тем самым его проницаемость и способствуя извлечению большего количества нефти. Однако на практике снижение фильтрационных сопротивлений может способствовать не только течению нефти, но и пластовой воды как менее вязкой и более подвижной фазы. Данную ситуацию хорошо иллюстрирует кислотная обработка на скважине № 903 Юрчукского месторождения, выполненная с закачкой 4,3 м<sup>3</sup>/м кислотного состава (20 м<sup>3</sup>) при двухчасовой выдержке (рис. 4.12).

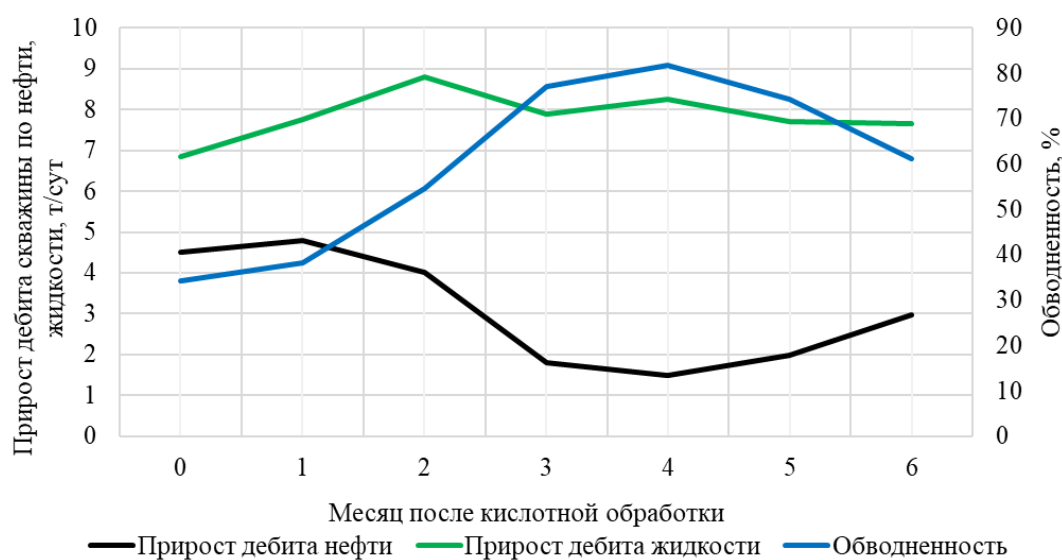


Рис. 4.12. Изменение показателей эксплуатации скважины № 903 Юрчукского месторождения после кислотной обработки

После кислотной обработки начальный прирост дебита скважины по нефти составил 4,5 т/сут или 1,0 т/(сут·м) при обводненности продукции 34,2 %. Эксплуатация скважины при стабильных отборах жидкости в первые шесть месяцев привела к подключению водонасыщенных пропластков (подтверждено геофизическими исследованиями) и увеличению обводненности до 74,3–81,9 %, что существенно снизило общую дополнительную добычу нефти и продолжительность эффекта от мероприятия (865 т и 291 сут соответственно).

При проведении повторных кислотных обработок зависимости показателей эффективности от технологических параметров имеют аналогичный характер (рис. 4.9–4.11): увеличение объема закачиваемого состава и его продолжительная выдержка на реакцию обеспечивают наибольшие начальный прирост дебита скважин по нефти (до 0,7 т/(сут·м)) и продолжительность эффекта (до 410 сут), при этом закачка более 4 м<sup>3</sup>/м композиции, как правило, приводит к опережающему обводнению и снижению дополнительной добычи. В целом, эффективность повторных мероприятий ниже первичных: для  $\Delta q_n$  – в 2,2 раза (0,39 и 0,86 т/(сут·м)), для  $\sum \Delta Q_n$  – в 1,3 раз (1166 и 1463 т), для  $T_{ЭФ}$  – в 1,1 раз (280 и 300 сут соответственно). Проведение повторной обработки с наиболее приоритетными в соответствии с ранговой матрицей технологическими параметрами позволяет приблизить ее эффективность к первичной. Так, в пределах объема композиции 2–4 м<sup>3</sup>/м и продолжительности ее выдержки на реакцию более 4 ч отклонение эффективности повторных обработок от первичных для  $\Delta q_n$  снижается до 1,9–2,2 раз (0,36–0,45 и 0,66–1,02 т/(сут·м)), для  $\sum \Delta Q_n$  – до 1,2–1,3 раз (1519–1903 и 1893–2518 т), для  $T_{ЭФ}$  – до 0,9–1,0 раз (328–336 и 295–320 сут соответственно).

Мероприятия, выполненные с технологическими параметрами в полном соответствии с ранговой матрицей (приоритет 1), обеспечили большую дополнительную добычу нефти и продолжительность эффекта (в среднем на 1,3–2,2 тыс. т и 23–99 суток), чем обработки с отличающимся дизайном (табл. 4.4).

Таблица 4.4

Сопоставление средней эффективности первичных и повторных кислотных обработок на целевых объектах

Мероприятие	$\Delta q_n$ , т/(сут·м)			$\sum \Delta Q_n$ , т			$T_{ЭФ}$ , сут		
	РМ	Другие обработки	$\Delta_{абс.}$	РМ	Другие обработки	$\Delta_{абс.}$	РМ	Другие обработки	$\Delta_{абс.}$
Первичные КО	0,73	0,83	-0,10	3038	834	2204	316	293	23
Повторные КО	0,36	0,41	-0,05	1903	613	1289	336	237	99

Таким образом, результаты апробации подтверждают эффективность использования разработанного способа и его работоспособность при планировании первичного и повторного кислотного воздействия на пласт (Приложение 1). На разработанный способ получен патент РФ (Приложение 2) [49].



## Основные выводы по главе 4

1. Разработан способ обоснования технологических параметров для проведения первичных и повторных кислотных обработок на основе фактических геолого-промысловых данных с применением ранговой матрицы, учитывающей изменения эксплуатационных характеристик скважин и свойств продуктивного пласта. Установлены области применения способа, выполнена апробация, по результатам которой подтверждена его работоспособность и эффективность. На разработанный способ получен патент РФ.

2. На основе геолого-промысловых данных определены наиболее эффективные (приоритетные) технологические параметры для проведения кислотной обработки на башкирско-серпуховских объектах разработки месторождений Соликамской депрессии: удельный объем кислотного состава – 2–4 м<sup>3</sup>/м, продолжительность выдержки на реакцию – более 4 ч. Проведение повторной стимуляции коллекторов нефтяных месторождений в данных условиях позволяет приблизить ее результат к первичному воздействию. Для сохранения вариативности планирования мероприятий рекомендуется сократить объем композиции при первичном воздействии до 2 м<sup>3</sup>/м, а при повторной обработке использовать до 4 м<sup>3</sup>/м кислотного состава.

3. Ранговая матрица может применяться не только для обоснования технологических параметров воздействия, но и для экспресс-оценки дизайнов на скважинах-кандидатах на качественном уровне при формировании адресных программ мероприятий на краткосрочную и долгосрочную перспективу.

При планировании любого геолого-технического мероприятия важной задачей является определение его потенциальной эффективности. Прогнозированию результатов кислотной обработки в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края посвящена следующая глава диссертационного исследования.

## ГЛАВА 5. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖЕНИЙ

При проектировании разработки месторождений углеводородного сырья важной задачей является определение потенциальной эффективности мероприятий по интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи продуктивных пластов. Обоснованная оценка потенциальных результатов применения различных методов воздействия на продуктивный пласт является одним из основных факторов, обуславливающих успешную реализацию программ развития активов со стороны предприятий как на краткосрочный, так и долгосрочный периоды.

Применение гидродинамических симуляторов для прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий, в том числе и кислотных обработок, получило значительное применение в отечественной и зарубежной практике нефтедобычи [18, 112, 121]. Основным достоинством цифровых моделей месторождений является возможность оценки потенциала воздействия в условиях интерференции скважин, детальный учет геологического строения пласта, локализации остаточных запасов нефти. Тем не менее, моделирование кислотной стимуляции пласта осложняется отсутствием специальных ключевых слов: занесение мероприятия в гидродинамическую модель осуществляется «ручным» изменением скин-фактора или сообщаемости коллектора, диапазон изменения которых задается экспертным путем с учетом геолого-промысловых материалов [36]. При этом проблемой является высокая чувствительность результатов определения скин-фактора к качеству выполненных гидродинамических исследований в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений, зачастую осложненных неравномерным распределением фильтрационно-емкостных свойств. Учет «недовосстановленных» кривых изменения давления (уровня) при анализе приводит к получению ложноотрицательных значений скин-фактора. В результате при моделировании кислотного воздействия прирост добычи может отклоняться как в сторону завышения, так и занижения, что в дальнейшем не

позволяет однозначно принимать решение о необходимости реализации мероприятия [36]. Кроме того, применение гидродинамических моделей на месторождениях Пермского края, как правило, ограничивается оценкой эффективности мероприятий, требующих значительных затрат, таких как бурение боковых стволов, радиальное бурение, гидравлический разрыв пласта.

Оценка потенциальной эффективности кислотной обработки на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» наиболее часто выполняется на основе изменения коэффициента продуктивности, определенного по результатам ранее проведенных мероприятий в схожих геолого-физических условиях [2, 36, 56]. Данный аналитический способ позволяет оперативно рассчитать изменение дебита скважины после кислотной обработки при наличии исторической базы данных, но его точность невысока, так как факторы, сопровождающие процесс воздействия, в достаточной мере не рассматриваются [2, 36]. В частности, при прогнозировании результата не учитываются технологические параметры проведения кислотной обработки.

Перспективным способом решения отмеченных проблем при прогнозировании эффективности кислотного воздействия в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений в условиях значительного опыта проведения мероприятий является применение статистических методов [39, 47, 54]. Их достоинством является проведение расчетов с учетом фактических результатов мероприятий. В настоящей главе для оценки потенциальной эффективности кислотных обработок различных технологических вариаций используются методы корреляционного и пошагового регрессионного анализа. Для проведения расчетов используется программный продукт Statistica 10.

## **5.1 Проведение корреляционного анализа геолого-промысловых данных**

Первоначально выполняется корреляционный анализ – исследования, позволяющие обнаружить зависимость одного параметра от другого. Для этого вычисляются значения коэффициента корреляции Пирсона  $r$  с учетом их

статистической значимости (при  $p=0,05$ ), характеризующие тесноту связи между показателями эффективности кислотной стимуляции (зависимые переменные) и геолого-технологическими параметрами (независимые переменные), а также непосредственно между самими независимыми параметрами [31, 52, 133, 134]. Результаты вычислений коэффициентов  $r$  сводятся в таблицу, называемую корреляционной матрицей, где на пересечении соответствующих строк и столбцов представлены корреляции между требуемыми параметрами [71].

Для проведения исследования используются геолого-промысловые данные по 245 скважино-операциям с кислотным воздействием по стандартной технологии и с предварительной повторной перфорацией в условиях башкирско-серпуховских отложений месторождений Соликамской депрессии с наличием гидродинамических исследований в течение трех лет до проведения мероприятия. Стоит отметить, что в настоящем разделе не рассматриваются мероприятия с перфорацией дополнительных интервалов продуктивного пласта с последующей кислотной обработкой в связи с обособленностью данной темы.

В качестве показателей эффективности кислотной стимуляции (зависимых переменных) используются: удельный прирост дебита скважины по нефти ( $\Delta q_n$ , т/(сут·м)); дополнительная добыча нефти ( $\sum \Delta Q_n$ , т); продолжительность эффекта ( $T_{эф}$ , сут).

В качестве независимых переменных, вероятно обуславливающих результат стимуляции, привлечены технологические и геологические параметры (всего 20 различных параметров).

К технологическим параметрам относятся: кратность кислотного воздействия ( $n$ , ед.); удельный объем кислотного состава ( $v_{КС}$ , м<sup>3</sup>/м); продолжительность выдержки кислотной композиции на реакцию с горной породой ( $T_B$ , ч); максимальное давление закачки, отнесенное к пластовому давлению до стимуляции ( $P_{зак}/P_{пл1}$ , д. ед.); забойное давление, отнесенное к давлению насыщения нефти газом ( $P_{заб1}/P_{нас}$ , д. ед.); забойное давление, отнесенное к начальному пластовому давлению ( $P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.); забойное давление, отнесенное к пластовому давлению до стимуляции ( $P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.); депрессия на

пласт ( $\Delta P_1$ , МПа); удельный дебит скважины по жидкости до стимуляции ( $q_{ж1}$ , т/(сут·м)); удельный дебит скважины по нефти до стимуляции ( $q_{н1}$ , т/(сут·м)); наличие опыта мероприятий с формированием техногенных каналов или трещин ( $C_{тр}$ , ед.); удельный объем отклонителя ( $v_{откл}$ , м<sup>3</sup>/м) (операции с отклонителем).

К геологическим параметрам относятся: коэффициент нефтенасыщенности коллектора ( $K_N$ , д. ед.); коэффициент пористости ( $K_P$ , д. ед.); количество нефтенасыщенных прослоев в интервале обработки ( $N_{н.п.}$ , ед.); проницаемость призабойной зоны пласта до стимуляции ( $k_{ПЗП1}$ , мкм<sup>2</sup>); проницаемость удаленной зоны пласта до стимуляции ( $k_{УЗП1}$ , мкм<sup>2</sup>); пластовое давление до стимуляции (текущее), отнесенное к начальному пластовому давлению ( $P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.); пластовое давление до стимуляции, отнесенное к давлению насыщения нефти газом ( $P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.); обводненность продукции скважин до стимуляции ( $W_1$ , %).

Основные описательные статистики, характеризующие диапазон изменения рассматриваемых параметров, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Описательные статистики зависимых и независимых параметров в составе исходной выборки

Показатель	Количество наблюдений	Среднее значение параметра	Минимальное значение параметра	Максимальное значение параметра
$\Delta q_n$ , т/(сут·м)	245	0,60±0,51	-0,36	3,86
$\sum \Delta Q_n$ , т	245	4777±10958	0	109029
$T_{эф}$ , сут	245	927±854	0	5020
$n$ , ед.	245	2,0±1,0	1,0	5,0
$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	245	3,8±2,5	0,3	12,0
$T_B$ , ч	245	5,6±4,3	0,0	16,0
$K_N$ , д. ед.	245	0,78±0,09	0,47	0,94
$K_P$ , д. ед.	245	0,12±0,03	0,07	0,23
$N_{н.п.}$ , ед.*	245	14,5±20,3	2,0	214,0
$K_{ПЗП1}$ , мкм <sup>2</sup>	245	0,016±0,023	0,000	0,217
$K_{УЗП1}$ , мкм <sup>2</sup>	245	0,013±0,019	0,000	0,132
$P_{зак}/P_{пл1}$ , д. ед.	245	0,37±0,47	0,00	2,59
$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.	245	0,61±0,15	0,26	1,06
$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	245	0,98±0,25	0,41	1,81
$P_{заб1}/P_{нас}$ , д. ед.	245	0,46±0,23	0,12	1,43
$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	245	0,28±0,14	0,07	0,84
$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.	245	0,47±0,19	0,13	0,99
$\Delta P_1$ , МПа	245	6,8±2,9	0,3	18,0
$W_1$ , %	245	28,2±22,7	0,0	94,0
$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	245	0,8±0,8	0,0	10,6
$q_{н1}$ , т/(сут·м)	245	0,5±0,6	0,0	7,2
$C_{тр}$ , ед.	245	0,2±0,4	0,0	2,0
$v_{откл}$ , м <sup>3</sup> /м	52	0,9±0,5	0,1	3,2

Примечание: \*привлечены мероприятия, выполненные на наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, в том числе указано количество пластопересечений горизонтальным стволом.

Проведение корреляционного анализа предусматривается поэтапно с последовательной дифференциацией исходной выборки:

- 1) по всем мероприятиям с кислотным воздействием на пласт;
- 2) по мероприятиям, выполненным стандартными кислотными составами (СКС) и композициями с отклоняющими системами (КОС);
- 3) по мероприятиям, выполненным СКС и КОС, с учетом технологической вариации воздействия (с повторной перфорацией продуктивного интервала (ПП) или без нее (КО)).

Целесообразность дифференциации выборки подтверждена данными статистического анализа: выделенные подгруппы являются статистически различными как на основе *t*-критерия Стьюдента, так и *U*-критерия Манна-Уитни (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Сравнение средних значений показателей эффективности при дифференциации выборки

Параметр	Этап	$N_1$	$N_2$	Среднее значение (СКС)	Среднее значение (КОС)	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
$\Delta q_n, \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{м})$	2	193	52	0,64±0,54	0,44±0,27	$\frac{2,402 *}{0,017}$	$\frac{3350,0 *}{0,022}$
$\sum \Delta Q_n, \text{ т}$				5472±11981	1607±1172	$\frac{2,060 *}{0,040}$	$\frac{3001,0 *}{0,030}$
$T_{\text{Эф}}, \text{ сут}$				1001±921	627±379	$\frac{2,670 *}{0,007}$	$\frac{3521,5 *}{0,049}$
Параметр	Этап	$N_1$	$N_2$	Среднее значение (КО СКС)	Среднее значение (ПП СКС)	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
$\Delta q_n, \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{м})$	3	120	73	0,57±0,50	0,74±0,59	$\frac{2,125 *}{0,035}$	$\frac{3236,0 *}{0,033}$
$\sum \Delta Q_n, \text{ т}$				4004±10680	7764±13530	$\frac{2,113 *}{0,035}$	$\frac{3357,5 *}{0,026}$
$T_{\text{Эф}}, \text{ сут}$				938±876	1227±1093	$\frac{2,001 *}{0,047}$	$\frac{3361,5 *}{0,041}$
Параметр	Этап	$N_1$	$N_2$	Среднее значение (КО КОС)	Среднее значение (ПП КОС)	$\frac{t}{p}$	$\frac{U}{p}$
$\Delta q_n, \text{ т}/(\text{сут}\cdot\text{м})$	3	37	15	0,38±0,23	0,56±0,32	$\frac{-2,171 *}{0,035}$	$\frac{159,0 *}{0,048}$
$\sum \Delta Q_n, \text{ т}$				1330±971	2087±1360	$\frac{-2,073 *}{0,044}$	$\frac{126,0 *}{0,047}$
$T_{\text{Эф}}, \text{ сут}$				687±391	377±175	$\frac{2,307 *}{0,026}$	$\frac{120,5 *}{0,018}$

Примечание: \*статистически значимое различие подвыборок ( $p < 0,05$ ).

### 5.1.1 Анализ корреляционных связей параметров (первый этап)

На первом этапе анализа изучаются корреляции между показателями эффективности кислотной обработки и геолого-технологическими параметрами в разрезе всех исследуемых операций ( $N=245$ ), полученная корреляционная матрица представлена в таблице 5.3.

Всего рассчитано 57 коэффициентов корреляции для показателей эффективности, из которых 22 – статистически значимые (38,6%), причем отмечаются как положительные (прямые) связи, так и отрицательные (обратные). Для  $\Delta q_n$  значимыми являются корреляции с такими параметрами как  $n$ ,  $v_{КС}$ ,  $N_{н.п.}$ ,  $P_{заб1}/P_{пл0}$  и  $W_1$  при диапазоне изменения  $r$  от -0,27 до 0,66; для  $\sum \Delta Q_n - n$ ,  $T_B$ ,  $P_{пл1}/P_{пл0}$ ,  $P_{заб1}/P_{нас}$ ,  $P_{заб1}/P_{пл0}$ ,  $P_{заб1}/P_{пл1}$ ,  $\Delta P_1$  и  $W_1$  при диапазоне изменения  $r$  от -0,22 до 0,59; для  $T_{ЭФ} - n$ ,  $T_B$ ,  $k_{ПЗП1}$ ,  $P_{заб1}/P_{нас}$ ,  $P_{заб1}/P_{пл0}$ ,  $P_{заб1}/P_{пл1}$ ,  $\Delta P_1$ ,  $W_1$  и  $C_{тр}$  при диапазоне изменения  $r$  от -0,24 до 0,51. В качестве примера для отмеченных параметров построены корреляционные поля в разрезе показателей эффективности обработки, представленные на рисунках 5.1–5.3.

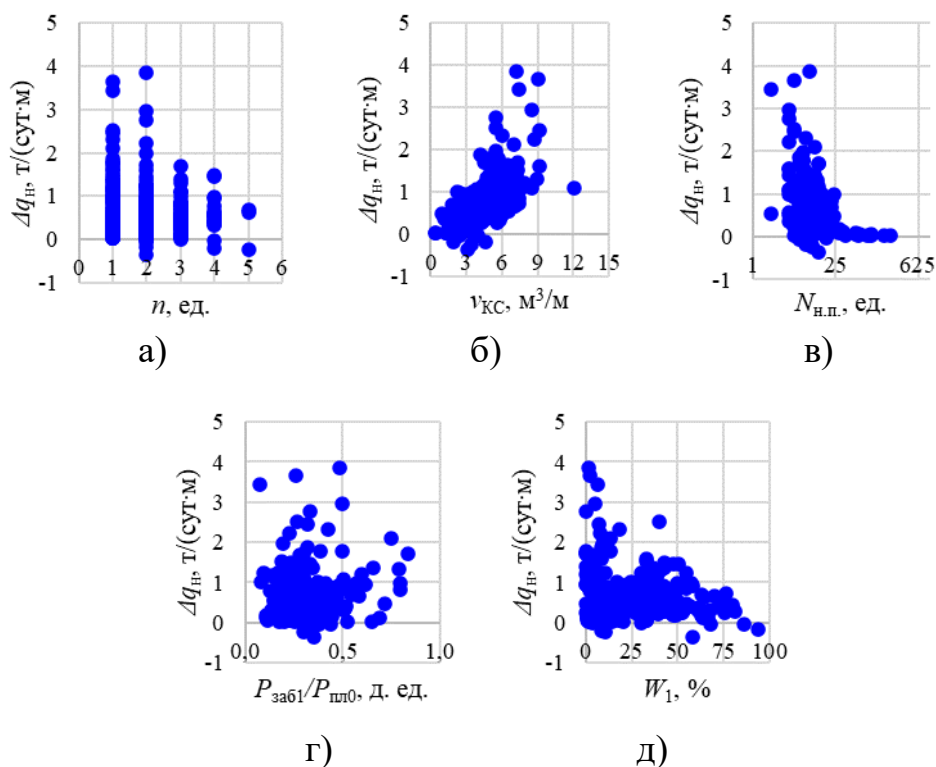


Рис. 5.1. Корреляционное поле  $\Delta q_n$  от: а)  $n$ ; б)  $v_{КС}$ ; в)  $N_{н.п.}$ ; г)  $P_{заб1}/P_{пл0}$ ; д)  $W_1$

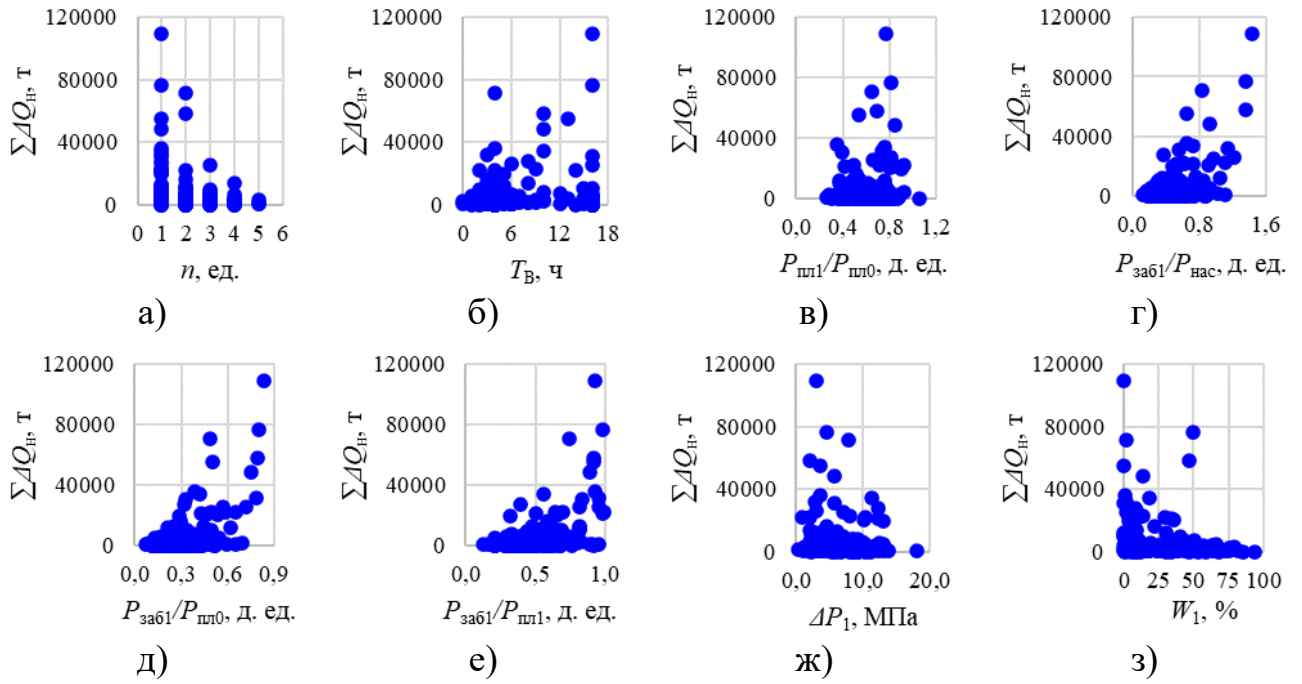


Рис. 5.2. Корреляционное поле  $\Sigma\Delta Q_{н}$  от: а)  $n$ ; б)  $T_{В}$ ; в)  $P_{пл1}/P_{пл0}$ ; г)  $P_{заб1}/P_{нас}$ ; д)  $P_{заб1}/P_{пл0}$ ; е)  $P_{заб1}/P_{пл1}$ ; ж)  $\Delta P_1$ ; з)  $W_1$

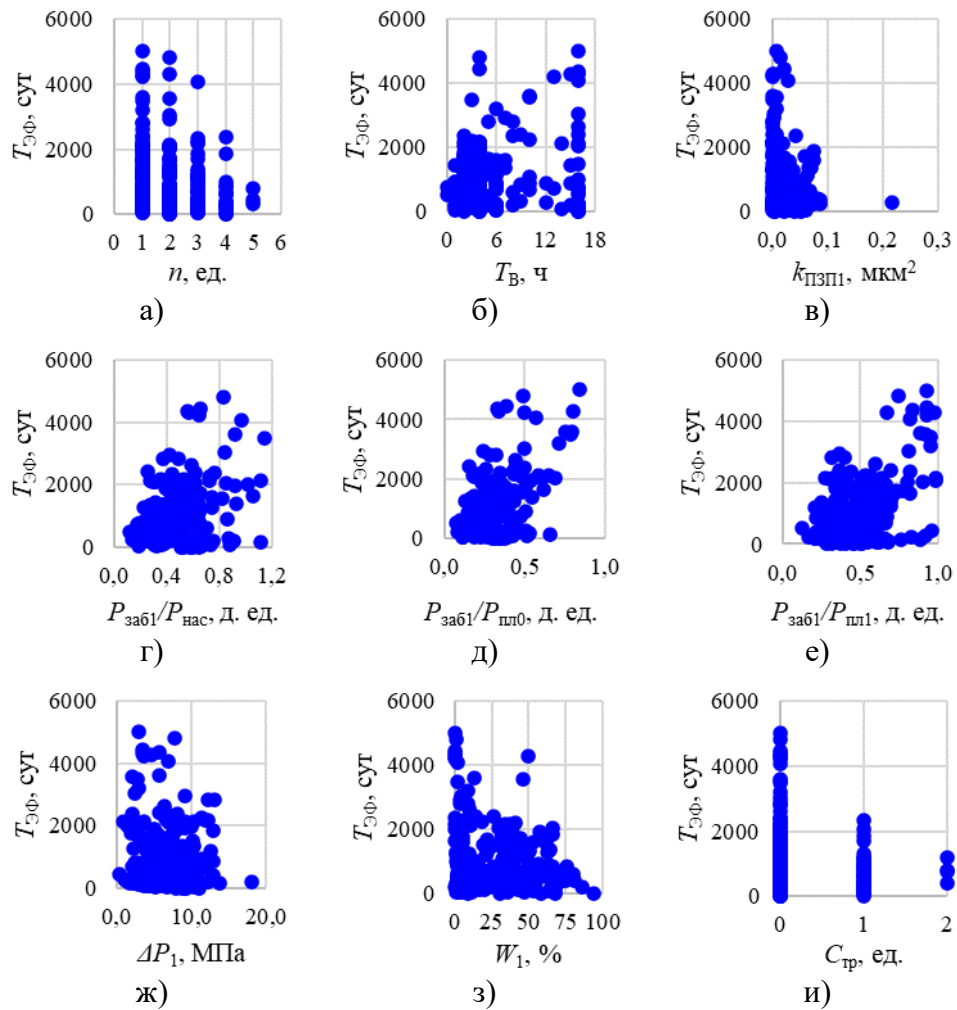


Рис. 5.3. Корреляционное поле  $T_{ЭФ}$  от: а)  $n$ ; б)  $T_{В}$ ; в)  $k_{ПЗП1}$ ; г)  $P_{заб1}/P_{нас}$ ; д)  $P_{заб1}/P_{пл0}$ ; е)  $P_{заб1}/P_{пл1}$ ; ж)  $\Delta P_1$ ; з)  $W_1$ ; и)  $C_{тр}$



Таблица 5.3

Корреляционная матрица параметров (первый этап)

Показатель	Вар.	N	n	$v_{КС}$	$T_B$	$K_H$	$K_{П}$	$N_{н.п.}$	$k_{ПЗП}$	$k_{УЗП}$	$P_{зав}/P_{пл1}$	$P_{пл1}/P_{пл0}$	$P_{пл1}/P_{нас}$	$P_{зав1}/P_{нас}$	$P_{зав1}/P_{пл0}$	$P_{зав1}/P_{пл1}$	$\Delta P_1$	$W_1$	$q_{ж1}$	$q_{н1}$	$C_{тр}$	
$\Delta q_n$	Все мероприятия с кислотным воздействием на пласт	245	-0,15*	0,66*	0,05	-0,07	-0,04	-0,27*	-0,01	0,03	0,06	0,02	-0,01	0,12	0,13*	0,12	0,00	-0,24*	0,03	0,10	-0,07	
$\sum \Delta Q_n$			-0,22*	0,03	0,26*	0,08	0,10	0,00	-0,11	-0,05	-0,09	0,14*	0,10	0,57*	0,59*	0,50*	-0,13*	-0,17*	0,01	0,08	-0,11	
$T_{ЭФ}$			-0,24*	0,09	0,24*	0,03	0,12	-0,03	-0,14*	-0,06	-0,02	0,11	0,04	0,47*	0,51*	0,47*	-0,14*	-0,20*	-0,11	-0,05	-0,14*	
n			1,00	0,08	-0,28*	-0,02	-0,20*	-0,14*	0,23*	0,13*	-0,12	-0,08	-0,02	-0,09	-0,13*	-0,09	-0,02	0,10	-0,02	-0,05	0,48*	
$v_{КС}$				1,00	-0,07	-0,12	-0,10	-0,43*	0,14*	0,15*	0,09	-0,01	0,02	-0,08	-0,10	-0,10	0,08	-0,04	0,07	0,07	0,03	
$T_B$					1,00	-0,04	0,12	-0,06	-0,15*	-0,18*	0,09	0,20*	0,16*	0,31*	0,32*	0,21*	-0,03	-0,11	-0,03	-0,04	-0,23*	
$K_H$						1,00	0,12	0,13*	0,15*	0,10	-0,16*	0,29*	0,29*	0,25*	0,24*	0,09	0,12	0,29*	-0,07	-0,13*	0,05	
$K_{П}$							1,00	-0,08	0,01	0,00	0,09	-0,15*	-0,18*	0,04	0,06	0,17*	-0,20*	0,06	-0,04	-0,04	-0,19*	
$N_{н.п.}$								1,00	-0,07	-0,04	-0,11	-0,13*	-0,13*	-0,06	-0,05	0,02	-0,08	-0,12	-0,06	-0,02	-0,01	
$k_{ПЗП}$									1,00	0,82*	-0,06	-0,16*	-0,03	0,04	-0,04	0,06	-0,14*	0,24*	0,20*	0,11	0,07	
$k_{УЗП}$										1,00	-0,07	-0,17*	-0,09	0,01	-0,04	0,08	-0,16*	0,18*	0,17*	0,09	-0,04	
$P_{зав}/P_{пл1}$											1,00	-0,01	0,03	-0,06	-0,08	-0,10	0,03	0,00	-0,03	-0,03	-0,04	
$P_{пл1}/P_{пл0}$												1,00	0,90*	0,44*	0,47*	-0,11	0,66*	0,30*	0,04	-0,04	-0,06	
$P_{пл1}/P_{нас}$													1,00	0,45*	0,37*	-0,17*	0,67*	0,30*	0,10	0,01	-0,06	
$P_{зав1}/P_{нас}$														1,00	0,96*	0,77*	-0,28*	0,02	0,03	0,04	-0,13*	
$P_{зав1}/P_{пл0}$															1,00	0,79*	-0,29*	0,01	0,00	0,01	-0,13*	
$P_{зав1}/P_{пл1}$																1,00	-0,73*	-0,18*	-0,03	0,04	-0,11	
$\Delta P_1$																		1,00	0,24*	0,06	-0,03	0,04
$W_1$																			1,00	-0,02	-0,27*	-0,03
$q_{ж1}$																				1,00	0,94*	0,02
$q_{н1}$																			1,00	0,03		
$C_{тр}$																				1,00		

Примечание: \*статистически значимая связь.

Для всех показателей эффективности кислотного воздействия отмечается однонаправленное (отрицательное) влияние обводненности продукции скважин на момент проведения мероприятий ( $r$  варьируется от -0,17 до -0,24) и кратности обработки ( $r$  изменяется от -0,15 до -0,24); однонаправленное (положительное) – для отношения забойного давления до стимуляции к начальному пластовому давлению ( $r=0,13-0,59$ ). Начальный результат стимуляции, выраженный в виде  $\Delta q_n$ , помимо вышеуказанных параметров зависит от объема закачанной в продуктивную толщу кислотной композиции ( $r=0,66$ ) и расчлененности обрабатываемого интервала ( $r=-0,27$ ).

Несколько иная ситуация наблюдается в отношении  $\sum \Delta Q_n$  и  $T_{\text{ЭФ}}$  – интегральных показателей, характеризующих эффективность воздействия за продолжительный временной период, на которые положительное влияние оказывает не только дизайн мероприятия, например,  $T_B$  ( $r=0,24-0,26$ ), но и параметры, характеризующие текущий горно-энергетический потенциал пласта – относительные величины забойного и пластового давлений ( $r=0,14-0,59$ ). При этом значимое отрицательное влияние оказывает величина депрессии ( $r$  варьируется от -0,13 до -0,14), проницаемость призабойной зоны ( $r=-0,14$ ), наличие техногенных каналов и трещин, характерное для скважин с опытом ГРП или радиального бурения ( $r=-0,14$ ). Полученные корреляционные связи закономерны и физичны.

Дополнительно изучены корреляции и непосредственно между самими геолого-технологическими параметрами (всего 171 определение, из которых 65 – статистически значимые). Коэффициенты корреляции между ними изменяются в диапазоне от -0,73 до 0,96, что демонстрирует не только их индивидуальное влияние на эффективность кислотного воздействия, но и совместное, то есть определение результата стимуляции в присутствии какого-либо другого параметра.

На эффективность кислотного воздействия могут оказывать влияние не только численно измеряемые параметры, но и категориальные (табл. 5.2) – тип используемой композиции по механизму действия и технология работ на скважине, что подразумевает необходимость анализа подвыборок с их учетом.

### 5.1.2 Анализ корреляционных связей параметров (второй этап)

На втором этапе анализа изучаются корреляции между показателями эффективности кислотной обработки и геолого-технологическими параметрами в разрезе операций, выполненных стандартными кислотными составами или СКС (193 наблюдения) и с отклоняющимися системами ЭКС-ЭМ, СУРФОГЕЛЬ или КОС (52 наблюдения). Учитывая технологический аспект реализации мероприятий с применением химических отклонителей, в состав выборки введен дополнительный параметр – удельный расход агента-отклонителя ( $v_{откл}$ ).

В связи с ранее подтвержденным фактом влияния независимых параметров друг на друга и необходимостью его учета при прогнозировании результатов мероприятий, коэффициенты  $r$  для них рассчитывались и контролировались отдельно (выполнено более 1000 расчетов), а в рамках данного (табл. 5.4) и третьего этапов корреляционного анализа (табл. 5.5) показаны зависимости только в отношении непосредственно показателей эффективности стимуляции.

По результатам изучения данных таблицы 5.4 отмечается, что для показателей эффективности химического воздействия СКС ( $N=193$ ) статистически значимыми являются 19 коэффициентов корреляции с геолого-технологическими параметрами из 57 (33,3 %), КОС ( $N=52$ ) – только 6 из 60 (10,0 %).

Для мероприятий с применением агентов-отклонителей при стимуляции обводненность продукции и наличие техногенных каналов или трещин в районе скважины преимущественно не являются статистически значимыми параметрами в отличие от обработок стандартными кислотными составами, что обуславливает физический смысл и область их применения – продуктивные пласты со значительным градиентом проницаемости и/или с повышенной обводненностью.

Значения  $\Delta q_n$  при кислотной обработке СКС коррелируют с параметрами  $v_{КС}$  ( $r=0,66$ ),  $N_{н.п.}$  ( $r=-0,27$ ),  $W_1$  ( $r=-0,22$ ),  $n$  ( $r=-0,19$ ) по аналогии с исходной выборкой данных первого этапа (за исключением показателя  $P_{заб1}/P_{пл0}$  –  $r=0,11$ , связь статистически незначима), в то время как начальная эффективность стимуляции

КОС в большей мере определяется объемом закачанной композиции ( $r=0,69$ ) и агента-отклонителя ( $r=0,51$ ), а также расчлененностью интервала ( $r=-0,62$ ).

На показатели  $\sum \Delta Q_n$  и  $T_{ЭФ}$  при использовании СКС наиболее сильное влияние оказывают такие параметры как величина забойного давления относительно давления насыщения нефти газом, начального и текущего пластовых давлений ( $r$  варьируется в диапазоне 0,49–0,59; 0,52–0,60; 0,49–0,51 соответственно). При использовании КОС индивидуальные статистически значимые связи для показателя  $\sum \Delta Q_n$  отмечены только с двумя параметрами – кратностью стимуляции ( $r=-0,34$ ) и количеством обрабатываемых нефтенасыщенных пропластков ( $r=0,30$ ).

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что для оценки потенциальной эффективности проектных мероприятий с кислотным воздействием композициями различного механизма действия требуются индивидуальные подходы ввиду различия набора параметров, определяющих результат стимуляции.

### 5.1.3 Анализ корреляционных связей параметров (третий этап)

На третьем этапе анализа изучаются корреляции между показателями эффективности кислотной обработки и геолого-технологическими параметрами в разрезе мероприятий с учетом различных технологических вариаций мероприятий, выполненных с применением СКС и КОС. Рассматриваются как простые кислотные обработки (КО), так и в сочетании с предварительной перфорацией продуктивного интервала (ПП). Для анализа приняты КО СКС (120 наблюдений), ПП СКС (73 наблюдения), КО КОС и ПП КОС (37 и 15 наблюдений соответственно), корреляционная матрица параметров приведена в таблице 5.5.

Для показателей эффективности КО СКС значимыми являются 18 коэффициентов корреляции с геолого-технологическими параметрами из 57 (31,6 %), ПП СКС – 19 из 57 (33,3 %), КО КОС – 4 из 60 (6,7 %), ПП КОС – 9 из 60 (15,0 %). Для каждого из показателей эффективности КО СКС ( $N=120$ ) отмечается статистически значимая обратная связь с кратностью воздействия ( $r$  варьируется от -0,20 до -0,25). Помимо кратности стимуляции на величину  $\sum \Delta Q_n$  и  $T_{ЭФ}$  влияние

оказывает продолжительность выдержки композиции на реакцию ( $r=0,23-0,25$ ), обводненность ( $r=-0,24$ ), пористость коллектора ( $r=0,20-0,24$ ) и параметры, характеризующие горно-энергетический потенциал пласта (связи разнонаправленные, диапазон изменения  $r$  от  $-0,22$  до  $0,58$ ); на значение  $\Delta q_n$  – объем кислотной композиции ( $r=0,67$ ) и расчлененность интервала обработки ( $r=-0,29$ ). В отношении показателя  $\Delta q_n$  при проведении ПП СКС ( $N=73$ ) статистически значимые корреляционные связи отмечаются с такими параметрами как  $v_{КС}$  ( $r=0,63$ ),  $N_{н.п.}$  ( $r=-0,37$ ),  $W_1$  ( $r=-0,37$ ),  $q_{н1}$  ( $r=0,27$ ). На показатели  $\sum \Delta Q_n$  и  $T_{ЭФ}$  наибольшее однонаправленное (положительное) влияние оказывают относительные значения забойного и пластового давления ( $r$  для группы показателей варьируется от  $0,24$  до  $0,63$ ), расчлененность интервала обработки ( $r=0,33-0,41$ ); однонаправленное отрицательное влияние – кратность стимуляции ( $r$  изменяется от  $-0,25$  до  $-0,27$ ).

Для показателей эффективности КО КОС ( $N=37$ ) отмечается небольшое количество статистически значимых связей с геолого-технологическими параметрами: для  $\Delta q_n$  выделены корреляции с величиной удельного объема кислотной композиции ( $r=0,67$ ), расчлененностью обрабатываемого интервала ( $r=-0,59$ ) и объемом отклонителя ( $r=0,38$ ); для  $\sum \Delta Q_n$  – с кратностью воздействия ( $r=-0,34$ ); для  $T_{ЭФ}$  – значимые связи отсутствуют.

На начальный результат стимуляции  $\Delta q_n$  при проведении ПП КОС ( $N=15$ ) сильное статистически значимое влияние оказывают объем отклонителя ( $r=0,82$ ) и кислотной композиции ( $r=0,77$ ), расчлененность обрабатываемого интервала ( $r=-0,73$ ), проницаемость призабойной и удаленной зон ( $r=0,61$  и  $0,62$  соответственно), текущие добывные характеристики скважин ( $r=0,56-0,66$ ). Для  $\sum \Delta Q_n$  значимые корреляции не отмечены, для  $T_{ЭФ}$  таковыми являются продолжительность выдержки на реакцию ( $r=-0,59$ ) и обводненность ( $r=0,54$ ).

Принимая во внимание изменчивость геолого-технологических параметров, от которых зависит итоговый результат в разрезе рассмотренных подвыборок, технологическую вариацию мероприятий с кислотным воздействием на пласт также следует учитывать при прогнозировании эффективности.

Таблица 5.4

## Корреляционная матрица параметров (второй этап)

Показатель	Вар.	<i>N</i>	<i>n</i>	$v_{КС}$	<i>T<sub>B</sub></i>	<i>K<sub>H</sub></i>	<i>K<sub>П</sub></i>	<i>N<sub>н.п.</sub></i>	<i>k<sub>ПЭП</sub></i>	<i>k<sub>УЭП</sub></i>	$P_{зак}/P_{пл1}$	$P_{пл1}/P_{пл0}$
$\Delta q_n$	СКС	193	-0,19*	0,66*	0,02	-0,06	-0,02	-0,27*	-0,02	0,01	0,11	0,01
	КОС	52	0,20	0,69*	0,04	0,00	-0,19	-0,62*	0,25	0,34*	-0,20	0,12
$\Sigma \Delta Q_n$	СКС	193	-0,23*	0,02	0,23*	0,12	0,12	-0,01	-0,09	-0,03	-0,10	0,16*
	КОС	52	-0,34*	0,00	0,17	0,06	0,00	0,30*	-0,20	0,00	0,09	-0,07
$T_{ЭФ}$	СКС	193	-0,25*	0,08	0,21*	0,07	0,15*	-0,04	-0,12	-0,05	0,00	0,12
	КОС	52	-0,22	0,09	0,09	-0,02	-0,08	0,09	-0,15	0,07	-0,13	0,07
Показатель	Вар.	<i>N</i>	$P_{пл1}/P_{нас}$	$P_{заб1}/P_{нас}$	$P_{заб1}/P_{пл0}$	$P_{заб1}/P_{пл1}$	$\Delta P_1$	<i>W<sub>1</sub></i>	<i>q<sub>ж1</sub></i>	<i>q<sub>н1</sub></i>	<i>C<sub>тр</sub></i>	<i>v<sub>откл</sub></i>
$\Delta q_n$	СКС	193	-0,01	0,10	0,11	0,11	0,01	-0,22*	0,02	0,08	-0,10	-
	КОС	52	0,03	0,00	0,06	-0,05	0,09	0,00	0,20	0,15	0,05	0,51*
$\Sigma \Delta Q_n$	СКС	193	0,12	0,59*	0,60*	0,51*	-0,13	-0,13	0,01	0,06	-0,13	-
	КОС	52	-0,18	-0,16	-0,02	0,10	-0,06	-0,14	0,16	0,26	0,00	-0,10
$T_{ЭФ}$	СКС	193	0,05	0,49*	0,52*	0,49*	-0,15*	-0,14*	-0,13	-0,08	-0,18*	-0,25*
	КОС	52	-0,01	-0,17	-0,10	-0,11	0,14	0,06	0,15	0,08	0,09	-0,07

Таблица 5.5

## Корреляционная матрица параметров (третий этап)

Показатель	Вар.	<i>N</i>	<i>n</i>	$v_{КС}$	<i>T<sub>B</sub></i>	<i>K<sub>H</sub></i>	<i>K<sub>П</sub></i>	<i>N<sub>н.п.</sub></i>	<i>k<sub>ПЭП</sub></i>	<i>k<sub>УЭП</sub></i>	$P_{зак}/P_{пл1}$	$P_{пл1}/P_{пл0}$
$\Delta q_n$	КО СКС	120	-0,20*	0,67*	0,08	-0,06	-0,05	-0,29*	0,01	0,06	0,08	0,06
	ПП СКС	73	-0,16	0,63*	-0,06	-0,06	0,04	-0,37*	-0,11	-0,09	0,16	-0,10
	КО КОС	37	0,16	0,67*	0,00	0,08	-0,29	-0,59*	0,17	0,22	-0,29	0,19
	ПП КОС	15	0,37	0,77*	0,14	-0,30	0,09	-0,73*	0,61*	0,62*	0,03	-0,08
$\Sigma \Delta Q_n$	КО СКС	120	-0,20*	0,06	0,25*	0,04	0,20*	-0,05	-0,05	0,01	-0,03	0,06
	ПП СКС	73	-0,27*	-0,06	0,20	0,22	0,00	0,41*	-0,18	-0,10	-0,21	0,29*
	КО КОС	37	-0,34*	0,01	0,29	0,05	-0,03	0,30	-0,25	-0,02	0,16	-0,06
	ПП КОС	15	-0,42	-0,01	-0,51	0,10	0,09	0,34	0,00	0,04	-0,14	-0,17
$T_{ЭФ}$	КО СКС	120	-0,25*	0,13	0,23*	0,04	0,24*	-0,08	-0,06	0,06	0,01	0,00
	ПП СКС	73	-0,25*	-0,03	0,18	0,09	0,01	0,33*	-0,26*	-0,21	-0,01	0,25*
	КО КОС	37	-0,22	0,22	0,25	-0,10	-0,10	0,06	-0,21	0,12	-0,05	0,03
	ПП КОС	15	-0,32	-0,16	-0,59*	0,32	-0,08	0,24	-0,05	-0,05	-0,30	0,14
Показатель	Вар.	<i>N</i>	$P_{пл1}/P_{нас}$	$P_{заб1}/P_{нас}$	$P_{заб1}/P_{пл0}$	$P_{заб1}/P_{пл1}$	$\Delta P_1$	<i>W<sub>1</sub></i>	<i>q<sub>ж1</sub></i>	<i>q<sub>н1</sub></i>	<i>C<sub>тр</sub></i>	<i>v<sub>откл</sub></i>
$\Delta q_n$	КО СКС	120	0,07	0,15	0,13	0,08	0,06	-0,15	0,01	0,04	-0,11	-
	ПП СКС	73	-0,19	0,04	0,09	0,17	-0,09	-0,37*	0,03	0,27*	-0,06	-
	КО КОС	37	0,07	-0,05	0,03	-0,17	0,20	0,04	0,06	0,02	0,03	0,38*
	ПП КОС	15	-0,10	0,30	0,34	0,36	-0,22	-0,11	0,66*	0,56*	0,08	0,82*
$\Sigma \Delta Q_n$	КО СКС	120	0,03	0,57*	0,58*	0,52*	-0,20*	-0,24*	0,07	0,12	-0,11	-
	ПП СКС	73	0,24*	0,62*	0,63*	0,48*	-0,01	0,01	-0,12	-0,07	-0,16	-
	КО КОС	37	-0,20	-0,19	-0,01	0,14	-0,06	-0,22	0,17	0,31	0,05	-0,14
	ПП КОС	15	-0,08	-0,10	-0,20	-0,07	-0,07	0,16	0,15	0,06	-0,23	-0,07
$T_{ЭФ}$	КО СКС	120	-0,02	0,49*	0,51*	0,53*	-0,22*	-0,18	-0,07	-0,04	-0,18	-
	ПП СКС	73	0,14	0,48*	0,53*	0,42*	-0,04	-0,13	-0,27*	-0,16	-0,16	-
	КО КОС	37	-0,08	-0,23	-0,12	-0,09	0,12	-0,10	0,25	0,22	0,14	0,06
	ПП КОС	15	0,25	-0,07	-0,24	-0,32	0,25	0,54*	-0,24	-0,42	-0,05	-0,18

Примечание: \*статистически значимая связь; СКС – стандартный кислотный состав; КОС – композиция с отклонителем; ПП – повторная перфорация с кислотной обработкой; КО – простая кислотная обработка.

### 5.1.4 Обобщение результатов корреляционного анализа

Поэтапно выполненный корреляционный анализ позволяет оценить индивидуальное влияние технологических и геологических параметров на эффективность технологии кислотной стимуляции карбонатных коллекторов нефтяных месторождений в целом. Для этого выделяются диапазоны изменения статистически значимых коэффициентов корреляции  $r$  и частоты их встречаемости в отношении удельного прироста дебита скважины по нефти, дополнительной добычи и продолжительности эффекта. Соблюдается следующая закономерность: чем чаще геолого-технологический параметр оказывает значимое влияние на отдельный показатель эффективности с учетом дифференциации исходной выборки в разрезе этапов, тем более определяющее значение он имеет для итогового результата мероприятий с кислотным воздействием на пласт.

Общая характеристика данных корреляционного анализа представлена в таблице 5.6. По результатам выполненной оценки основными параметрами, индивидуально определяющими величину  $\Delta q_n$ , являются удельный объем кислотной композиции ( $r$  варьируется от 0,63 до 0,77, частота встречаемости – 1,000 д. ед.), расчлененность обрабатываемого интервала пласта ( $r$  изменяется от -0,27 до -0,73, частота – 1,000 д. ед.), кратность воздействия и обводненность продукции (диапазон изменения  $r$  от -0,15 до -0,20 и от -0,22 до -0,37 соответственно, частота – 0,429 д. ед.). Для мероприятий, выполненных с применением КОС, наиболее встречаемым параметром является удельный расход агента-отклонителя ( $r=0,38-0,82$ , частота – 1,000 д. ед.). Для интегральных показателей эффективности кислотной стимуляции  $\sum \Delta Q_n$  и  $T_{ЭФ}$  наиболее важен учет таких критериев как кратность мероприятия ( $r$  варьируется от -0,20 до -0,34, частота – 0,571–0,857 д. ед.); величина забойного давления до воздействия относительно давления насыщения нефти газом ( $r=0,47-0,62$ , частота – 0,571 д. ед.), начального пластового давления ( $r=0,51-0,63$ , частота – 0,571 д. ед.), текущего пластового давления до обработки ( $r=0,42-0,53$ , частота – 0,571 д. ед.);

продолжительности выдержки кислотной композиции на реакцию ( $r$  изменяется от -0,59 до 0,26, частота – 0,429–0,571 д. ед.).

Таблица 5.6

Характеристика статистически значимых показателей (все этапы)

Показатель	Диапазон изменения коэффициента $r$			Частота встречаемости, д. ед.		
	$\Delta q_n$	$\sum \Delta Q_n$	$T_{Эф}$	$\Delta q_n$	$\sum \Delta Q_n$	$T_{Эф}$
$n$	-0,15 – -0,20	-0,20 – -0,34	-0,24 – -0,25	0,429	0,857	0,571
$v_{КС}$	0,63 – 0,77	-	-	1,000	-	-
$T_B$	-	0,23 – 0,26	-0,59 – 0,24	-	0,429	0,571
$K_{П}$	-	0,20	0,15 – 0,24	-	0,143	0,286
$N_{н.п.}$	-0,27 – -0,73	0,30 – 0,41	0,33	1,000	0,286	0,143
$k_{ПЗП1}$	0,61	-	-0,14 – -0,26	0,143	-	0,286
$k_{УЗП1}$	0,34 – 0,62	-	-	0,286	-	-
$P_{П1}/P_{П0}$	-	0,14 – 0,29	0,25	-	0,429	0,143
$P_{П1}/P_{нас}$	-	0,24	-	-	0,143	-
$P_{заб1}/P_{нас}$	-	0,57 – 0,62	0,47 – 0,49	-	0,571	0,571
$P_{заб1}/P_{П0}$	0,13	0,58 – 0,63	0,51 – 0,53	0,143	0,571	0,571
$P_{заб1}/P_{П1}$	-	0,48 – 0,52	0,42 – 0,53	-	0,571	0,571
$\Delta P_1$	-	-0,13 – -0,20	-0,14 – -0,22	-	0,286	0,429
$W_1$	-0,22 – -0,37	-0,17 – -0,24	-0,20 – 0,54	0,429	0,286	0,429
$q_{ж1}$	0,66	-	-0,27	0,143	-	0,143
$q_{н1}$	0,27 – 0,56	-	-	0,286	-	-
$C_{тр}$	-	-	-0,14 – -0,18	-	-	0,286
$v_{откл}^*$	0,38 – 0,82	-	-	1,000	-	-

Примечание: \*только для мероприятий с применением отклоняющих систем.

Таким образом, исследование имеющихся данных и анализ корреляционных связей между ними позволили выделить геолого-технологические параметры, индивидуально определяющие эффективность применения такого метода интенсификации притока как кислотная обработка, причем не только в разрезе различных этапов анализа (тип используемой композиции, технологическая вариация мероприятия), но и применительно к технологии в целом. При этом нельзя выделить какой-либо единственный параметр, оказывающий преобладающее влияние на эффективность кислотного воздействия. Установлено, что результат мероприятия определяется комплексно, то есть единовременным разнонаправленным влиянием группы геолого-технологических параметров. В связи с этим для прогнозирования показателей эффективности обработки необходимо использовать методы, позволяющие комплексно учесть корреляции между всеми параметрами. Данную задачу позволяет решить построение прогнозных многомерных статистических моделей посредством пошагового регрессионного анализа.



## 5.2 Проведение пошагового регрессионного анализа

Одним из методов математической статистики, позволяющим прогнозировать результат геолого-технических мероприятий, является пошаговый регрессионный анализ [2, 3, 36, 39, 47, 54].

Суть метода заключается в получении многомерной зависимости между зависимой переменной (показатели эффективности стимуляции) и независимыми переменными (геолого-технологические параметры). На первом шаге в статистическую модель включается параметр, оказывающий наибольшее влияние на прогнозируемую величину, на втором шаге – включается параметр, оказывающий меньшее влияние, чем первый, но большее, чем все остальные независимые параметры. В результате последовательного включения параметров формируется многомерная зависимость, позволяющая совокупно учесть все параметры, оказывающие влияние на зависимую переменную [2, 31, 39, 47, 54]. Расчет коэффициентов регрессии для каждого из независимых параметров в составе многомерной модели выполняется методом наименьших квадратов. По мере включения в математическую модель параметров оценивается их вклад в коэффициент множественной корреляции  $R$ , являющийся показателем достоверности полученной модели, при уровне статистической значимости  $p$ , равным 0,05: чем раньше параметр включается в результирующую модель, тем большее влияние он оказывает на итоговый результат оценки [31].

Полученные статистические модели могут использоваться в качестве математической основы для прогнозирования эффективности кислотной стимуляции. Однако разработанные модели позволяют качественно решать поставленную задачу только в том случае, если все исходные данные для расчета соответствуют диапазону их изменения при построении зависимости. В связи с этим, для каждой статистической модели приводятся границы ее применимости.

Проведение пошагового регрессионного анализа соответствует этапности корреляционного анализа, по мере которой происходит дифференциация исходной выборки на статистически различные подвыборки (табл. 5.2):

- 1) по всем мероприятиям с кислотным воздействием на пласт;
- 2) по мероприятиям, выполненным стандартными кислотными составами (СКС) и с отклоняющимися системами (КОС);
- 3) по мероприятиям, выполненным СКС и КОС, с учетом технологии воздействия (с повторной перфорацией продуктивного интервала или без нее).

Для построения статистических моделей в обучающую выборку включены геолого-промысловые данные по 233 мероприятиям с кислотным воздействием (12 операций – в экзаменационной выборке для верификации моделей).

### 5.2.1 Разработка многомерных статистических моделей (первый этап)

Статистические модели для прогноза удельного прироста дебита скважины по нефти, дополнительной добычи и продолжительности эффекта после кислотного воздействия первого этапа построены по всем исходным данным. Полученные зависимости представлены в уравнениях (5.1) – (5.3).

#### Удельный прирост дебита скважины по нефти (все ГТМ):

$$\Delta q_n^{M1} = -0,09 + 0,225 \cdot v_{КС} - 0,004 \cdot W_1 + 2,934 \cdot P_{заб1}/P_{пл0} - 0,08 \cdot n + 0,131 \cdot \Delta P_1 - 1,942 \cdot P_{пл1}/P_{пл0} - 0,474 \cdot P_{пл1}/P_{нас} \quad (5.1)$$

при  $R=0,758$ ,  $p < 10^{-10}$ . Включение геолого-технологических параметров в модель происходило в последовательности, представленной в уравнении (слева направо), величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,658$ ;  $0,692$ ;  $0,718$ ;  $0,734$ ;  $0,736$ ,  $0,754$ ;  $0,758$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7

Область применения модели для  $\Delta q_n$  (первый этап)

Параметр	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$W_1$ , %	$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$n$ , ед.	$\Delta P_1$ , МПа	$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,3–12,0	0,0–94,0	0,07–0,84	1–5	0,3–18,0	0,26–1,06	0,41–1,81

#### Дополнительная добыча нефти (все ГТМ):

$$\sum \Delta Q_n^{M1} = 11172,722 + 121353,437 \cdot P_{заб1}/P_{пл0} - 16,367 \cdot W_1 - 657,003 \cdot n - 111716,885 \cdot P_{пл1}/P_{пл0} + 6931,689 \cdot \Delta P_1 - 22851,091 \cdot P_{заб1}/P_{пл1} - 33703,274 \cdot P_{пл1}/P_{нас} + 49514,572 \cdot P_{заб1}/P_{нас} + 463,75 \cdot v_{КС} - 69217,88 \cdot k_{ПЗП1} + 55088,569 \cdot k_{УЗП1} \quad (5.2)$$

при  $R=0,829$ ,  $p < 10^{-10}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,586$ ;  $0,614$ ;  $0,626$ ;  $0,634$ ;  $0,810$ ;  $0,815$ ;  $0,819$ ;

0,824; 0,826; 0,828; 0,829. Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8

Область применения модели для  $\sum \Delta Q_H$  (первый этап)

Параметр	$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$n$ , ед.	$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$\Delta P_1$ , МПа	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,07–0,84	0,0–94,0	1–5	0,26–1,06	0,3–18,0	0,13–0,99
Параметр	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{нас}$ , д. ед.	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$k_{ПЗП}$ , мкм <sup>2</sup>	$k_{УЗП}$ , мкм <sup>2</sup>	
Диапазон изменения	0,41–1,81	0,12–1,43	0,3–12,0	0,000–0,217	0,000–0,132	

Продолжительность эффекта (все ГТМ):

$$T_{ЭФ}^{M1} = 298,537 + 4031,206 \cdot P_{заб1}/P_{пл0} - 3,606 \cdot W_1 - 106,476 \cdot n + 68,679 \cdot v_{КС} - 150,717 \cdot q_{ж1} - 2653,892 \cdot P_{пл1}/P_{нас} + 439,113 \cdot \Delta P_1 - 4240,92 \cdot P_{пл1}/P_{пл0} + 3380,849 \cdot P_{заб1}/P_{нас} + 2298,299 \cdot K_{П} - 686,99 \cdot K_{Н} + 1038,892 \cdot P_{заб1}/P_{пл1}, \quad (5.3)$$

при  $R=0,723$ ,  $p < 10^{-10}$ . Коэффициент множественной корреляции изменялся следующим образом:  $R=0,506$ ; 0,548; 0,569; 0,586; 0,600; 0,607; 0,649; 0,715; 0,718; 0,720; 0,722; 0,723. Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9

Область применения модели для  $T_{ЭФ}$  (первый этап)

Параметр	$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$n$ , ед.	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,07–0,84	0,0–94,0	1–5	0,3–12,0	0,0–10,6	0,41–1,81
Параметр	$\Delta P_1$ , МПа	$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{нас}$ , д. ед.	$K_{П}$ , д. ед.	$K_{Н}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,3–18,0	0,26–1,06	0,12–1,43	0,07–0,23	0,47–0,94	0,13–0,99

Все построенные многомерные модели характеризуются высокими статистическими оценками, однако не учитывают тип кислотного состава по механизму действия, что может привести к ложному определению эффективности мероприятий. Данная ситуация обусловила необходимость продолжения статистического моделирования.

### 5.2.2 Разработка многомерных статистических моделей (второй этап)

Статистические модели для прогноза удельного прироста дебита скважины по нефти, дополнительной добычи и продолжительности эффекта после кислотного воздействия второго этапа построены для мероприятий с использованием стандартных кислотных составов и композиций с отклоняющимися системами. Полученные зависимости представлены в уравнениях (5.4) – (5.9).

### Удельный прирост дебита скважины по нефти (СКС):

$$\Delta q_{\text{н}}^{\text{М2 СКС}} = -0,22 + 0,24 \cdot v_{\text{КС}} - 0,11 \cdot n + 0,24 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}} - 0,006 \cdot W_1 + 0,11 \cdot \Delta P_1 - 1,261 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}} + 1,404 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}}, \quad (5.4)$$

при  $R=0,767$ ,  $p < 10^{-10}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,661; 0,703; 0,726; 0,742; 0,754; 0,758; 0,767$ .

Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10

#### Область применения модели для $\Delta q_{\text{н}}$ при использовании СКС (второй этап)

Параметр	$v_{\text{КС}}, \text{м}^3/\text{м}$	$n$ , ед.	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$\Delta P_1$ , МПа	$P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}}$ , д. ед.	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,3–12,0	1–5	0,13–0,99	0,0–94,0	0,3–18,0	0,41–1,81	0,12–1,43

### Дополнительная добыча нефти (СКС):

$$\sum \Delta Q_{\text{н}}^{\text{М2 СКС}} = 12127,95 + 110355,833 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}} - 28,541 \cdot W_1 - 658,893 \cdot n + 537,859 \cdot v_{\text{КС}} - 100776,81 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{пл0}} + 6873,149 \cdot \Delta P_1 - 24881,197 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}} - 38966,7 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}} + 58118,25 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}} + 28450,63 \cdot K_{\text{П}} - 7443,485 \cdot K_{\text{Н}}, \quad (5.5)$$

при  $R=0,830$ ,  $p < 10^{-10}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,599; 0,628; 0,639; 0,647; 0,656; 0,814; 0,819; 0,823; 0,828; 0,829; 0,830$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11

#### Область применения модели для $\sum \Delta Q_{\text{н}}$ при использовании СКС (второй этап)

Параметр	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$n$ , ед.	$v_{\text{КС}}, \text{м}^3/\text{м}$	$P_{\text{пл1}}/P_{\text{пл0}}$ , д. ед.	$\Delta P_1$ , МПа
Диапазон изменения	0,07–0,84	0,0–94,0	1–5	0,3–12,0	0,26–1,06	0,3–18,0
Параметр	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}}$ , д. ед.	$P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}}$ , д. ед.	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}}$ , д. ед.	$K_{\text{П}}$ , д. ед.	$K_{\text{Н}}$ , д. ед.	
Диапазон изменения	0,13–0,99	0,41–1,81	0,12–1,43	0,07–0,23	0,47–0,94	

### Продолжительность эффекта (СКС):

$$T_{\text{ЭФ}}^{\text{М2 СКС}} = -337,862 + 3648,85 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}} - 3,947 \cdot W_1 - 66,918 \cdot n + 74,802 \cdot v_{\text{КС}} - 147,517 \cdot q_{\text{ж1}} + 2375,915 \cdot K_{\text{П}} - 2840,259 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}} + 430,301 \cdot \Delta P_1 - 3893,676 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{пл0}} + 3507,351 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}} + 159,456 \cdot P_{\text{зак}}/P_{\text{пл1}} + 1172,012 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}} - 158,558 \cdot C_{\text{тр}}, \quad (5.6)$$

при  $R=0,733$ ,  $p < 10^{-10}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,519; 0,555; 0,576; 0,595; 0,613; 0,622; 0,627; 0,664; 0,722; 0,726; 0,728; 0,731; 0,733$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12

#### Область применения модели для $T_{\text{ЭФ}}$ при использовании СКС (второй этап)

Параметр	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$n$ , ед.	$v_{\text{КС}}, \text{м}^3/\text{м}$	$q_{\text{ж1}}, \text{т}/(\text{сут} \cdot \text{м})$	$K_{\text{П}}$ , д. ед.	$P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,07–0,84	0,0–94,0	1–5	0,3–12,0	0,0–10,6	0,07–0,23	0,41–1,81
Параметр	$\Delta P_1$ , МПа	$P_{\text{пл1}}/P_{\text{пл0}}$ , д. ед.	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}}$ , д. ед.	$P_{\text{зак}}/P_{\text{пл1}}$ , д. ед.	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}}$ , д. ед.	$C_{\text{тр}}$ , ед.	
Диапазон изменения	0,3–18,0	0,26–1,06	0,12–1,43	0,00–2,59	0,13–0,99	0–2	

### Удельный прирост дебита скважины по нефти (КОС):

$$\Delta q_n^{M2 \text{ КОС}} = 0,484 + 0,108 \cdot v_{\text{КС}} - 0,03 \cdot N_{\text{н.п.}} - 0,005 \cdot W_1 - 3,156 \cdot k_{\text{ПЗП1}} + 0,61 \cdot K_{\text{Н}} - 2,413 \cdot K_{\text{П}} + 0,354 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}}, \quad (5.7)$$

при  $R=0,795$ ,  $p < 10^{-8}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,691; 0,729; 0,754; 0,768; 0,779; 0,790; 0,795$ .

Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.13.

Таблица 5.13

#### Область применения модели для $\Delta q_n$ при использовании КОС (второй этап)

Параметр	$v_{\text{КС}}, \text{м}^3/\text{м}$	$N_{\text{н.п.}}, \text{ед.}$	$W_1, \%$	$k_{\text{ПЗП1}}, \text{мкм}^2$	$K_{\text{Н}}, \text{д. ед.}$	$K_{\text{П}}, \text{д. ед.}$	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}}, \text{д. ед.}$
Диапазон изменения	1,3–8,9	5–36	1,1–78,8	0,000–0,088	0,57–0,93	0,08–0,19	0,21–0,69

### Дополнительная добыча нефти (КОС):

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_n^{M2 \text{ КОС}} = & -7406,092 - 353,939 \cdot n + 11332,031 \cdot q_{\text{н1}} - 49144,037 \cdot k_{\text{ПЗП1}} + \\ & 99,454 \cdot W_1 - 3162,183 \cdot q_{\text{ж1}} + 230,937 \cdot T_{\text{В}} + \\ & 18523,756 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}} - 125388,067 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{пл0}} + 4317,949 \cdot \Delta P_1 + \\ & 198545,752 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}} - 66479,089 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}} + 7710,402 \cdot K_{\text{Н}} + 29926,45 \cdot k_{\text{УЗП1}} - \\ & 773,368 \cdot P_{\text{зак}}/P_{\text{пл1}}, \end{aligned} \quad (5.8)$$

при  $R=0,810$ ,  $p < 10^{-5}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,343; 0,424; 0,474; 0,514; 0,569; 0,603; 0,642; 0,671; 0,688; 0,714; 0,759; 0,775; 0,793; 0,810$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.14.

Таблица 5.14

#### Область применения модели для $\sum \Delta Q_n$ при использовании КОС (второй этап)

Параметр	$n, \text{ед.}$	$q_{\text{н1}}, \text{т}/(\text{сут} \cdot \text{м})$	$k_{\text{ПЗП1}}, \text{мкм}^2$	$W_1, \%$	$q_{\text{ж1}}, \text{т}/(\text{сут} \cdot \text{м})$	$T_{\text{В}}, \text{ч}$	$P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}}, \text{д. ед.}$
Диапазон изменения	1–4	0,0–1,2	0,000–0,088	1,1–78,8	0,2–1,7	1–7	0,45–1,50
Параметр	$P_{\text{пл1}}/P_{\text{пл0}}, \text{д. ед.}$	$\Delta P_1, \text{МПа}$	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}}, \text{д. ед.}$	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}}, \text{д. ед.}$	$K_{\text{Н}}, \text{д. ед.}$	$k_{\text{УЗП1}}, \text{мкм}^2$	$P_{\text{зак}}/P_{\text{пл1}}, \text{д. ед.}$
Диапазон изменения	0,31–0,88	2,2–13,0	0,11–0,44	0,19–0,70	0,57–0,93	0,001–0,132	0,01–1,70

### Продолжительность эффекта (КОС):

$$\begin{aligned} T_{\text{ЭФ}}^{M2 \text{ КОС}} = & -1105,235 - 22,611 \cdot n + 220,329 \cdot C_{\text{тр}} - 199,847 \cdot P_{\text{зак}}/P_{\text{пл1}} - \\ & 1695,02 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}} + 13,72 \cdot W_1 + 1714,07 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}} + 540,77 \cdot q_{\text{н1}} + 97,856 \cdot T_{\text{В}} + \\ & 15,0 \cdot N_{\text{н.п.}} + 113,014 \cdot v_{\text{КС}} - 11875,22 \cdot k_{\text{ПЗП1}} + 11357,244 \cdot k_{\text{УЗП1}} - 460,302 \cdot v_{\text{откл}} + \\ & 848,075 \cdot K_{\text{Н}}, \end{aligned} \quad (5.9)$$

при  $R=0,708$ ,  $p=0,009$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,225; 0,299; 0,353; 0,383; 0,416; 0,461; 0,509; 0,544; 0,572; 0,599; 0,618; 0,640; 0,693; 0,708$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.15.

Таблица 5.15

#### Область применения модели для $T_{\text{ЭФ}}$ при использовании КОС (второй этап)

Параметр	$n, \text{ед.}$	$C_{\text{тр}}, \text{ед.}$	$P_{\text{зак}}/P_{\text{пл1}}, \text{д. ед.}$	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}}, \text{д. ед.}$	$W_1, \%$	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}}, \text{д. ед.}$	$q_{\text{н1}}, \text{т}/(\text{сут} \cdot \text{м})$
Диапазон изменения	1–4	0–2	0,01–1,70	0,19–0,70	1,1–78,8	0,11–0,44	0,1–1,2
Параметр	$T_{\text{В}}, \text{ч}$	$N_{\text{н.п.}}, \text{ед.}$	$v_{\text{КС}}, \text{м}^3/\text{м}$	$k_{\text{ПЗП1}}, \text{мкм}^2$	$k_{\text{УЗП1}}, \text{мкм}^2$	$v_{\text{откл}}, \text{м}^3/\text{м}$	$K_{\text{Н}}, \text{д. ед.}$
Диапазон изменения	1–7	5–36	1,3–8,9	0,000–0,088	0,001–0,132	0,1–3,2	0,57–0,93

Все полученные многомерные модели для прогнозирования показателей эффективности стимуляции как стандартными кислотными составами, так и композициями с применением отклоняющих систем, характеризуются высокими статистическими оценками, однако не учитывают такой категориальный параметр как технологическая вариация мероприятия (с предварительной повторной перфорацией обрабатываемого интервала и без нее), что обусловило необходимость дальнейшего статистического моделирования.

### 5.2.3 Разработка многомерных статистических моделей (третий этап)

Статистические модели для прогноза удельного прироста дебита скважины по нефти, дополнительной добычи и продолжительности эффекта после кислотного воздействия третьего этапа построены в разрезе мероприятий с предварительной повторной перфорацией пласта и без нее с использованием как стандартных кислотных составов, так и композиций с отклоняющими системами. Полученные зависимости представлены в уравнениях (5.10) – (5.21).

Удельный прирост дебита скважины по нефти (КО СКС):

$$\Delta q_{\text{н}}^{\text{МЗ КО СКС}} = -0,181 + 0,246 \cdot v_{\text{КС}} - 0,141 \cdot n - 0,008 \cdot W_1 + 0,969 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}} + 3,663 \cdot k_{\text{узП1}}, \quad (5.10)$$

при  $R=0,761$ ,  $p < 10^{-10}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,673$ ;  $0,711$ ;  $0,735$ ;  $0,757$ ;  $0,761$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.16.

Таблица 5.16

Область применения модели для  $\Delta q_{\text{н}}$  при КО СКС (третий этап)

Параметр	$v_{\text{КС}}, \text{М}^3/\text{М}$	$n$ , ед.	$W_1$ , %	$P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}}$ , д. ед.	$k_{\text{узП1}}$ , МКМ <sup>2</sup>
Диапазон изменения	0,3–12,0	1–5	0,0–80,1	0,07–0,84	0,000–0,122

Дополнительная добыча нефти (КО СКС):

$$\sum \Delta Q_{\text{н}}^{\text{МЗ КО СКС}} = -2641,16 + 91046,923 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл0}} - 55,45 \cdot W_1 + 39035,785 \cdot K_{\text{П}} + 450,545 \cdot v_{\text{КС}} + 8243,17 \cdot \Delta P_1 - 88121,018 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{пл0}} + 359,896 \cdot T_{\text{В}} - 58132,243 \cdot P_{\text{пл1}}/P_{\text{нас}} + 81850,965 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{нас}} - 19826,529 \cdot P_{\text{заб1}}/P_{\text{пл1}}, \quad (5.11)$$

при  $R=0,842$ ,  $p < 10^{-10}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,582$ ;  $0,625$ ;  $0,651$ ;  $0,671$ ;  $0,679$ ;  $0,815$ ;  $0,822$ ;  $0,829$ ;  $0,839$ ;  $0,842$ . Ограничения для модели представлены в таблице 5.17.

Таблица 5.17

Область применения модели для  $\sum \Delta Q_H$  при КО СКС (третий этап)

Параметр	$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$K_{П}$ , д. ед.	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$\Delta P_1$ , МПа
Диапазон изменения	0,07–0,84	0,0–80,1	0,07–0,18	0,3–12,0	0,3–18,0
Параметр	$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$T_B$ , ч	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{нас}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,27–1,06	0–16	0,41–1,81	0,12–1,43	0,13–0,99

## Продолжительность эффекта (КО СКС):

$$T_{ЭФ}^{МЗ \text{ КО СКС}} = -1160,0 + 2264,15 \cdot P_{заб1}/P_{пл1} + 523,25 \cdot \Delta P_1 - 1835,957 \cdot P_{пл1}/P_{пл0} - 2778,785 \cdot P_{заб1}/P_{пл0} - 204,48 \cdot C_{тр} + 79,064 \cdot v_{КС} - 126,4 \cdot q_{ж1} + 3957,612 \cdot K_{П} - 4779,163 \cdot P_{пл1}/P_{нас} + 7801,734 \cdot P_{заб1}/P_{нас} - 83,507 \cdot n, \quad (5.12)$$

при  $R=0,778$ ,  $p < 10^{-10}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,532$ ;  $0,605$ ;  $0,641$ ;  $0,708$ ;  $0,725$ ;  $0,743$ ;  $0,755$ ;  $0,760$ ;  $0,765$ ;  $0,775$ ;  $0,778$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.18.

Таблица 5.18

Область применения модели для  $T_{ЭФ}$  при КО СКС (третий этап)

Параметр	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.	$\Delta P_1$ , МПа	$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$C_{тр}$ , ед.	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м
Диапазон изменения	0,13–0,99	0,3–18,0	0,27–1,06	0,07–0,84	0–2	0,3–12,0
Параметр	$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	$K_{П}$ , д. ед.	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{нас}$ , д. ед.	$n$ , ед.	
Диапазон изменения	0,0–10,6	0,07–0,18	0,41–1,81	0,12–1,43	1–5	

## Удельный прирост дебита скважины по нефти (ПП СКС):

$$\Delta q_H^{МЗ \text{ ПП СКС}} = 0,464 + 0,184 \cdot v_{КС} - 0,072 \cdot n + 0,171 \cdot P_{заб1}/P_{пл1} - 0,004 \cdot W_1 + 0,138 \cdot \Delta P_1 - 1,951 \cdot P_{пл1}/P_{нас} + 1,864 \cdot P_{заб1}/P_{нас} - 0,025 \cdot N_{н.п.} - 3,03 \cdot k_{ПЗП1}, \quad (5.13)$$

при  $R=0,793$ ,  $p < 10^{-9}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,631$ ;  $0,680$ ;  $0,707$ ;  $0,725$ ;  $0,741$ ;  $0,766$ ;  $0,775$ ;  $0,789$ ;  $0,793$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.19.

Таблица 5.19

Область применения модели для  $\Delta q_H$  при ПП СКС (третий этап)

Параметр	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$n$ , ед.	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$\Delta P_1$ , МПа
Диапазон изменения	1,4–8,7	1–4	0,24–0,98	0,0–94,0	1,0–13,0
Параметр	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{нас}$ , д. ед.	$N_{н.п.}$ , ед.	$k_{ПЗП1}$ , мкм <sup>2</sup>	
Диапазон изменения	0,44–1,53	0,16–1,36	4–24	0,000–0,088	

## Дополнительная добыча нефти (ПП СКС):

$$\sum \Delta Q_H^{МЗ \text{ ПП СКС}} = -1413,885 + 164912,8 \cdot P_{заб1}/P_{пл0} + 437,83 \cdot N_{н.п.} + 1783,08 \cdot v_{КС} + 5796,49 \cdot \Delta P_1 - 139578,676 \cdot P_{пл1}/P_{пл0} - 16194,401 \cdot P_{заб1}/P_{пл1} - 847,65 \cdot n - 238858,128 \cdot k_{ПЗП1} + 160084,493 \cdot k_{уЗП1} + 49,772 \cdot W_1, \quad (5.14)$$

при  $R=0,877$ ,  $p < 10^{-10}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,634$ ;  $0,666$ ;  $0,717$ ;  $0,730$ ;  $0,855$ ;  $0,861$ ;  $0,867$ ;  $0,869$ ;  $0,874$ ;  $0,877$ . Ограничения для модели представлены в таблице 5.20.

Таблица 5.20

Область применения модели для  $\sum \Delta Q_H$  при ПП СКС (третий этап)

Параметр	$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$N_{н.п.}$ , ед.	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$\Delta P_1$ , МПа	$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,10–0,80	4–24	1,4–8,7	1,0–13,0	0,26–0,93
Параметр	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.	$n$ , ед.	$k_{ПЗП1}$ , МКМ <sup>2</sup>	$k_{УЗП1}$ , МКМ <sup>2</sup>	$W_1$ , %
Диапазон изменения	0,24–0,98	1–4	0,000–0,088	0,000–0,118	0,0–94,0

## Продолжительность эффекта (ПП СКС):

$$T_{ЭФ}^{МЗ \text{ ПП СКС}} = -1360,757 + 3294,632 \cdot P_{заб1}/P_{пл0} - 8,16 \cdot W_1 + 79,858 \cdot N_{н.п.} + 169,072 \cdot v_{КС} - 11147,625 \cdot k_{ПЗП1} + 359,213 \cdot P_{заб1}/P_{пл1}, \quad (5.15)$$

при  $R=0,668$ ,  $p < 10^{-6}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,531$ ;  $0,579$ ;  $0,608$ ;  $0,633$ ;  $0,650$ ;  $0,668$ .

Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.21.

Таблица 5.21

Область применения модели для  $T_{ЭФ}$  при ПП СКС (третий этап)

Параметр	$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$N_{н.п.}$ , ед.	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$k_{ПЗП1}$ , МКМ <sup>2</sup>	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.
Диапазон изменения	0,10–0,80	0,0–94,0	4–24	1,4–8,7	0,000–0,088	0,01–2,59

## Удельный прирост дебита скважины по нефти (КО КОС):

$$\Delta q_H^{МЗ \text{ КО КОС}} = -0,477 + 0,184 \cdot v_{КС} - 0,052 \cdot N_{н.п.} + 0,008 \cdot W_1 - 7,333 \cdot k_{ПЗП1} + 0,888 \cdot P_{заб1}/P_{пл1} - 0,62 \cdot v_{откл} + 0,804 \cdot K_H + 0,082 \cdot n - 0,187 \cdot C_{тр} + 1,361 \cdot q_{н1} - 0,497 \cdot q_{ж1}, \quad (5.16)$$

при  $R=0,861$ ,  $p < 10^{-5}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,675$ ;  $0,708$ ;  $0,732$ ;  $0,757$ ;  $0,774$ ;  $0,811$ ;  $0,821$ ;  $0,829$ ;  $0,843$ ;  $0,855$ ;  $0,861$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.22.

Таблица 5.22

Область применения модели для  $\Delta q_H$  при КО КОС (третий этап)

Параметр	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$N_{н.п.}$ , ед.	$W_1$ , %	$k_{ПЗП1}$ , МКМ <sup>2</sup>	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.	$v_{откл}$ , м <sup>3</sup> /м
Диапазон изменения	1,3–6,9	5–36	2,3–78,8	0,000–0,088	0,21–0,69	0,1–1,4
Параметр	$K_H$ , д. ед.	$n$ , ед.	$C_{тр}$ , ед.	$q_{н1}$ , т/(сут·м)	$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	
Диапазон изменения	0,57–0,93	1–4	0–2	0,1–1,2	0,2–1,7	

## Дополнительная добыча нефти (КО КОС):

$$\sum \Delta Q_H^{МЗ \text{ КО КОС}} = -10793,315 - 241,996 \cdot n + 14063,499 \cdot q_{н1} - 93316,886 \cdot k_{ПЗП1} + 907,426 \cdot T_B + 71802,792 \cdot k_{УЗП1} + 10990,435 \cdot K_H + 132,754 \cdot W_1 - 4398,115 \cdot P_{пл1}/P_{нас} - 20031,605 \cdot K_{П} - 3450,411 \cdot q_{ж1}, \quad (5.17)$$

при  $R=0,838$ ,  $p < 10^{-5}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,338$ ;  $0,449$ ;  $0,535$ ;  $0,594$ ;  $0,648$ ;  $0,720$ ;  $0,741$ ;  $0,802$ ;  $0,827$ ;  $0,838$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.23.



Таблица 5.23

Область применения модели для  $\sum \Delta Q_H$  при КО КОС (третий этап)

Параметр	$n$ , ед.	$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	$k_{ПЗП1}$ , мкм <sup>2</sup>	$T_B$ , ч	$k_{УЗП1}$ , мкм <sup>2</sup>
Диапазон изменения	1–4	0,1–1,2	0,000–0,088	1–7	0,001–0,078
Параметр	$K_H$ , д. ед.	$W_1$ , %	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	$K_{П}$ , д. ед.	$q_{ж1}$ , т/(сут·м)
Диапазон изменения	0,57–0,93	2,3–78,8	0,45–1,50	0,08–0,19	0,2–1,7

## Продолжительность эффекта (КО КОС):

$$T_{ЭФ}^{МЗ \text{ КО КОС}} = -2650,963 + 141,151 \cdot T_B + 379,752 \cdot q_{ж1} - 15700,674 \cdot k_{ПЗП1} + 14985,93 \cdot k_{УЗП1} + 226,939 \cdot C_{тр} + 77,991 \cdot v_{КС} + 1716,592 \cdot K_H - 3074,286 \cdot P_{пл1}/P_{пл0} + 7,20 \cdot W_1 + 20,811 \cdot N_{н.п.} - 179,874 \cdot P_{зак}/P_{пл1} + 3428,264 \cdot P_{заб1}/P_{нас} + 1678,75 \cdot P_{заб1}/P_{пл1} + 455,729 \cdot \Delta P_1 - 3348,325 \cdot P_{пл1}/P_{нас}, \quad (5.18)$$

при  $R=0,852$ ,  $p=0,003$ . Коэффициент множественной корреляции изменялся следующим образом:  $R=0,246$ ;  $0,369$ ;  $0,558$ ;  $0,663$ ;  $0,712$ ;  $0,737$ ;  $0,757$ ;  $0,772$ ;  $0,785$ ;  $0,796$ ;  $0,807$ ;  $0,818$ ;  $0,829$ ;  $0,839$ ;  $0,852$ . Ограничения для модели представлены в таблице 5.24.

Таблица 5.24

Область применения модели для  $T_{ЭФ}$  при КО КОС (третий этап)

Параметр	$T_B$ , ч	$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	$k_{ПЗП1}$ , мкм <sup>2</sup>	$k_{УЗП1}$ , мкм <sup>2</sup>	$C_{тр}$ , ед.	$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	$K_H$ , д. ед.	$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.
Диапазон изменения	1–7	0,2–1,7	0,000–0,088	0,001–0,078	0–2	1,3–6,9	0,57–0,93	0,31–0,88
Параметр	$W_1$ , %	$N_{н.п.}$ , ед.	$P_{зак}/P_{пл1}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{нас}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.	$\Delta P_1$ , МПа	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	
Диапазон изменения	2,3–78,8	5–36	0,01–1,70	0,19–0,70	0,21–0,69	2,2–13,0	0,45–1,50	

## Удельный прирост дебита скважины по нефти (ПП КОС):

$$\Delta q_H^{МЗ \text{ ПП КОС}} = -1,56 + 1,39 \cdot v_{откл} + 0,3 \cdot T_B + 0,024 \cdot N_{н.п.} - 0,29 \cdot n - 11,14 \cdot k_{УЗП1} - 0,20 \cdot q_{ж1} - 0,181 \cdot C_{тр} + 7,34 \cdot K_{П} - 2,099 \cdot P_{заб1}/P_{пл1}, \quad (5.19)$$

при  $R=0,996$ ,  $p < 10^{-3}$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,823$ ;  $0,887$ ;  $0,907$ ;  $0,922$ ;  $0,945$ ;  $0,957$ ;  $0,974$ ;  $0,982$ ;  $0,996$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.25.

Таблица 5.25

Область применения модели для  $\Delta q_H$  при ПП КОС (третий этап)

Параметр	$v_{откл}$ , м <sup>3</sup> /м	$T_B$ , ч	$N_{н.п.}$ , ед.	$n$ , ед.	$k_{УЗП1}$ , мкм <sup>2</sup>
Диапазон изменения	0,2–3,2	3–6	5–20	1–4	0,001–0,132
Параметр	$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	$C_{тр}$ , ед.	$K_{П}$ , д. ед.	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.	
Диапазон изменения	0,2–1,6	0–1	0,09–0,19	0,25–0,58	

## Дополнительная добыча нефти (ПП КОС):

$$\sum \Delta Q_H^{МЗ \text{ ПП КОС}} = 18528,496 - 1695,709 \cdot T_B - 17578,489 \cdot P_{пл1}/P_{нас} - 589,161 \cdot n - 12371,691 \cdot P_{заб1}/P_{пл1} + 4327,085 \cdot q_{ж1} - 4361,346 \cdot q_{н1} + 20197,116 \cdot K_{П} + 16765,98 \cdot P_{пл1}/P_{пл0}, \quad (5.20)$$

при  $R=0,962$ ,  $p=0,007$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,506$ ;  $0,705$ ;  $0,798$ ;  $0,841$ ;  $0,885$ ;  $0,918$ ;  $0,932$ ;  $0,962$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.26.

Таблица 5.26

Область применения модели для  $\sum \Delta Q_n$  при ПП КОС (третий этап)

Параметр	$T_B$ , ч	$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	$n$ , ед.	$P_{заб1}/P_{пл1}$ , д. ед.	$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	$q_{пл}$ , т/(сут·м)	$K_T$ , д. ед.	$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.
Диапазон изменения	3–6	0,60–1,31	1–4	0,25–0,58	0,2–1,6	0,1–0,9	0,09–0,19	0,38–0,77

Продолжительность эффекта (ПП КОС):

$$T_{ЭФ}^{МЗ ПП КОС} = 1365,03 - 111,118 \cdot T_B - 2533,409 \cdot P_{заб1}/P_{пл0} + 8,35 \cdot W_1 - 91,226 \cdot n, \quad (5.21)$$

при  $R=0,825$ ,  $p=0,015$ . Величина коэффициента множественной корреляции изменялась следующим образом:  $R=0,592$ ;  $0,676$ ;  $0,780$ ;  $0,825$ . Ограничения для применения модели представлены в таблице 5.27.

Таблица 5.27

Область применения модели для  $T_{ЭФ}$  при ПП КОС (третий этап)

Параметр	$T_B$ , ч	$P_{заб1}/P_{пл0}$ , д. ед.	$W_1$ , %	$n$ , ед.
Диапазон изменения	3–6	0,15–0,33	1,1–76,3	1–4

Пошаговый регрессионный анализ позволил сформировать статистические модели для прогнозирования показателей эффективности кислотной обработки, учитывающие как используемый рабочий агент, так и технологию воздействия.

### 5.2.4 Анализ многомерных статистических моделей

При моделировании любых технологических процессов крайне важен анализ созданных моделей, исключением не являются и статистические модели. Построенные многомерные модели (21 модель) позволяют прогнозировать эффективность различных технологических вариаций обработки в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений.

Для сравнительного анализа достоверности определений показателей эффективности после воздействия для каждой зависимости построены уравнения регрессии, характеризующие соотношения между фактическими наблюдениями и модельными значениями, которые приведены в таблицах 5.28–5.30. Критерием достоверности моделей является величина коэффициента корреляции  $r$  при условии ее статистической значимости ( $p < 0,05$ ) и значение углового коэффициента при показателе эффективности в уравнении регрессии (чем качественнее модель, тем сильнее этот параметр стремится к единице). Полученные корреляционные поля продемонстрированы на рисунках 5.4–5.6.

Таблица 5.28

Сравнение статистических моделей для прогноза удельного прироста дебита скважины по нефти

Уравнение регрессии	$\frac{r}{p}$
$\Delta q_H^{M1} = 0,293 + 0,574 \cdot \Delta q_H$	$\frac{0,758}{< 10^{-10}}$
$\Delta q_H^{M2 \text{ СКС}} = 0,302 + 0,588 \cdot \Delta q_H$	$\frac{0,767}{< 10^{-10}}$
$\Delta q_H^{M2 \text{ КОС}} = 0,190 + 0,633 \cdot \Delta q_H$	$\frac{0,795}{< 10^{-8}}$
$\Delta q_H^{M3 \text{ КО СКС}} = 0,307 + 0,580 \cdot \Delta q_H$	$\frac{0,761}{< 10^{-10}}$
$\Delta q_H^{M3 \text{ ПП СКС}} = 0,274 + 0,629 \cdot \Delta q_H$	$\frac{0,793}{< 10^{-9}}$
$\Delta q_H^{M3 \text{ КО КОС}} = 0,129 + 0,742 \cdot \Delta q_H$	$\frac{0,861}{< 10^{-5}}$
$\Delta q_H^{M3 \text{ ПП КОС}} = 0,005 + 0,991 \cdot \Delta q_H$	$\frac{0,996}{< 10^{-3}}$

Таблица 5.29

Сравнение статистических моделей для прогноза дополнительной добычи нефти

Уравнение регрессии	$\frac{r}{p}$
$\Sigma \Delta Q_H^{M1} = 1779,232 + 0,687 \cdot \Sigma \Delta Q_H$	$\frac{0,829}{< 10^{-10}}$
$\Sigma \Delta Q_H^{M2 \text{ СКС}} = 2058,896 + 0,689 \cdot \Sigma \Delta Q_H$	$\frac{0,830}{< 10^{-10}}$
$\Sigma \Delta Q_H^{M2 \text{ КОС}} = 789,088 + 0,655 \cdot \Sigma \Delta Q_H$	$\frac{0,810}{< 10^{-5}}$
$\Sigma \Delta Q_H^{M3 \text{ КО СКС}} = 1722,656 + 0,708 \cdot \Sigma \Delta Q_H$	$\frac{0,842}{< 10^{-10}}$
$\Sigma \Delta Q_H^{M3 \text{ ПП СКС}} = 1798,421 + 0,768 \cdot \Sigma \Delta Q_H$	$\frac{0,877}{< 10^{-10}}$
$\Sigma \Delta Q_H^{M3 \text{ КО КОС}} = 706,029 + 0,702 \cdot \Sigma \Delta Q_H$	$\frac{0,838}{< 10^{-5}}$
$\Sigma \Delta Q_H^{M3 \text{ ПП КОС}} = 153,971 + 0,926 \cdot \Sigma \Delta Q_H$	$\frac{0,962}{0,007}$

Таблица 5.30

Сравнение статистических моделей для прогноза продолжительности эффекта

Уравнение регрессии	$\frac{r}{p}$
$T_{\text{ЭФ}}^{M1} = 484,516 + 0,523 \cdot T_{\text{ЭФ}}$	$\frac{0,723}{< 10^{-10}}$
$T_{\text{ЭФ}}^{M2 \text{ СКС}} = 516,852 + 0,537 \cdot T_{\text{ЭФ}}$	$\frac{0,733}{< 10^{-10}}$
$T_{\text{ЭФ}}^{M2 \text{ КОС}} = 322,752 + 0,501 \cdot T_{\text{ЭФ}}$	$\frac{0,708}{0,009}$
$T_{\text{ЭФ}}^{M3 \text{ КО СКС}} = 413,173 + 0,606 \cdot T_{\text{ЭФ}}$	$\frac{0,778}{< 10^{-10}}$
$T_{\text{ЭФ}}^{M3 \text{ ПП СКС}} = 679,855 + 0,446 \cdot T_{\text{ЭФ}}$	$\frac{0,668}{< 10^{-6}}$
$T_{\text{ЭФ}}^{M3 \text{ КО КОС}} = 187,881 + 0,727 \cdot T_{\text{ЭФ}}$	$\frac{0,852}{0,003}$
$T_{\text{ЭФ}}^{M3 \text{ ПП КОС}} = 175,473 + 0,680 \cdot T_{\text{ЭФ}}$	$\frac{0,825}{0,015}$

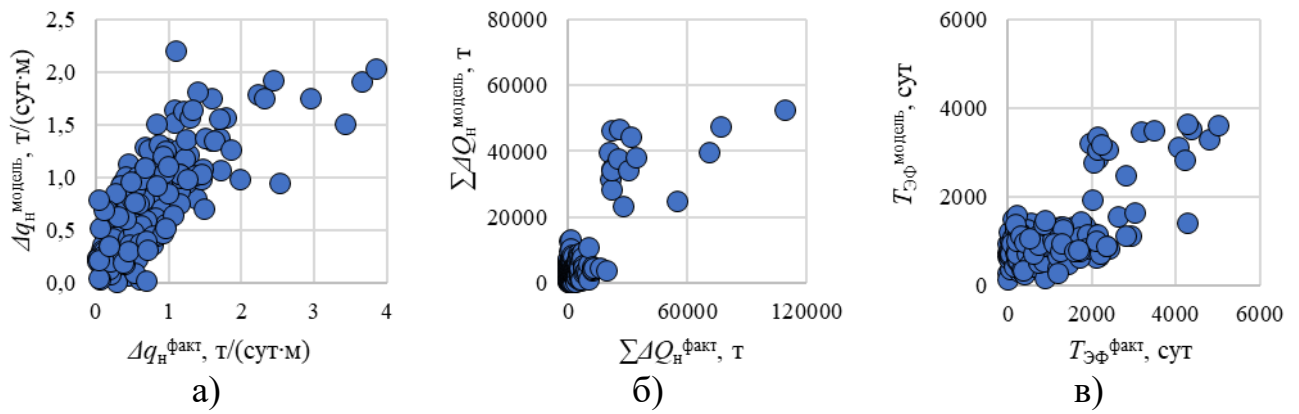


Рис. 5.4. Корреляционные поля модельных и фактических значений показателей эффективности кислотного воздействия (первый этап моделирования):

а)  $\Delta q_H$ ; б)  $\Sigma \Delta Q_H$ ; в)  $T_{ЭФ}$

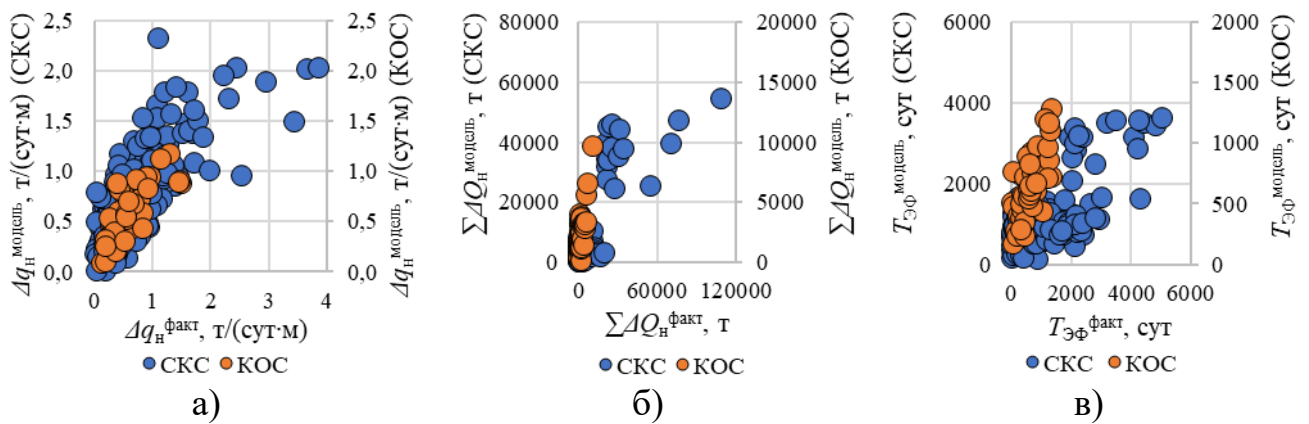


Рис. 5.5. Корреляционные поля модельных и фактических значений показателей эффективности кислотного воздействия (второй этап моделирования):

а)  $\Delta q_H$ ; б)  $\Sigma \Delta Q_H$ ; в)  $T_{ЭФ}$

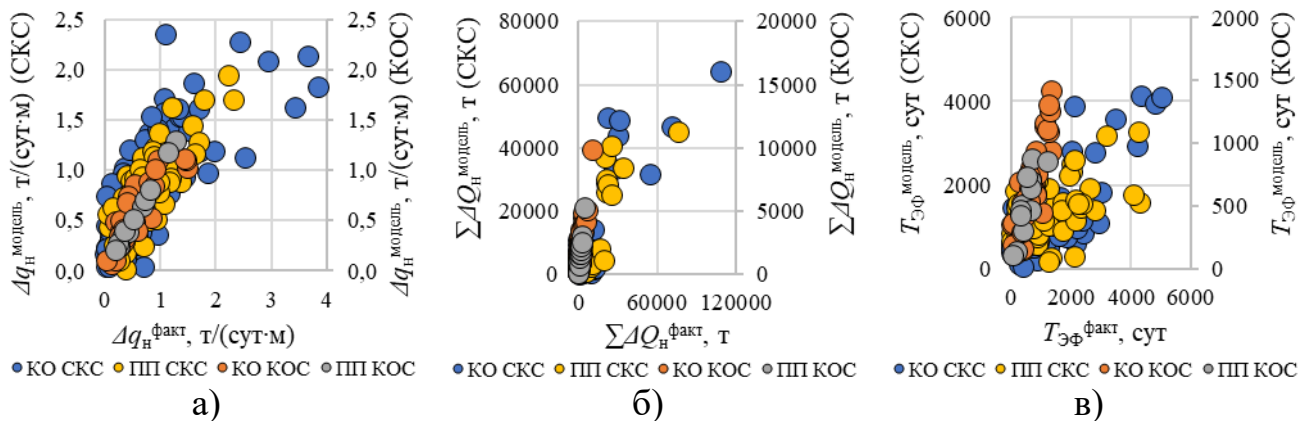


Рис. 5.6. Корреляционные поля модельных и фактических значений показателей эффективности кислотного воздействия (третий этап моделирования):

а)  $\Delta q_H$ ; б)  $\Sigma \Delta Q_H$ ; в)  $T_{ЭФ}$

По результатам анализа таблиц 5.28–5.30 и рисунков 5.4–5.6 следует отметить качество построенных моделей: они статистически значимы,

наблюдается высокая степень корреляции между рассчитанными и фактическими параметрами ( $r \geq 0,7$  при  $p < 0,05$ ), что обуславливает их хорошую прогностическую способность. Наибольшими угловыми коэффициентами при параметрах  $\Delta q_n$ ,  $\sum \Delta Q_n$  и  $T_{ЭФ}$  в составе регрессионных уравнений, как правило, характеризуются зависимости второго и третьего этапов моделирования. Однако категориальные параметры (тип композиции, технологическая вариация мероприятия) в полной мере учитывает только группа моделей, полученных на третьем этапе статистического моделирования, что делает их предпочтительными для применения. При использовании моделей для ПП КОС, характеризующихся высокой корреляцией фактических и прогнозных значений ( $r = 0,825 - 0,996$ ), следует учитывать небольшое количество наблюдений, участвующих в их построении ( $N = 12$ ), по мере дальнейшего накопления опыта проведения мероприятия рекомендуется уточнить зависимости.

Проведение пошагового регрессионного анализа и обработка его результатов позволили не только разработать статистические модели для прогноза основных технологических показателей эффективности мероприятий, но и выделить геолого-технологические параметры, преимущественно обуславливающие исход кислотного воздействия как метода интенсификации притока нефти в условиях многофакторности. Для этого построены диаграммы встречаемости параметров в моделях (все три этапа анализа) применительно к  $\Delta q_n$ ,  $\sum \Delta Q_n$ , и  $T_{ЭФ}$ , выполнено их ранжирование по частоте включения в зависимости (рис. 5.7–5.9).



Рис. 5.7. Частота встречаемости геолого-технологических параметров в многомерных моделях для прогноза  $\Delta q_n$

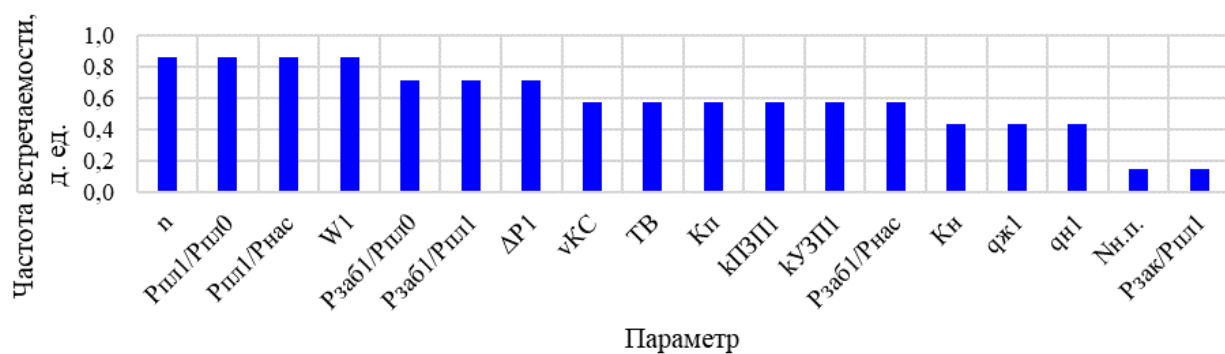


Рис. 5.8. Частота встречаемости геолого-технологических параметров в многомерных моделях для прогноза  $\Delta Q_n$

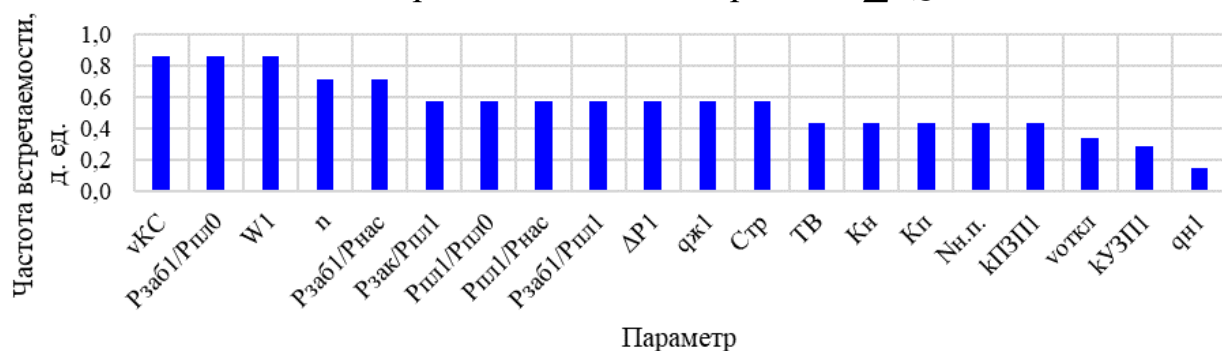


Рис. 5.9. Частота встречаемости геолого-технологических параметров в многомерных моделях для прогноза  $T_{эф}$

При построении статистических моделей для оценки удельного прироста дебита скважины по нефти после стимуляции наиболее часто встречались кратность воздействия, удельный объем кислотной композиции и обводненность продукции (все – в 6 моделях из 7), величина забойного давления относительно пластового давления до обработки (в 5 моделях из 7), удельный объем отклонителя (в 2 моделях из 3) и расчлененность интервала обработки (в 4 моделях из 7).

При прогнозировании дополнительной добычи нефти наиболее часто в состав зависимостей включался параметр кратности обработки, обводненности продукции (оба – в 6 моделях из 7), а также параметры, характеризующие текущее горно-энергетическое состояние в зоне дренирования скважин:  $P_{пл1}/P_{пл0}$ ,  $P_{пл1}/P_{нас}$  (оба – в 6 моделях из 7),  $P_{заб1}/P_{пл0}$ ,  $P_{заб1}/P_{пл1}$  и  $\Delta P_1$  (все – в 5 моделях из 7). На период продолжительности эффекта кислотного воздействия чаще всего оказывали влияние удельный объем кислотной композиции, отношение забойного давления к начальному пластовому давлению и обводненность (все – в 6 моделях из 7),

кратность обработки и величина забойного давления относительно давления насыщения нефти газом (оба – в 5 моделях из 7).

Полученные результаты сопоставлены с данными корреляционного анализа, приведенными ранее в таблице 5.6. Показателями, проявляющимися одновременно как по данным пошагового регрессионного анализа, так и корреляционного анализа, при частоте встречаемости более 0,5 д. ед., являются: для удельного прироста дебита скважины по нефти – объем кислотного состава, объем отклонителя и расчлененность интервала обработки; для дополнительной добычи нефти и продолжительности эффекта – кратность воздействия, величина забойного давления относительно начального, текущего пластового давления и давления насыщения нефти газом. Частотный анализ встречаемости параметров позволяет более точно планировать проекты реализации обработок особенно в условиях наличия неопределенностей (новые залежи со схожими коллекторскими свойствами продуктивных пластов без опыта проведения ГТМ).

### **5.2.5 Верификация статистических моделей на основе ретроспективного анализа**

Перед применением многомерных регрессионных моделей для прогнозирования эффективности кислотного воздействия на практике необходима верификация полученных зависимостей посредством ретроспективного анализа на экзаменационной выборке – сведениях о проведенных мероприятиях на скважинах, которые не входили в обучающую выборку.

В состав экзаменационной выборки включено 12 операций, выполненных на Гагаринском, Озерном, Сибирском, Уньвинском и Юрчукском месторождениях (3 – КО СКС, 3 – ПП СКС, 3 – КО КОС, 3 – ПП КОС), предполагается анализ полученных на третьем этапе моделирования статистических зависимостей, одновременно учитывающих как технологическую вариацию мероприятий, так и механизм действия рабочего агента. Кислотные обработки выполнены составами ФЛАКСОКОР-210 и ДН-9010, в качестве отклоняющей системы использовался

ЭКС-ЭМ. Фактические результаты воздействия на скважинах и исходные данные для расчетов представлены в таблице 5.31.

Выполнен сопоставительный анализ прогностической способности используемого на месторождениях аналитического метода на основе изменения коэффициента продуктивности после кислотной стимуляции по окружающим скважинам или на объектах-аналогах и разработанных многомерных моделей. В качестве критерия технологической эффективности воздействия принят начальный абсолютный прирост дебита скважины по нефти ( $\Delta Q_n$ ), который при использовании разработанных моделей рассчитывался произведением удельного показателя эффективности ( $\Delta q_n$ ) на обработанную нефтенасыщенную толщину пласта ( $h$ ). Необходимо отметить, что результаты оценки эффективности мероприятий аналитическим методом вносятся предприятием-недропользователем в базу данных геолого-технических мероприятий и являются плановыми при проведении капитальных ремонтов, при этом детальны сведений по расчетам не приводится.

Сопоставление фактических результатов и прогнозных расчетов прироста дебита скважин по нефти в разрезе мероприятий различными методами приводится на рисунке 5.10.

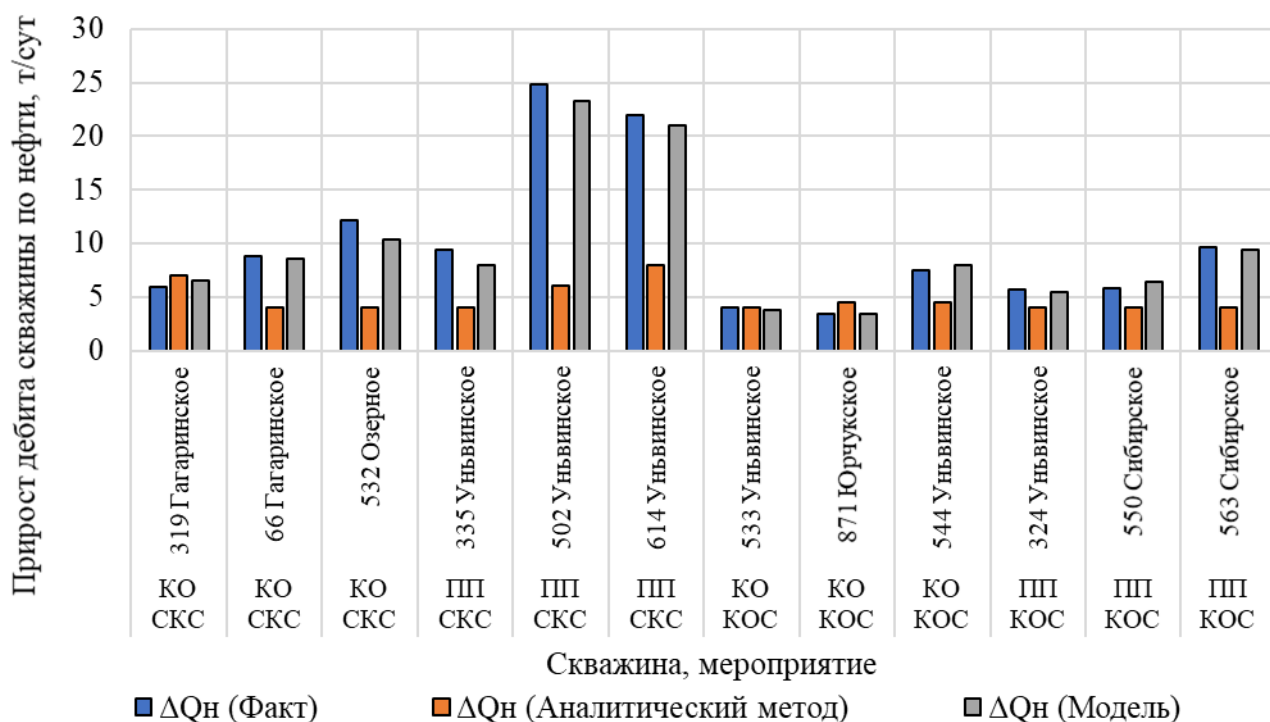


Рис. 5.10. Сопоставление результатов расчетов прироста дебита скважин по нефти после мероприятий с кислотным воздействием с применением различных методов



Таблица 5.31

**Фактические результаты мероприятий с кислотным воздействием и исходные геолого-технологические параметры  
на скважинах (экзаменационная выборка)**

Показатель	Скважина											
	319 Гагаринское	66 Гагаринское	532 Озерное	335 Уньвинское	502 Уньвинское	614 Уньвинское	533 Уньвинское	871 Юрчукское	544 Уньвинское	324 Уньвинское	550 Сибирское	563 Сибирское
Кислотный состав	ФЛАКСО-КОР-210	ДН-9010	ДН-9010	ФЛАКСО-КОР-210	ДН-9010	ДН-9010	ФЛАКСО-КОР-210	ФЛАКСО-КОР-210	ФЛАКСО-КОР-210	ФЛАКСО-КОР-210	ФЛАКСО-КОР-210	ФЛАКСО-КОР-210
Отклонитель	-	-	-	-	-	-	ЭКС-ЭМ	ЭКС-ЭМ	ЭКС-ЭМ	ЭКС-ЭМ	ЭКС-ЭМ	ЭКС-ЭМ
ГТМ	КО СКС	КО СКС	КО СКС	ПП СКС	ПП СКС	ПП СКС	КО КОС	КО КОС	КО КОС	ПП КОС	ПП КОС	ПП КОС
$\Delta q_n$ , т/(сут·м)	1,13	0,96	1,79	1,36	2,11	0,83	0,20	0,30	0,69	0,54	0,35	0,52
$\sum \Delta Q_n$ , т	2035	11760	35785	6276	48648	58003	1846	2464	3965	1462	2537	4733
$T_{Эф}$ , сут	678	1647	4451	1268	3605	3569	449	457	868	679	642	608
$h$ , м	5,2	9,2	6,8	6,9	11,7	26,3	20,8	11,3	10,8	10,4	16,3	18,3
$n$ , ед.	1	1	1	1	1	2	3	1	2	2	1	1
$v_{КС}$ , м <sup>3</sup> /м	5,8	2,5	5,7	5,4	7,0	3,0	3,4	2,6	4,7	2,2	3,4	3,5
$T_B$ , ч	4	5	4	4	10	10	4	4	6	4	4	4
$K_H$ , д. ед.	0,67	0,72	0,70	0,88	0,89	0,88	0,79	0,90	0,85	0,82	0,87	0,84
$K_P$ , д. ед.	0,11	0,12	0,16	0,17	0,14	0,13	0,10	0,14	0,10	0,11	0,13	0,15
$N_{н.п.}$ , ед.	5	8	7	8	11	21	21	12	11	9	17	18
$K_{ПЗП}$ , мкм <sup>2</sup>	0,007	0,005	0,021	0,002	0,000	0,007	0,018	0,047	0,004	0,006	0,016	0,016
$K_{УЗП}$ , мкм <sup>2</sup>	0,006	0,009	0,020	0,008	0,002	0,026	0,006	0,020	0,002	0,009	0,014	0,015
$P_{зак}/P_{пл1}$ , д. ед.	0,01	0,57	0,01	0,01	0,05	0,01	1,22	0,58	0,92	0,43	0,14	0,87
$P_{пл1}/P_{пл0}$ , д. ед.	0,52	0,75	0,35	0,55	0,85	0,69	0,43	0,57	0,77	0,66	0,60	0,60
$P_{пл1}/P_{нас}$ , д. ед.	0,88	1,29	0,59	0,67	1,04	1,18	0,73	0,98	1,32	1,12	1,02	1,02
$P_{зак1}/P_{нас}$ , д. ед.	0,32	1,06	0,65	0,42	0,92	1,36	0,34	0,47	0,28	0,29	0,41	0,37
$P_{зак1}/P_{пл0}$ , д. ед.	0,18	0,62	0,38	0,34	0,75	0,79	0,20	0,28	0,16	0,17	0,24	0,22
$P_{зак1}/P_{пл1}$ , д. ед.	0,36	0,82	0,93	0,63	0,89	0,92	0,47	0,48	0,21	0,26	0,40	0,36
$\Delta P_1$ , МПа	7,1	2,9	3,5	3,9	5,8	2,1	4,9	6,3	13,0	10,4	7,6	8,2
$W_1$ , %	6,9	0,0	0,2	36,3	13,3	46,5	47,5	43,0	63,4	47,4	49,3	44,4
$q_{ж1}$ , т/(сут·м)	2,3	0,8	1,1	1,1	0,5	0,3	0,3	1,1	0,4	0,2	0,8	1,0
$q_{н1}$ , т/(сут·м)	1,7	0,6	0,9	0,6	0,4	0,2	0,1	0,6	0,1	0,1	0,4	0,5
$C_{тр}$ , ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
$v_{откл}$ , м <sup>3</sup> /м	-	-	-	-	-	-	0,7	0,9	0,9	1,0	0,6	0,5

Абсолютная погрешность прогнозирования прироста дебита скважины по нефти по аналитической методике составляет 0,1–18,8 т/сут (в среднем – 5,4 т/сут), относительная погрешность – 1,7–75,8 % (44,1 %). При использовании построенных статистических моделей абсолютная погрешность расчетов на скважинах изменяется в значительно более узком диапазоне от 0,1 до 1,8 т/сут (в среднем – 0,7 т/сут), относительная погрешность – 1,8–15,4 % (7,1 %).

На основании величин отклонений от фактических значений можно сделать вывод, что прогностическая способность разработанных многомерных моделей для оценки начальных приростов дебита скважин по нефти после обработки несколько выше, чем у представленного аналитического метода.

На следующем шаге выполнено сопоставление фактических удельных приростов дебита скважин по нефти, дополнительной добычи, продолжительности эффекта после кислотного воздействия и расчетных значений, определенных по многомерным зависимостям (5.10)–(5.21) по тем же скважинам (рис. 5.11). Наименьшей общей погрешностью прогнозных значений от фактических характеризуется удельный прирост дебита скважины по нефти – 1,8–15,4 % (в среднем – 7,1 %). Прогнозирование дополнительной добычи нефти с применением построенных многомерных статистических моделей характеризуется отличием определений относительно фактических значений 3,8–19,7 % (в среднем – 13,1 %). Оценка продолжительности технологического эффекта мероприятий демонстрирует погрешность на уровне 4,5–27,4 %, в среднем составляет 10,6 %.

Средние отклонения рассчитанных на многомерных моделях показателей эффективности от фактических значений в разрезе выполненных на скважинах месторождений Соликамской депрессии мероприятий следующие: КО СКС – 4,2–16,7 %, ПП СКС – 8,6–17,2 %, КО КОС – 4,9–17,2 %, ПП КОС – 4,0–9,8 %.

По результатам анализа полученных результатов можно отметить, что разработанные статистические модели в условиях карбонатных коллекторов нефтяных месторождений позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать как начальные, так и интегральные показатели эффективности мероприятий с кислотным воздействием различного спектра.

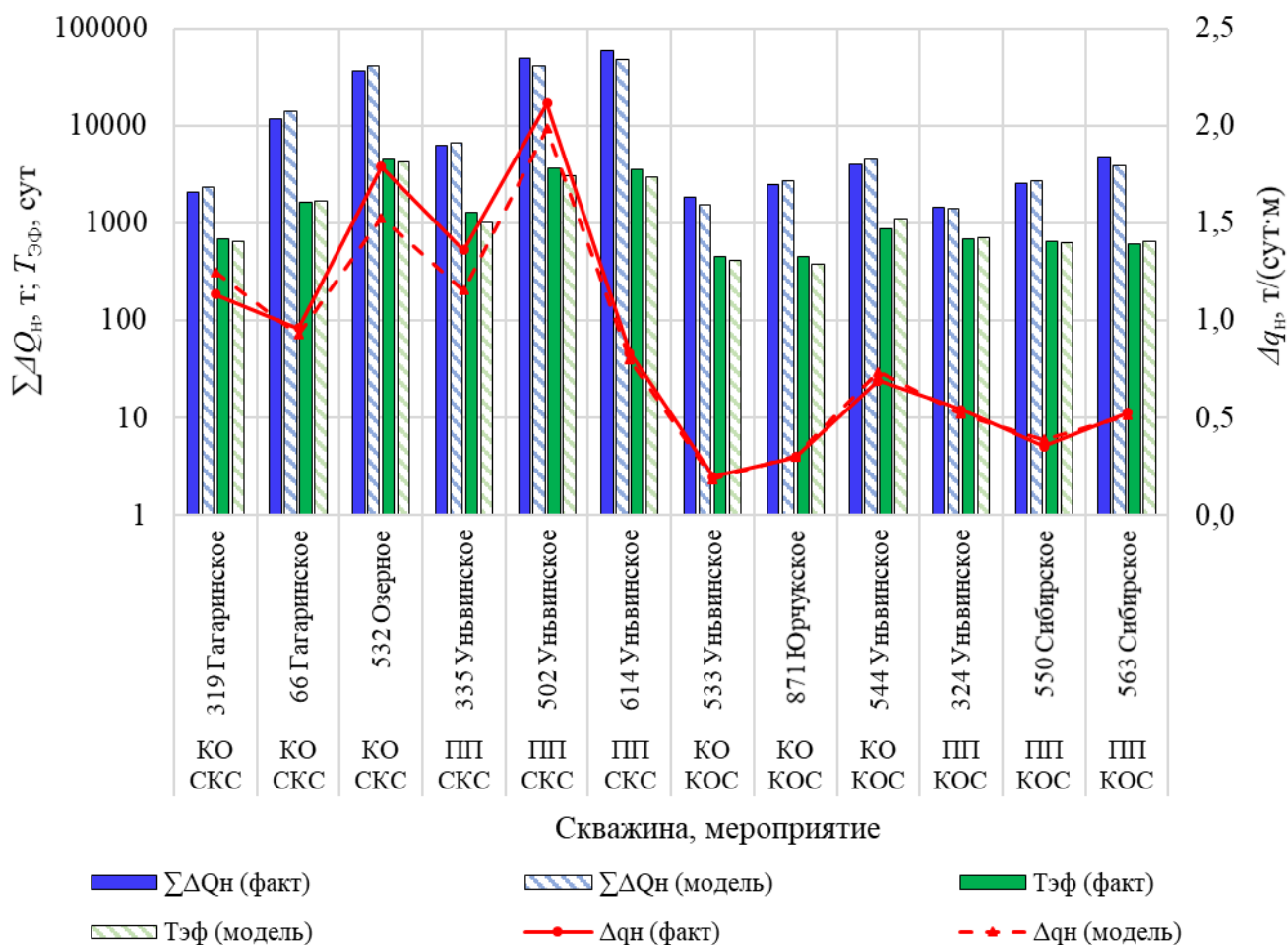


Рис. 5.11. Результаты прогнозирования показателей эффективности мероприятий с кислотным воздействием на скважинах

Таким образом, пошаговая обработка геолого-промысловых материалов с привлечением статистических методов позволила сформировать математическую основу для планирования последующих кислотных обработок на целевых объектах. Разработанные многомерные модели характеризуются высокими статистическими оценками, позволяют оперативно прогнозировать прирост дебита скважины по нефти, дополнительную добычу и продолжительность эффекта после кислотных обработок, осуществлять выбор и ранжирование перспективных скважин-кандидатов, а также составлять программы развития активов на краткосрочный и долгосрочный периоды.

## Основные выводы по главе 5

1. Накопленный опыт проведения кислотных обработок в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края позволяет использовать статистические методы для прогнозирования эффективности мероприятий.

2. Проведение корреляционного анализа позволило выделить статистически значимые связи между показателями эффективности кислотного воздействия и рядом геолого-технологических параметров в разрезе всей исходной выборки геолого-промысловых данных; типа используемого рабочего агента по механизму действия (стандартные кислотные составы и с отклонителем); технологической вариации мероприятия (с предварительной повторной перфорацией целевого интервала и без нее) с единовременным учетом механизма действия композиции.

3. Сформирована математическая основа для прогнозирования результатов кислотного воздействия в башкирско-серпуховских отложениях месторождений Соликамской депрессии. Разработана 21 статистическая модель, 12 из которых единовременно учитывают технологию исполнения мероприятия и тип используемого кислотного состава и являются предпочтительными для применения. Модели характеризуются высокой прогностической способностью: по результатам их верификации отмечена точность оценки более 80 % относительно фактических показателей эффективности воздействия.

4. На базе поэтапно выполненных корреляционного анализа и пошагового регрессионного анализа проведена частотная обработка результатов для определения как индивидуального влияния на показатели эффективности, так и в условиях многофакторности (комплексного влияния). Параметрами, проявляющимися единовременно по обоим способам анализа (частота встречаемости более 0,5 д.ед.), в отношении удельного прироста дебита скважины по нефти являются объем кислотного состава, объем отклонителя и расчлененность интервала обработки; для дополнительной добычи нефти и продолжительности – кратность воздействия, величина забойного давления относительно начального, текущего пластового давления и давления насыщения нефти газом.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе диссертационного исследования в соответствии с поставленными задачами получены следующие выводы:

1. Проведение кислотных обработок является основной технологией интенсификации притока нефти в башкирско-серпуховских отложениях месторождений Соликамской депрессии Пермского края при средней успешности реализации около 67 %, что подчеркивает актуальность проблематики диссертационного исследования.

2. Анализ опыта проведения мероприятий с кислотным воздействием с применением статистических методов позволил выделить основные параметры, оказывающие влияние на эффективность обработки карбонатных коллекторов. Доказано, что начальный прирост дебита скважины по нефти преимущественно определяется технологией проведения мероприятия, дополнительная добыча и продолжительность эффекта – его кратностью и относительными значениями забойных давлений, косвенно характеризующих энергетическое и горно-геологическое состояние прискважинной зоны.

3. По результатам лабораторных экспериментов установлено, что содержание доломита более 1,3 % в карбонатных продуктивных пластах способствует снижению эффективности проведения обработок композициями на основе соляной кислоты. Технологические параметры для проведения обработок обоснованы дифференцировано для пластов как с наличием доломита, так и с его практически полным отсутствием.

4. Разработан способ обоснования технологических параметров для проведения первичных и повторных кислотных обработок на основе фактических геолого-промысловых данных с применением ранговой матрицы, учитывающей изменения эксплуатационных характеристик скважин и свойств пласта. Определены условия применения способа, выполнена апробация, подтвердившая его работоспособность.

5. Построенные адресные многомерные модели позволяют с высокой степенью достоверности прогнозировать показатели эффективности кислотной стимуляции в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений, что подтверждено результатами их верификации с привлечением экзаменационной выборки данных (фактически проведенными мероприятиями на скважинах) и полученными статистическими оценками.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Обозначение	Расшифровка обозначения
АСПО	Асфальтеносмолопарафиновые отложения
ГРП	Гидравлический разрыв пласта
ГТМ	Геолого-техническое мероприятие
КВ	Кислотная ванна
КГРП	Кислотный гидравлический разрыв пласта
КО	Традиционная (стандартная) кислотная обработка
КОС	Композиция с отклонителем
НГМ	Ножовская группа месторождений (Пермский край)
ПАВ	Поверхностно-активные вещества
ПЗП	Призабойная зона пласта
ПКО	Пенокислотная обработка
ПП	Повторная перфорация (реперфорация)
РМ	Ранговая матрица
СГМ	Северная группа месторождений (Пермский край)
СКС	Стандартный кислотный состав (без отклонителя)
СолД	Соликамская депрессия
УЗП	Удаленная зона пласта
ЮГМ	Южная группа месторождений (Пермский край)
PRN	Physically Representative Network или физически репрезентативная сеть
$a_z$	Коэффициент, характеризующий плотность распределения червоточин вдоль ствола скважины, д. ед.
$C_{тр}$	Наличие опыта мероприятий с формированием техногенных каналов или трещин (радиальное бурение или ГРП), ед.
$Da$	Безразмерное число Damköhler
$d_{e-wh}$	Эффективный диаметр системы червоточин, м
$D_T$	Диаметр образца горной породы («таблетки»), мм
$h$	Толщина пласта в интервале кислотной обработки, м
$h_T$	Толщина образца горной породы («таблетки»), мм
$k$	Проницаемость пласта (образца горной породы), мкм <sup>2</sup>
$k_1, k_2$	Фазовая проницаемость горной породы по нефти до и после кислотного воздействия, мкм <sup>2</sup>
$k_s$	Проницаемость ухудшенной зоны пласта, мкм <sup>2</sup>
$K_H$	Коэффициент нефтенасыщенности коллектора, д. ед.
$K_P$	Коэффициент пористости, д. ед.
$K_{прод1}, K_{прод2}$	Коэффициент продуктивности скважины (удельный) до и после кислотной обработки, м <sup>3</sup> /(сут·МПа·м)
$k_{ПЗП1}, k_{ПЗП2}$	Проницаемость ПЗП по нефти до и после кислотной обработки, мкм <sup>2</sup>
$k_{УЗП1}, k_{УЗП2}$	Проницаемость УЗП по нефти до и после кислотной обработки, мкм <sup>2</sup>

Обозначение	Расшифровка обозначения
$m_{wh}$	Количество червоточин в плоскости, ортогональной стволу скважины, ед.
$m_{п1}, m_{п2}$	Масса образца до и после эксперимента, г
$m_{пл1}, m_{пл2}$	Масса металлической пластины до и после эксперимента, г
$N$	Количество наблюдений, ед.
$n$	Кратность воздействия, ед.
$N_{AC}$	Кислотное число, ед.
$N_{н.п.}$	Количество нефтенасыщенных прослоев в интервале кислотной обработки, ед.
$p$	Уровень статистической значимости
$Pe$	Безразмерное число Péclet
pH	Водородный показатель, ед.
$PV_{bt}$	Поровый объем кислотного состава до образования червоточины, д. ед.
$P_{заб1}/P_{нас}$	Забойное давление, отнесенное к давлению насыщения нефти газом, д. ед.
$P_{заб1}/P_{пл0}$	Забойное давление, отнесенное к начальному пластовому давлению, д. ед.
$P_{заб1}/P_{пл1}$	Забойное давление, отнесенное к пластовому давлению до стимуляции, д. ед.
$P_{зак}$	Максимальное давление закачки, МПа
$P_{зак}/P_{пл1}$	Максимальное давление закачки агента, отнесенное к пластовому давлению до стимуляции, д. ед.
$P_{пл1}/P_{нас}$	Пластовое давление до стимуляции, отнесенное к давлению насыщения нефти газом, д. ед.
$P_{пл1}/P_{пл0}$	Пластовое давление до стимуляции, отнесенное к начальному пластовому давлению, д. ед.
$Q$	Расход кислотного состава (темп нагнетания), м <sup>3</sup> /с (л/с, см <sup>3</sup> /мин)
$q_{ж1}$	Удельный дебит скважины по жидкости до стимуляции, т/(сут·м)
$q_{н1}$	Удельный дебит скважины по нефти до стимуляции, т/(сут·м)
$r$	Коэффициент корреляции Пирсона
$R$	Коэффициент множественной корреляции
$R^2$	Коэффициент детерминации
$r_s$	Радиус ухудшенной зоны пласта, м
$r_w$	Радиус скважины, м
$r_{wh}$	Радиус распространения червоточины, м
$s$	Скин-фактор, ед.
$S_{п}$	Площадь поверхности реагирования образца, м <sup>2</sup> (мм <sup>2</sup> )
$S_{пл}$	Площадь поверхности металлической пластины, м <sup>2</sup> (мм <sup>2</sup> )
$T$	Время, с
$T_B$	Продолжительность выдержки кислоты на реакцию, ч
$t$ -критерий	Критерий Стьюдента
$T_{нейтр}$	Продолжительность нейтрализации раствора, мин

Обозначение	Расшифровка обозначения
$T_p$	Время реакции, мин
$T_{ЭФ}$	Продолжительность эффекта от мероприятия, сут
$U$ -критерий	Критерий Манна-Уитни
$V$	Объем закачанной кислоты, м <sup>3</sup> (поровых объемов)
$v_i$	Скорость закачки кислотного раствора, м/с
$v_{i-opt}$	Критическая (оптимальная) скорость закачки кислотного раствора, м/с
$v_{i-tip}$	Скорость закачки кислотного раствора на конце червоточины, м/с
$v_{i-tip-opt}$	Критическая (оптимальная) скорость закачки кислотного раствора на конце червоточины, м/с
$v_{wh}$	Скорость распространения червоточины, м/с
$v_{кор}$	Скорость коррозии, г/(м <sup>2</sup> ·ч)
$v_{КС}$	Удельный объем кислотного состава, м <sup>3</sup> /м
$v_{откл}$	Удельный объем агента-отклонителя, м <sup>3</sup> /м
$W_1$	Обводненность скважинной продукции до стимуляции, %
$\beta$	Коэффициент изменения проницаемости, д. ед.
$\beta_{прод}$	Коэффициент изменения продуктивности скважины, д. ед.
$\beta_{ПЗП}$	Коэффициент изменения проницаемости ПЗП, д. ед.
$\beta_{УЗП}$	Коэффициент изменения проницаемости ПЗП, д. ед.
$\Delta P_1$	Депрессия на пласт, МПа
$\Delta Q_n$	Абсолютный прирост дебита скважины по нефти, т/сут
$\Delta q_n$	Удельный прирост дебита скважины по нефти, т/(сут·м)
$\Sigma \Delta Q_n$	Дополнительная добыча нефти, т
$\Upsilon$	Экспериментальная константа, характеризующая тип потока, ед.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев, А. В. Технологии интенсификации притока из сложнопостроенных карбонатных пластов на основе кислотного воздействия / А. В. Андреев, Г. С. Дубинский, В. В. Мухаметшин // – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. – 182 с.

2. Галкин, В. И. Исследование и анализ методов определения эффективности применения технологии пропантного гидроразрыва пласта / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 50–58.

3. Галкин, В. И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 650–660.

4. 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.

5. Глущенко, В. Н. Функциональная роль ПАВ в кислотных составах / В. Н. Глущенко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 2. – С. 27–35.

6. Гуторов, А. Ю. Опыт применения различных видов солянокислотных обработок для увеличения продуктивности нефтедобывающих скважин на месторождениях Татарстана / А. Ю. Гуторов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 3. – С. 54–58.

7. Давлетов, З. Р. Разработка и исследование фторсодержащих кислотных составов, не вызывающих образования осадков в терригенном пласте: дис. ... канд. тех. наук / З. Р. Давлетов // Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина. – Москва, 2016. – 139 с.

8. Давлетшина, Л. Ф. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин

/ Л. Ф. Давлетшина, Л. И. Толстых, П. С. Михайлова // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 16. – С. 90–96.

9. Дорфман, М. Б. Влияние фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта на эффективность кислотной обработки / М. Б. Дорфман, А. А. Сентемов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 2. – С. 124–130.

10. Зейгман, Ю. В. Классификация физико-химических методов интенсификации добычи нефти по механизму воздействия на пластовую систему / Ю. В. Зейгман, В. В. Сергеев, Р. Р. Аюпов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 50–53.

11. Зейгман, Ю. В. Применение нефтекислотных эмульсий при разработке месторождений с карбонатными коллекторами / Ю. В. Зейгман, А. А. Карпов // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5. – № 1. – С. 76–80.

12. Изучение механизма перераспределения фильтрационных потоков при закачке синтезированных сшитых гелей методом рентгеновской томографии керна / С. В. Галкин, Ю. А. Рожкова, Я. В. Савицкий, Б. Сарсенбекулы, К. Ванли // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 127–136.

13. Иконникова, Л. Н. Изучение динамики коэффициента продуктивности добывающих скважин в карбонатных коллекторах / Л. Н. Иконникова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2009. – № 2. – С. 49–54.

14. Иконникова, Л. Н. Прогнозирование дебита скважины после соляно-кислотной обработки при забойном давлении ниже давления насыщения / Л. Н. Иконникова, А. Б. Золотухин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 2. – С. 35–37.

15. Интенсифицирующий кислотный состав для обработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов и терригенных коллекторов с высокой карбонатностью / Л. А. Магадова, Е. Г. Гаевой, М. Д. Пахомов, В. Б. Губанов, М. М. Мухин, М. В. Трофимова, Н. С. Маркова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 80–82.

16. Исследование растворения породы терригенных пластов во фторсодержащих кислотных составах / Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина, М. Д. Пахомов, З. Р. Давлетов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 12. – С. 94–100.

17. Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керна / А. А. Ефимов, Я. В. Савицкий, С. В. Галкин, Е. В. Соболева, В. Ш. Гурбанов // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 4. – С. 55–63.

18. Казанцев, А. С. Методика моделирования обработок призабойной зоны кислотными составами на основе гидродинамической модели в условиях слоисто-неоднородных башкирских отложений месторождений Пермского края / А. С. Казанцев // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 58–62.

19. Каневская, Р. Д. Методы моделирования червоточин при соляно-кислотном воздействии на карбонатные пласты / Р. Д. Каневская, А. В. Новиков // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 3. – С. 19–28.

20. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов: Учеб. пособие / М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А. Цыганков, М. М. Мухин, Л. Ф. Давлетшина. – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. – 120 с.

21. Комплексный подход к выбору оптимального кислотного состава для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р. Я. Харисов, А. Е. Фоломеев, Г. Т. Булгакова, А. Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 78–82.

22. Кривощев, С. Н. Разработка алгоритма определения технологических параметров нагнетания кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта с учетом экономической эффективности / С. Н. Кривощев, А. А. Кочнев, К. А. Равелев // Записки Горного института. – 2021. – № 250. – С. 587–595.

23. Кристиан, М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / М. Кристиан, С. Сокол, А. Константинеску. – М.: Недра, 1985. – 84 с.

24. Лузина, Д. В. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии / Д. В. Лузина, С. Н. Кривощев // Вестник Пермского национального

исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 7–15.

25. Магадова, Л. А. Перспективные направления работ по интенсификации притока нефти из карбонатных коллекторов / Л. А. Магадова, Д. В. Нуриев // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 1–2. – С. 64–69.

26. Мартюшев, Д. А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: дис. ... канд. тех. наук / Д. А. Мартюшев // Пермский национальный исследовательский политехнический университет. – Пермь, 2018. – 152 с.

27. Мартюшев, Д. А. Совершенствование кислотных обработок в коллекторах, характеризующихся различной карбонатностью (на примере нефтяных месторождений Пермского края) / Д. А. Мартюшев, В. А. Новиков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 9. – С. 7–17.

28. Мартюшев, Д. А. Экспериментальное исследование влияния забойного давления добывающих скважин на выработку запасов из сложнопостроенных карбонатных коллекторов / Д. А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 5. – С. 110–119.

29. Мартюшев, Д. А. Оценка эффективности проведения соляно-кислотных обработок по кривым восстановления давления / Д. А. Мартюшев // Газовая промышленность. – 2014. – № S (708). – С. 41–44.

30. Мартюшев, Д. А. Лабораторные исследования кислотных составов для обработки коллекторов, характеризующихся различной карбонатностью и структурой пустотного пространства горных пород / Д. А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 4. – С. 6–12.

31. Методика определения забойного давления с использованием многомерных моделей / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, И. А. Черных, Е. В. Филиппов, Г. Н. Чумаков // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 1. – С. 40–43.

32. Мордвинов, В. А. Механизм воздействия солянокислотных растворов на карбонатный коллектор / В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 44–46.

33. Мухаметшин, В. В. О необходимости планирования проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти с использованием солянокислотных растворов в режиме реального времени / В. В. Мухаметшин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 3. – С. 66–71.

34. Напалков, В. Н. Особенности применения метода соляно-кислотной обработки в кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторах высоковязких нефтей / В. Н. Напалков, Н. Г. Нургалиева, И. Н. Плотникова // Георесурсы. – 2009. – № 3 (31). – С. 44–46.

35. Новиков, В. А. К вопросу повышения эффективности кислотных обработок терригенных коллекторов / В. А. Новиков, Д. А. Мартюшев // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 1 (613). – С. 36–40.

36. Новиков, В. А. Методика прогнозирования эффективности матричных кислотных обработок карбонатов / В. А. Новиков // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 3. – С. 137–143.

37. Новиков, В. А. Обоснование оптимальной скорости закачки кислотных составов с учетом карбонатности коллектора / В. А. Новиков, Д. А. Мартюшев // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 3 (615). – С. 26–30.

38. Новиков, В. А. Опыт применения кислотных составов в карбонатных отложениях нефтяных месторождений Пермского края / В. А. Новиков, Д. А. Мартюшев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т. 20. – № 1. – С. 72–87.

39. Новиков, В. А. Прогнозирование эффективности кислотного воздействия на основе построения математических моделей, учитывающих технологию и используемую композицию / В. А. Новиков // Технологии нефти и газа. – 2021. – № 1 (132). – С. 30–35.

40. Новокрещенных, Д. В. Эффективность реализации технологии радиального бурения и матричных кислотных обработок карбонатных коллекторов месторождений Пермского края / Д. В. Новокрещенных, А. В. Распопов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 118–121.

41. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / А. И. Шипилов, Е. В. Крутихин, Н. В. Кудреватых, А. И. Миков // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 80–83.

42. Определение оптимальной скорости закачки кислотных составов по результатам исследований на кернях / Г. П. Хижняк, И. Н. Пономарева, А. М. Амиров, В. Н. Глущенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 52–54.

43. Определение растворяющей способности фторсодержащих кислотных систем по отношению к кварцевой составляющей породы терригенного коллектора / Л. А. Магадова, А. Н. Сиротин, М. Д. Пахомов, З. Р. Давлетов // Территория Нефтегаз. – 2020. – № 7–8. – С. 72–80.

44. Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора / Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина, М. Д. Пахомов, З. Р. Давлетов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – №9. – С. 31–36.

45. Освоение скважин: Справочное пособие / А. И. Булатов, Ю. Д. Качмар, П. П. Макаренко, Р. С. Яремийчук. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 473 с.

46. Оценка характера воздействия на пласт кислотных обработок / Р. А. Козихин, А. М. Даминов, И. Г. Фаттахов, А. Х. Габбасов, Э. Ф. Велиев, Л. С. Кулешова, А. Р. Сафиуллина, Д. И. Кобища, А. Х. Габзалилова, Д. И. Ахметшина // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 5. – С. 84–94.

47. Оценка эффективности воздействия кислотных составов на керны с использованием регрессионного анализа / В. И. Галкин, Г. П. Хижняк, А. М. Амиров, Е. А. Гладких // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 38–48.

48. Паникаровский, В. В. Кислотные обработки сложнопостроенных коллекторов / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 40–45.

49. Пат. Рос. Федерации «Способ оценки эффективности кислотной обработки карбонатных пластов»: пат. 2790639 RU / В. А. Новиков, Д. А. Мартюшев; заявитель и патентообладатель: ФГАОУ ВО ПНИПУ. – № 2022104592; заявл. 22.02.2022, опубл. 28.02.2023.

50. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

51. Пономарева, И. Н. К обработке кривых восстановления давления низкопродуктивных скважин / И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 78–79.

52. Пономарева, И. Н. Применение многоуровневого статистического моделирования для оценки взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами / И. Н. Пономарева, В. И. Галкин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 4 (616). – С. 6–9.

53. Проблема исследования коррозии гибких труб, возникающая при кислотных обработках / Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина, О. Ю. Ефанова, К. А. Потешкина // Технологии нефти и газа. – 2012. – № 2 (79). – С. 12–15.

54. Разработка статистической модели прогноза эффективности проппантного ГРП по геолого-технологическим показателям для верейского карбонатного нефтегазоносного комплекса / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин, А. С. Казанцев, С. А. Кондратьев, В. А. Жигалов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 48–54.

55. Результаты обработок составом ДН-9010 призабойных зон пластов Бш нефтяных месторождений района ВКМКС / В. В. Поплыгин, И. С. Давыдова, И. В. Кузнецов, С. В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2010. – № 5. – С. 70–74.

56. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющих систем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / С. С. Черепанов, Т. Р. Балдина, А. В. Распопов, А. С. Казанцев, С. А. Чалин, С. А. Кондратьев, Т. С. Якимова, В. А. Жигалов, С. Н. Глазырин, О. Б. Кукушкина, М. И. Кашин, А. А. Мокрушин, А. И. Шипилов, М. С. Турбаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 19–28.

57. Решетников, С. М. Ингибиторы кислотной коррозии металлов / С. М. Решетников. – Л.: Химия, 1986. – 144 с.

58. Рябов, В. Д. Химия нефти и газа: учебное пособие / В. Д. Рябов. – М.: ИД «ФОРУМ», 2012. – 336 с.

59. Савенок, О. В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О. В. Савенок, Ю. Д. Качмар, Р. С. Яремийчук. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

60. Суркова, А. Н. Схема технологической цепочки обработки призабойной зоны пласта для увеличения нефтеотдачи неоднородных карбонатных коллекторов / А. Н. Суркова // Георесурсы. – 2008. – № 2 (25). – С. 33–34.

61. Сучков, Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов / Б. М. Сучков. – Москва — Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 688 с.

62. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов, Л. А. Стасьева, И. В. Кувшинов // Георесурсы. – 2019. – № 21 (4). – С. 103–113.

63. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / Г. П. Хижняк, И. Н. Пономарева, А. М. Амиров, П. Ю. Илюшин, В. Н. Глущенко, О. А. Пташко // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 116–119.

64. Хузин, Р. А. Лабораторное изучение влияния концентрации и скорости закачки кислоты на развитие червоточин при пластовых условиях / Р. А. Хузин, Г. П. Хижняк // Вестник Пермского национального исследовательского



политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т. 19. – № 4. – С. 356–372.

65. Хузин, Р. А. Оптимизация повторных кислотных обработок на основе совершенствования подходов к моделированию / Р. А. Хузин // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020. – № 1. – С. 47–53.

66. Экспериментальные и промысловые испытания обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ / Д. Ю. Крянев, А. М. Петраков, Т. С. Рогова, А. В. Билинчук // Бурение и нефть. – 2006. – № 8. – С. 8–11.

67. A comprehensive model of high-rate matrix-acid stimulation for long horizontal wells in carbonate reservoirs: Part I – scaling up core-level acid wormholing to field treatments / K. Furui, R. C. Burton, D. W. Burkhead, N. A. Abdelmalek, A. D. Hill, D. Zhu, M. Nozaki // SPE Journal. – 2012. – Vol. 17. – P. 271–279.

68. A comprehensive model of high-rate matrix-acid stimulation for long horizontal wells in carbonate reservoirs: Part II – wellbore/reservoir coupled-flow modeling and field application / K. Furui, R. C. Burton, D. W. Burkhead, N. A. Abdelmalek, A. D. Hill, D. Zhu, M. Nozaki // SPE Journal. – 2012. – Vol. 17. – P. 280–291.

69. A new approach for the demonstration of acidizing parameters of carbonates: experimental and field studies / V. A. Novikov, D. A. Martyushev, Y. Li, Y. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 213. – P. 110363.

70. Acid stimulation in carbonates: A laboratory test of a wormhole model based on Damköhler and Péclet numbers / H. Al-Arji, A. Al-Azman, F. Le-Hussain, K. Regenauer-Lieb // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 203. – P. 108593.

71. Acid treatment of carbonate reservoir with a new dual action microemulsion: selection of optimal application conditions / R. A. Derendyaev, V. A. Novikov, D. A. Martyushev, Z. Liu, Y. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 216. – P. 110809.

72. Acidizing combined with heat generating system in low-temperature dolomitized wax damaged carbonates / A. E. Folomeev, A. F. Magadiev,

A. R. Khatmullin, I. A. Taipov, S. A. Vakhrushev, T. R. Galiev, F. K. Mukhametov // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020.

73. Aladasani, A. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques / A. Aladasani, B. Bai // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, June 2010.

74. Al-Arji, H. The impact of effective tortuosity on carbonate acidizing and the validation of Damköhler and Péclet dimensionless phase space / H. Al-Arji, A. Alazman, K. Regenauer-Lieb // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 212. – P. 110313.

75. An effective acid placement technique to stimulate high-temperature sandstone and carbonate formations / A. M. Gomaa, J. Cutler, Q. Qu, J. Boles, H. Sun // International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, March 2013.

76. An experimental investigation into the effect of pore size distribution on the acid-rock reaction in carbonate acidizing / H. Yoo, J. Park, Y. Lee, J. Lee // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 180. – P. 504–517.

77. An experimental study on acid-rock reaction kinetics using dolomite in carbonate acidizing / H. Yoo, Y. Kim, W. Lee, J. Lee // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 168. – P. 478–494.

78. Buijse, M. A semi-empirical model to calculate wormhole growth in carbonate acidizing / M. Buijse, G. Glasbergen // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, USA, October 2005.

79. Cheng, H. The effect of evolved CO<sub>2</sub> on wormhole propagation in carbonate acidizing / H. Cheng, D. Zhu, A. D. Hill // SPE Journal. – 2017. – Vol. 32. – P. 325–332.

80. Conventional diverting techniques and novel fibr-assisted self-diverting system in carbonate reservoir acidizing with successful case studies / R. Abdollahi, H. Esfandyari, M. N. Pari, A. Davarpanah // Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6. – Iss. 3. – P. 247–256.

81. Core-scale description of porous media dissolution during acid injection. Part II. Calculation of the effective properties / F. Golfier, M. Quintard, B. Bazin,

R. Lenormand // *Computational and Applied Mathematics*. – 2006. – Vol. 25. – № 1. – P. 55–78.

82. Crowe, C. W. Evaluation of agents for preventing precipitation of ferric hydroxide from spent treating acid / C. W. Crowe // *Journal of Petroleum Technology*. – 1985. – P. 691–695.

83. Crowe, C. W. Trends in matrix acidizing / C. W. Crowe, J. Masmonteil, R. Thomas // *Oilfield Review*. – 1992. – Vol. 4. – Iss. 4. – P. 22–40.

84. Daccord, G. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon / G. Daccord, E. Touboul, R. Lenormand // *SPE Production Engineering*. – 1989. – Vol. 4. – № 1. – P. 63–68.

85. Daccord, G. Chemical dissolution of a porous medium by a reactive fluid – I. Model for the «wormholing» phenomenon / G. Daccord, R. Lenormand, O. Liétard // *Chemical Engineering Science*. – 1993. – Vol. 48. – Iss. 1. – P. 169–178.

86. Daccord, G. Fractal patterns from chemical dissolution / G. Daccord, R. Lenormand // *Nature*. – 1987. – Vol. 325. – P. 41–43.

87. Damköhler number-based research on dividing dissolution patterns in carbonate acidizing / N. Qi, G. Chen, M. Fang, B. Li, C. Liang, X. Ren, K. Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 170. – P. 922–931.

88. Ebrahim, A. S. A structured approach for the diagnosis of formation damage caused by organic scale deposits and surface-active agents, Part II: Expert system development / A. S. Ebrahim, A. A. Garrouch, H. M. S. Lababidi // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – Vol. 138. – P. 245–252.

89. Economides, M. J. *Petroleum production systems* / M. J. Economides, A. D. Hill, C. Ehlig-Economides. – Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall, 1994. – 611 p.

90. Emulsified acid systems for oil well stimulation: a review / A. A. Adewunmi, T. Solling, A. S. Sultan, T. Saikia // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 208 (Part C). – P. 109569.

91. Enhancing oil recovery by adding surfactants in fracturing water: a Montney case study / H. Yarveicy, A. Habibi, S. Pegov, A. Zolfaghari, H. Dehghanpour // *SPE Canada Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, Canada, March 2018*.

92. Experimental investigation on wormhole propagation during foamed-VES acidizing / L. Zhang, J. He, H. Wang, Z. Li, F. Zhou, J. Mou // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 198. – P. 108139.

93. Experimental study of the influence of the content of calcite and dolomite in the rock on the efficiency of acid treatment / D. A. Martyushev, S. K. Govindarajan, Y. Li, Y. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – P. 109770.

94. Fogler, H. S. Acidization III – The kinetics of the dissolution of sodium and potassium feldspar in HF/HCl acid mixtures / H. S. Fogler, K. Lund, C. C. McCune // Chemical Engineering Science. – 1975. – Vol. 30. – Iss. 11. – P. 1325–1332.

95. Frasch, H. Increasing the flow of oil wells. Patent USA No. US556669, 1896.

96. Fredd, C. N. Alternative stimulation fluids and their impact on carbonate acidizing / C. N. Fredd, H. S. Fogler // SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, USA, February 1996.

97. Fredd, C. N. Microemulsion applications in carbonate reservoir stimulation / C. N. Fredd, M. L. Hoefner, H. S. Fogler // Properties and Uses of Microemulsions, London, United Kingdom: IntechOpen, 2017.

98. Fredd, C. N. Optimum conditions for wormhole formation in carbonate porous media: influence of transport and reaction / C. N. Fredd, H. S. Fogler // SPE Journal. – 1999. – Vol. 4. – P. 196–205.

99. Fredd, C. N. Validation of carbonate matrix stimulation models / C. N. Fredd, M. J. Miller // SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 2000.

100. Fredd, C. N. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media / C. N. Fredd, H. S. Fogler // AIChE Journal. – 1998. – Vol. 44. – Iss. 9. – P. 1933–1949.

101. Frick, T. P. Analysis of radial core experiments for hydrochloric acid interaction with limestones / T. P. Frick. B. Mostofizadeh, M. J. Economides // SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, USA, February 1994.

102. From pore scale to wellbore scale: Impact of geometry on wormhole growth in carbonate acidization / C. E. Cohen, D. Ding, M. Quintard, B. Bazin // *Chemical Engineering Science*. – 2008. – Vol. 62. – Iss. 12. – P. 3088–3099.

103. Garrouch, A. A. A contemporary approach to carbonate matrix acidizing / A. A. Garrouch, A. R. Jennings // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 158. – P. 129–143.

104. Gong, M. Quantitative model of wormholing process in carbonate acidizing / M. Gong, A. M. El-Rabaa // *SPE Mid-Continent Operations Symposium*, Oklahoma City, Oklahoma, USA, March 1999.

105. Hoefner, M. L. Fluid-velocity and reaction-rate effects during carbonate acidizing: application of network model / M. L. Hoefner, H. S. Fogler // *SPE Journal*. – 1989. – Vol. 4. – P. 56–62.

106. Hoefner, M. L. Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media / M. L. Hoefner, H. S. Fogler // *AIChE Journal*. – 1988. – Vol. 34. – Iss. 1. – P. 45–54.

107. Huang, T. Prediction of wormhole population density in carbonate matrix acidizing / T. Huang, D. Zhu, A. D. Hill // *SPE European Formation Damage Conference*, The Hague, Netherlands, May 1999.

108. Hung, K. M. A mechanistic model of wormhole growth in carbonate matrix acidizing and acid fracturing / K. M. Hung, A. D. Hill, K. Supehnoori // *Journal of Petroleum Technology*. – 1989. – Vol. 41. – P. 59–66.

109. Izgec, O. Numerical and experimental investigation of acid wormholing during acidization of vuggy carbonate rocks / O. Izgec, A. D. Hill, D. Zhu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2010. – Vol. 74. – P. 51–66.

110. Jacobs, I. C. Asphaltene precipitation during acid stimulation treatments / I. C. Jacobs, M. A. Thorne // *SPE Formation Damage Control Symposium*, Lafayette, Louisiana, USA, February 1986.

111. Jamali, A. Good wells make better stimulation candidates: an evidence-based analysis / A. Jamali, A. Etehadtavakkol // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 167. – P. 216–226.

112. Jamaloei, B. Y. A critical review of common models in hydraulic-fracturing simulation: a practical guide for practitioners / B. Y. Jamaloei // *Theoretical and Applied Fracture Mechanics*. – 2021. – Vol. 113. – P. 102937.

113. Khalid, M. A. Revisiting reaction kinetics and diffusion rate of dolomitic rock with HCl / M. A. Khalid, A. Sultan, X. Qiu // *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, September 2015*.

114. Liu, M. Effect of normally distributed porosities on dissolution pattern in carbonate acidizing / M. Liu, S. Zhang, J. Mou // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2012. – Vol. 94–95. – P. 28–39.

115. Location and magnitude of formation damage due to iron precipitation during acidizing carbonate rocks / A. I. Assem, H. T. Kumar, H. A. Nasr-El-Din, C. A. De Wolf // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 179. – P. 337–354.

116. Magual, A. Acoustic and electroacoustic spectroscopy of water-in-diluted-bitumen emulsions // A. Magual, G. Horváth-Szabó, J. H. Masliyah // *Langmuir*. – 2005. – Vol. 21. – Iss. 19. – P. 8649–8657.

117. Mahmoodi, A. Porous media acidizing simulation: new two-phase two-scale continuum modeling approach / A. Mahmoodi, A. Javadi, B. S. Sola // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 166. – P. 679–692.

118. Mann, H. B. On a test of whether one of two random variables is stochastically larger than the other / H. B. Mann, D. R. Whitney // *The Annals of Mathematical Statistics*. – 1947. – Vol. 18. – Iss. 1. – P. 50–60.

119. Martyushev, D. A. Development and application of a double action acidic emulsion for improved oil well performance: laboratory tests and field trials / D. A. Martyushev, J. Vinogradov // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*. – 2021. – Vol. 612. – P. 125998.

120. Martyushev, D. A. Evaluation of opening of fractures in the Logovskoye carbonate reservoir, Perm Krai, Russia / D. A. Martyushev, A. Yurikov // *Petroleum Research*. – 2021. – Vol. 6. – Iss. 2. – P. 137–143.

121. Methods of predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment using hydrodynamic simulation / I. Putilov, S. Krivoshchekov, K. Vyatkin, A. Kochnev, K. Ravelev // *Applied Sciences (Switzerland)*. – 2020. – Vol. 10. – Iss. 14. – P. 4828.

122. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / P. Liu, J. Yao, G. D. Couples, J. Ma, Z. Huang, H. Sun // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 154. – P. 284–301.

123. Modelling temperature-influenced acidizing process in fractured carbonate rocks / G. Ma, Y. Chen, Y. Jin, H. Wang // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2018. – Vol. 105. – P. 73–84.

124. Moore, E. W. Formation, effect and precipitation of asphaltene sludges during stimulation treatments / E. W. Moore, C. W. Crowe, A. R. Hendrickson // *Journal of Petroleum Technology*. – 1965. – Vol. 17. – Iss. 9. – P. 1023–1028.

125. Nachar, N. The Mann-Whitney U: a test for assessing whether two independent samples come from the same distribution / N. Nachar // *Tutorials In Quantitative Methods For Psychology*. – 2008. – Vol. 4. – Iss. 1. – P. 13–20.

126. Numerical simulation of the acidizing process and PVBT extraction methodology including porosity/permeability and mineralogy heterogeneity / T. J. L. De Oliveira, A. R. Melo, J. A. A. Oliveira, A. Z. I. Pereira // *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, February 2012*.

127. Numerical studies and analysis on reactive flow in carbonate matrix acidizing / C. Jia, K. Supehnoori, Z. Huang, H. Zhang, J. Yao // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 201. – P. 108487.

128. On the ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous medium / F. Golfier, C. Zarcone, B. Bazin, R. Lenormand, D. Lasseux, M. Quintard // *Journal of Fluid Mechanics*. – 2002. – Vol. 457. – P. 213–254.

129. Optimum injection rate of a new chelate that can be used to stimulate carbonate reservoirs / M. A. Mahmoud, H. A. Nasr-El-Din, C. A. De Wolf, J. N. LePage // *SPE Journal*. – 2011. – Vol. 16. – P. 968–980.

130. Panga, M. K. R. Modeling, simulation and comparison of models for wormhole formation during matrix stimulation of carbonates / M. K. R. Panga, V. Balakotaiah, M. Ziauddin // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, September 2002.

131. Petroleum production systems. Second edition / M. J. Economides, A. D. Hill, C. Ehlig-Economides, D. Zhu. – Upper Saddle River, N.J.: Prentice Hall, 2013. – 730 p.

132. Phase-field modeling of wormhole formation and growth in carbonate matrix acidizing / K. Furui, T. Abe, T. Watanabe, K. Yoshioka // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 209. – P. 109866.

133. Ponomareva, I. N. Evaluation of hydraulic fracturing results based on the analysis of geological field data / I. N. Ponomareva, D. A. Martyushev // Georesursy. – 2020. – Vol. 22. – Iss. 2. – P. 8–14.

134. Ponomareva, I. N. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis / I. N. Ponomareva, V. I. Galkin, D. A. Martyushev // Petroleum Research. – 2021. – Vol. 6. – Iss. 4. – P. 351–360.

135. Propagation characteristics of optimum wormhole in carbonate matrix acidizing using micro X-ray CT imaging / H. Yoo, Y. Kim, H. Jang, J. Lee // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. – P. 108010.

136. Prospective acid microemulsions development for matrix acidizing petroleum reservoirs / R. T. R. Carvalho, P. F. Oliveira, L. C. M. Palermo, A. A. G. Ferreira, C. R. E. Mansur // Fuel. – 2019. – Vol. 238. – P. 75–85.

137. Ratnakar, R. Carbonate matrix acidizing with Gelled acids: an experimental-based modeling study / R. Ratnakar, N. Kalia, V. Balakotaiah // SPE International Production and Operations Conference & Exhibition, Doha, Qatar, May 2012.

138. Schechter, R. S. Oil Well Stimulation / R. S. Schechter. – Englewood Cliffs, New Jersey, USA: Prentice Hall, 1992. – 640 p.

139. Schechter, R. S. The change in pore size distribution from surface reactions in porous media / R. S. Schechter, J. L. Gidley // AIChE Journal. – 1969. – Vol. 15. – № 3. – P. 339–350.



140. Shirazi, M. M. Damage evaluation of acid-oil emulsion and asphaltic sludge formation caused by acidizing of asphaltenic oil reservoir / M. M. Shirazi, S. Ayatollahi, C. Ghotbi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 174. – P. 880–890.

141. Talbot, M. S. Beyond the Damköhler number: a new interpretation of carbonate wormholing / M. S. Talbot, R. D. Gdanski // Europec/EAGE Conference and Exhibition, Rome, Italy, June 2008.

142. Tardy, P. M. J. An experimentally validated wormhole model for self-diverting and conventional acids in carbonate rocks under radial flow conditions / P. M. J. Tardy, B. Lecerf, Y. Christanti // European Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, May 2007.

143. Temperature impact on linear and radial wormhole propagation in limestone, dolomite, and mixed mineralogy / M. S. Aljawad, H. Aboluhom, M. P. Schwalbert, A. Al-Mubarak, S. Alafnan, M. Mahmoud // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – Vol. 93. – P. 104031.

144. The occurrence and control of acid-induced asphaltene sludge / L. R. Houchin, D. D. Dunlap, B. D. Arnold, K. M. Domke // SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, USA, February 1990.

145. Understanding wormholes in carbonates: Unprecedented experimental scale and 3-D visualization / D. R. McDuff, C. E. Shuchart, S. K. Jackson, D. Postl, J. S. Brown // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 2010.

146. Wang, Y. The optimum injection rate for matrix acidizing of carbonate formations / Y. Wang, A. D. Hill, R. S. Schechter // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, October 1993.

147. X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks / A. C. Machado, T. J. L. Oliveira, F. B. Cruz, R. T. Lopez, I. Lima // Applied Radiation and Isotopes. – 2015. – Vol. 96. – P. 129–134.

148. Yarveicy, H. Application of lauryl betaine in enhanced oil recovery: A comparative study in micromodel / H. Yarveicy, A. Javaheri // Petroleum. – 2019. – Vol. 5. – Iss. 2. – P. 123–127.

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

№ \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_

**УТВЕРЖДАЮ:**

Начальник Управления разработки  
нефтяных и газовых месторождений  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»,  
кандидат технических наук



\_\_\_\_\_ Е.В. Филиппов

## **АКТ О ВНЕДРЕНИИ**

результатов исследований по обоснованию технологических параметров проведения кислотных обработок в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Настоящий акт подтверждает внедрение в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» научной разработки, выполненной Новиковым Владимиром Андреевичем, аспирантом кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Обоснование технологических параметров проведения кислотных обработок является актуальной задачей, стоящей перед нефтедобывающими предприятиями, в условиях массового тиражирования технологии и увеличения стоимости химических реагентов.

В этой связи научное исследование, выполненное Новиковым Владимиром Андреевичем в рамках подготовки диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, направлено на решение важной как с точки зрения науки, так и производства задачи – определению объемов кислотных составов и продолжительности выдержки их на реакцию в продуктивной толще, обеспечивающих наибольшую технологическую эффективность воздействия на карбонатные коллектора.

Обоснование технологических параметров для проведения кислотных обработок выполнено на примере месторождений Пермского края, приуроченных к Соликамской депрессии, как на основе комплекса лабораторных экспериментов, так и посредством обработки геолого-промысловых данных в соответствии с разработанным автором способом, предусматривающим построение ранговой матрицы, объединяющей в себе информацию по кратности мероприятий, изменению эксплуатационных параметров скважин, продуктивных и фильтрационных характеристик пласта после стимуляции. Результаты определения с помощью ранговой матрицы необходимых объемов кислотных составов и продолжительности их выдержки в пласте на реакцию для реализации мероприятий соответствуют данным лабораторных экспериментов, дальнейшая апробация метода демонстрирует его достоверность и работоспособность.

Рекомендуется применение и дальнейшее тиражирование результатов диссертационного исследования на другие активы ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Начальник отдела повышения нефтеотдачи  
пластов и интенсификации добычи нефти

\_\_\_\_\_ (А.А. Кузнецов)

Начальник отдела промыслово-геофизических  
и гидродинамических исследований

\_\_\_\_\_ (М.Б. Савчик)



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

# РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2790639

### СПОСОБ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ

Патентообладатель: *федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Пермский национальный исследовательский политехнический университет" (RU)*

Авторы: *Новиков Владимир Андреевич (RU), Мартюшев Дмитрий Александрович (RU)*

Заявка № 2022104592

Приоритет изобретения 22 февраля 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 28 февраля 2023 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 22 февраля 2042 г.

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью  
Сертификат 68b80377c14c297069fedb024145d5c7  
Владимир Зубов Юри Сергеевич  
Действителен с 20.05.2022 по 20.05.2025

*Ю.С. Зубов*

