

Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет»

На правах рукописи

**КАЗАНЦЕВ АНДРЕЙ СЕРГЕЕВИЧ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ОКОЛОСКВАЖИННОГО  
ПРОСТРАНСТВА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СЕЛЕКТИВНОЙ  
ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ  
БАШКИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ 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  
Турбаков Михаил Сергеевич

Пермь 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ИЗУЧЕНИЕ ОПЫТА ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН БАШКИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КИСЛОТНЫМИ СИСТЕМАМИ .....	9
1.1. Геолого-физическая характеристика залежей нефти в карбонатных коллекторах башкирских отложений Пермского края.....	9
1.2. Влияние геолого-физических условий на эффективность разработки нефтяных залежей башкирских отложений. Условия и причины локализации остаточных запасов .....	11
1.3. Эффективность применяемых методов интенсификации добычи нефти для башкирских отложений .....	22
1.4. Постановка цели и задач исследования .....	24
ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОТКЛОНЯЮЩИХ СИСТЕМ ДЛЯ КОМПЛЕКСНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНОЙ ГОРНОЙ ПОРОДЫ.....	26
2.1. Обоснование выбора отклоняющих систем .....	26
2.2. Лабораторные исследования самоотклоняющихся составов .....	29
2.3. Лабораторные исследования отклонителей на основе инвертных эмульсий.....	47
ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЗНАЧЕНИЙ СКИН-ФАКТОРА ОТДЕЛЬНЫХ ПРОПЛАСТКОВ СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОГО КАРБОНАТНОГО РАЗРЕЗА.....	51
3.1. Принципы комплексного теоретического определения скин-фактора. Обзор методов моделирования формирования червоточин .....	51
3.2. Расчет возможного радиуса проникновения червоточин в призабойной зоне скважины .....	54

3.3. Способ определения поинтервальных значений скин-фактора для условий послойной неоднородности мономинеральных карбонатных отложений .....	56
ГЛАВА 4. ПОСТРОЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ МОДЕЛЕЙ СКИН-ФАКТОРА ДЛЯ ПОСЛОЙНО НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ .....	62
ГЛАВА 5. МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КОМПЛЕКСНЫМИ КИСЛОТНЫМИ СИСТЕМАМИ С ОТКЛОНИТЕЛЯМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ .....	74
5.1. Обзор применяемых методов прогнозирования дебита добывающей скважины при кислотной обработке .....	74
5.2. Методика настройки, адаптации гидродинамической модели на историю .....	76
5.3. Методика прогнозирования дебита скважины после кислотной обработки с отклоняющими системами .....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Акт о внедрении результатов диссертационной работы в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми .....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Акт о внедрении результатов диссертационной работы в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» .....	109
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Результаты расчета значений скин-фактора по пропласткам .....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Примеры ГДИ .....	115

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Актуальность диссертационной работы определяется значительными остаточными запасами нефти башкирских карбонатных отложений месторождений Пермского края – более 126 млн т по 86 месторождениям. Опыт разработки объектов среднего карбона превышает 65 лет, при этом текущая выработка от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) составляет 43 %, текущий средний темп отбора от НИЗ имеет низкие значения и не превышает 1,6 %. Данные запасы требуют совершенствования технологии интенсификации добычи нефти в условиях роста обводненности.

Башкирский ярус среднего карбона на территории Пермского края характеризуется послойной и латеральной неоднородностью. Особенностью большей части указанных отложений является отсутствие или ограниченность эффективной вертикальной гидродинамической связи между прослоями пород.

Для интенсификации добычи применяются различные геолого-технические мероприятия (ГТМ): кислотные обработки (КО), в том числе с сочетанием перфорации и реперфорации; кислотный и пропантный гидравлические разрывы пласта (ГРП), радиальное бурение и др. В условиях объективного роста обводненности добываемой продукции возможность применения указанных ГТМ сокращается, роль технологии селективного действия и необходимость ее совершенствования возрастает.

**Степень разработанности темы.** Вопросами увеличения интенсификации добычи нефти залежей, характеризующихся послойной неоднородностью, занимались Б.Т. Байшев, Ю.П. Борисов, М.Ю. Бурумбаева, В.В. Воинов, В.Е. Гавура, А.В. Гавура, А.И. Гарайшин, З.С. Идиятуллина, В.В. Исайчев, Д.Т. Киямова, С.В. Кожакин, В.И. Колганов, Т.Ф. Манапов, А.В., А.В. Насыбуллин, В.А. Новиков, В.Н. Петров, И.Н. Пономарева, З.К. Рябинина, М.Л. Сургучев, А.Г. Телин, И.Н. Хакимзянов, М.М. Хасанов, Н.И. Хисамутдинов и многие другие.

Значительный вклад в развитие теории и моделирование воздействия кислотных систем на горную породу внесли А.В. Андреев, О.В. Андреев, Б.Г. Ахмадуллин, Г.С. Дубинский, А.Т. Горбунов, С.Ю. Жучков, К.В. Киселев, Т.А. Кремлева,

Д.Ю. Крянев, Б.Г. Логинов, Д.А. Мартюшев, О.М. Мирсаетов, Н.Н. Орлов, А.М. Петраков, А.О. Солодовников, А.С. Смирнов, К.А. Турегелдиева, А.Р. Туриянов, К.М. Федоров, М.А. Хазиев, Р.А. Хузин, G. Daccord, M.J. Economides, C.N. Fredd, M.L. Hoefner, P.B. Kelemen, K.G. Nolte, J.T. Wells, R.S. Schechter, D. Zhu.

Несмотря на многочисленные теоретические, экспериментальные и опытно-промышленные работы, направленные на изучение процессов воздействия кислотных составов на горную породу, вопросы определения радиуса измененной призабойной зоны скважин при формировании червоточин с использованием общепринятых геолого-промысловых данных не имеют в настоящее время своего эффективного решения. Важным условием успешного проведения ГТМ селективного действия является определение требуемых реологических характеристик отклоняющих систем для исследуемых геолого-физических условий. Актуальным является вопрос установления геологических параметров, определяющих в разрезе формирование режимов компактного растворения и червоточин при кислотном воздействии. Применение гидродинамических моделей (ГДМ) при прогнозировании технологической эффективности работы скважин при кислотном воздействии с отклонителями ограничено.

**Целью работы является** исследование изменений характеристик околоскважинного пространства послойно-неоднородных пластов при монокислотном воздействии для прогнозирования и повышения эффективности селективного воздействия кислотными системами с отклонителями (на примере башкирских карбонатных отложений Пермского края).

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**.

1. Провести анализ применяемых отклоняющих систем при селективном воздействии кислотными составами.
2. Разработать способ определения поинтервальных значений скин-фактора в условиях послойной неоднородности карбонатных отложений с использованием общепринятой геолого-промысловой информации.
3. Установить геологические параметры, определяющие режимы компактного растворения и формирования червоточин.

4. Разработать методику адаптации гидродинамической модели залежи и прогнозирования режима работы скважин после воздействия на призабойную зону кислотными системами с отклонителями.

**Объектом исследований** являются породы-коллекторы башкирских отложений месторождений Пермского края и их характеристики в околоскважинной зоне, изменяющиеся при проведении кислотных обработок.

**Предмет исследования:** селективная технология кислотного воздействия и параметры призабойной зоны пласта.

### **Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы**

1. Обоснованы значения радиуса измененных околоскважинных зон пропластков за счет формирования червоточин в рассматриваемых условиях.

2. С использованием распространенной промысловой информации впервые получено распределение значений скин-фактора пропластков вскрытого разреза.

3. Впервые установлен комплекс геологических параметров, определяющих разные режимы растворения, проницаемость и начальная нефтенасыщенность обуславливают режим компактного растворения, пористость определяет режим формирования червоточин.

### **Практическая значимость**

1. Обоснован выбор оптимальных отклоняющих систем технологии селективного кислотного воздействия, для условий послойно-неоднородного разреза башкирских отложений месторождений Пермского края, позволяющих временно блокировать высокопроницаемые, в т.ч. обводненные пропластки, тем самым обеспечивая направление кислотного состава на низкопроницаемую часть разреза, что повышает технологическую и экономическую эффективность кислотных обработок для рассматриваемых условий.

2. На основании лабораторных исследований установлено, что наиболее эффективная область применения самотклоняющихся кислотных систем ограничивается проницаемостью менее 200 мД.

3. Обоснованное использование дифференцированной оценки скин-фактора по пропласткам позволяет повысить уровень настройки ГДМ на историю как

отдельных скважин, так и объекта в целом, что обеспечивает более точный прогноз технологической эффективности кислотной обработки с отклонителем.

4. На башкирских отложения проведено 167 КО с отклонителем на основе инвертной эмульсии, средний прирост нефти составил 4,2 т/сут. При этом средний прирост КО без отклоняющих систем составил 3,7 т/сут. На 38 скважинах с ГДИ до и после проведения КО с отклонителем отмечен прирост пластового давления в среднем на 17%. Приведённые показатели подтверждают эффективность предложенных решений.

Разработанные решения применяются при обосновании и моделировании проведения КО с отклонителями на месторождениях Пермского края, утверждены актами о промышленном внедрении в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми от 25.03.2024 (Приложение 1) и в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 04.08.2024 (Приложение 2).

#### **Методология и методы исследования**

Поставленные в диссертационной работе задачи решались путем лабораторных исследований реологических свойств отклоняющих систем, фильтрационными испытаниями на карбонатной породе и применением методов математического моделирования.

#### **Положения, выносимые на защиту**

1. Для условий порового коллектора послойно-неоднородного разреза башкирских отложений месторождений Пермского края с ранее сформированными червоточинами обоснован выбор отклоняющей системы технологии селективного кислотного воздействия.

2. Способ определения поинтервальных значений скин-фактора для условий послойной неоднородности мономинеральных карбонатных отложений.

3. Геологические параметры (пористость, проницаемость и нефтенасыщенность) определяют в пропластках режимы компактного растворения или формирования червоточин.

**Личный вклад автора** заключается в постановке цели и задач работы, выполнении теоретических исследований, планировании и анализе лабораторных

экспериментов и результатов гидродинамического моделирования, планировании проведения работ на скважинах, обработке полученных результатов, апробации и подготовке публикаций с основными результатами работы.

**Степень достоверности.** Достоверность и обоснованность полученных результатов исследований подтверждается возросшим уровнем адаптации усовершенствованной гидродинамической модели к истории и подтверждением прогнозных показателей. При выполнении лабораторных исследований использовался керновый материал и модели пластовых флюидов, тестирование составов проводилось на современном лабораторном оборудовании с использованием методов и средств физического и компьютерного моделирования.

**Апробация результатов работы.** Результаты работы рассматривались на XIX и XX Межрегиональных выставках «Нефть и Газ. Химия» (г. Пермь, 2017, 2018 гг.); международной конференции «Рассохинские чтения», УГТУ (г. Ухта, 2019 г.); международной научно-технической конференции «Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Пермь, 2019 г.); международной научно-практической конференции «Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья», Санкт-Петербургский горный университет (2022 г.), а также на научных семинарах кафедры нефтегазовых технологий ПНИПУ.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект №FSNM-2024-0008).

**Публикации.** Опубликовано шесть печатных работ, в том числе четыре статьи в издании, входящем в международную базу научного цитирования Scopus, и две статьи в журналах, входящих в перечень ведущих журналов и изданий, рекомендуемых ВАК Минобрнауки России.

**Объем и структура работы.** Диссертационная работа изложена на 119 страницах машинописного текста, включает в себя введение, пять глав, заключение, список литературы из 135 наименований. В работе представлены 41 рисунок и 21 таблица.



# ГЛАВА 1. ИЗУЧЕНИЕ ОПЫТА ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН БАШКИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КИСЛОТНЫМИ СИСТЕМАМИ

## 1.1. Геолого-физическая характеристика залежей нефти в карбонатных коллекторах башкирских отложений Пермского края

Башкирские отложения представлены на юге и севере Пермского края. Геолого-физическая характеристика и запасы по месторождениям различаются. Башкирский ярус среднего карбона представлен различными типами известняков, преимущественно состоящих на 98% из кальцита [1], характеризуется послойной и латеральной неоднородностью. Среди вторичных процессов в породах по данным изучения кернa отмечается выщелачивание, микро- и макротрещиноватость.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов башкирских отложений изучаемых месторождений варьируются в достаточно широком диапазоне, данные представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Фильтрационно-емкостные свойства башкирских отложений Пермского края

Свойство	Значение		
	от	до	среднее значение
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,002	0,403	0,082
Пористость, доли ед.	0,09	0,256	0,14
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,65	0,875	0,78

В соответствии с целью работы башкирские отложения рассматриваются с позиции наличия, характера и степени гидродинамической связи между продуктивными прослоями. Изучая результаты исследований башкирских отложений, основываясь на работах различных авторов, можно сделать вывод о том, что объем запасов в залежах с отсутствием или ухудшенной гидродинамической связью между пропластками существенен.

Отличительной особенностью башкирских отложений, характерной для всех месторождений Пермского края, является наличие послойной неоднородности, расчлененности продуктивных нефтяных пластов, с ограниченной или

отсутствующей гидродинамической связью между отдельными прослоями, характеризующимися различной проницаемостью, порой отличающейся на порядок. При этом выделяемые прослои преимущественно выдержаны по латерали.

В отдельных случаях вертикальную гидродинамическую связь между прослоями пород разной проницаемости обеспечивает трещиноватость и кавернозность. Распространение трещиноватых и кавернозных коллекторов преимущественно подчинено структурному фактору и в сводовой части структур отмечается большая доля такого коллектора, тогда как на крыльях структур трещиноватые и кавернозные коллекторы встречаются в меньшей степени [2–6].

Вопросы оценки кавернозности башкирских отложений месторождений Пермского края изучались в работах В.П. Митрофанова, отмечалось, что доля кавернозных пород может составлять 22–23 %. Процессы выщелачивания карбонатных пород происходили за счет миграции пластовых вод преимущественно по системе первичной пористости и в породах с изначально высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Участие трещинной системы в объемной фильтрации на момент формирования каверн оценивается как подчиненное [7].

На примере Сибирского месторождения Соликамской депрессии показано снижение проницаемости при снижении давления в пласте, что связано со смыканием трещин, в результате чего фактор, обеспечивающий вертикальную гидродинамическую связь между прослоями, снижает свою роль [8].

Свойства нефти представлены в достаточно широком диапазоне (Таблица 2), в большинстве нефти смолистые, парафинистые (Таблица 3).

Таблица 2 – Физические свойства нефти

Плотность, г/см <sup>3</sup>				Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	
в пластовых условиях		в поверхностных условиях			
от	До	от	до	от	до
0,69	0,92	0,80	0,93	0,69	30,2

Таблица 3 – Содержание компонентов в нефти

Сера, %		Парафин, %		Смолы и асфальтены, %	
от	До	от	до	от	до
0,5	4,2	1	6,7	4	30

Начальная пластовая температура варьируется от 18 до 36 °С.

Начальная газонасыщенность нефти для южной и северной групп различны, отмечается увеличение газонасыщенности для северной группы месторождений Пермского края (Таблица 4).

Таблица 4 – Начальная газонасыщенность нефти

Средние значения начальной газонасыщенности нефти, м <sup>3</sup> /т			
Южная группа месторождений		Северная группа месторождений	
от	до	от	до
10	128	22	283

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина башкирского комплекса изменяется в широких пределах, отложения характеризуются как высокорасчлененные (Таблица 5).

Таблица 5 – Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина и расчлененность

Параметр	Средние значения	
	от	до
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,1	16,8
Расчлененность, ед.	3	33
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,11	0,62

Высокая расчлененность, послойная неоднородность, изменчивость фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу, в отдельных случаях повышенная вязкость нефти являются определяющими факторами, снижающими эффективность выработки запасов, обуславливающих локализацию остаточных запасов по площади и разрезу, требующих учета при планировании методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.

## **1.2. Влияние геолого-физических условий на эффективность разработки нефтяных залежей башкирских отложений.**

### **Условия и причины локализации остаточных запасов**

Большая часть разрабатываемых месторождений Пермского края с выделенными эксплуатационными объектами в башкирских отложениях находятся на третьей стадии разработки, добыча нефти снижается, обводненность добываемой продукции растет. На рассматриваемых объектах выработка запасов

осуществляется с организацией системы поддержания пластового давления, преимущественно внутриконтурной закачкой воды через разрезающие ряды нагнетательных скважин, при площадном размещении нагнетательных скважин в варианте семиточечной системы разработки, в отдельных случаях применяется очаговое избирательное заводнение.

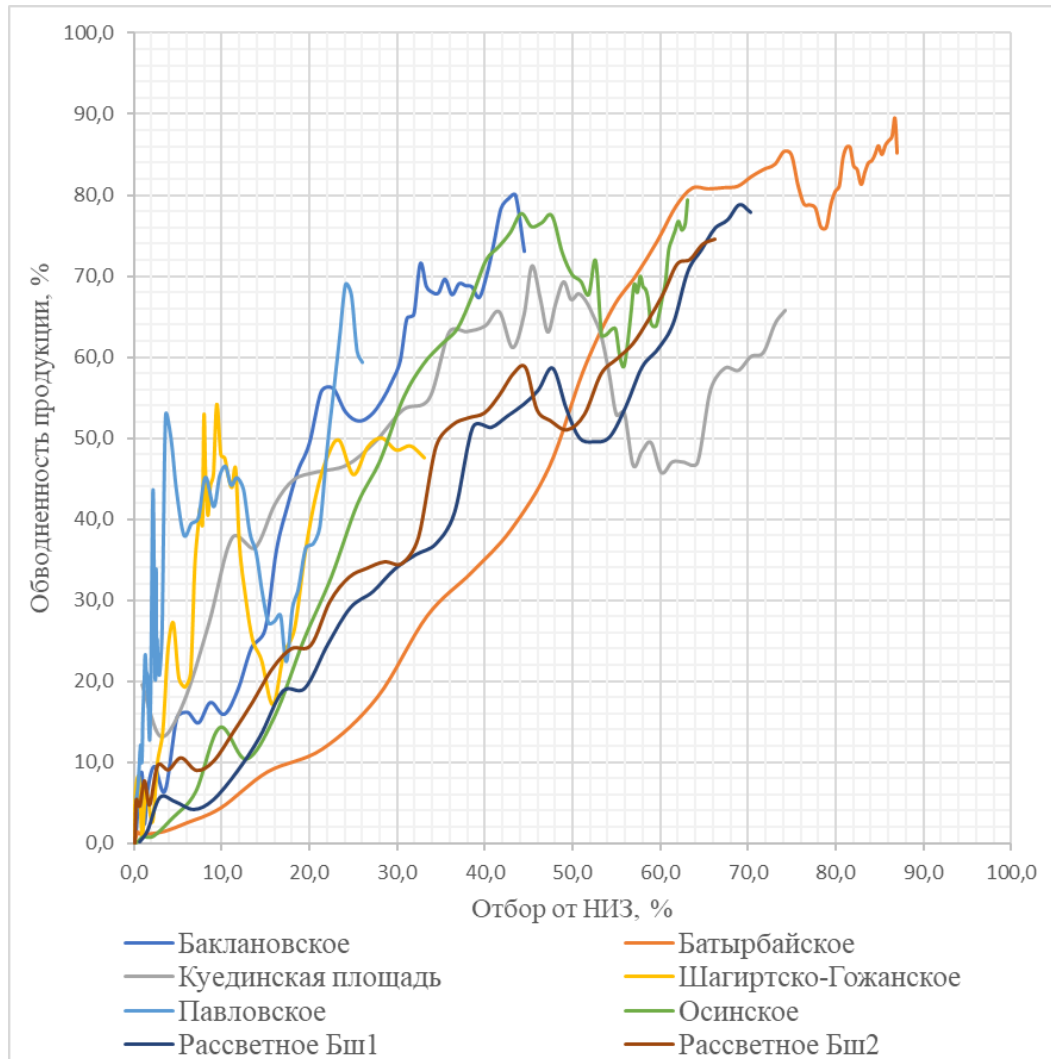


Рисунок 1 – Зависимость обводненности добываемой продукции от величины отбора начальных извлекаемых запасов нефти башкирских отложений месторождений юга Пермского края

Для южной группы месторождений характерно большее превышение обводненности добываемой продукции по отношению к степени выработки начальных извлекаемых запасов (Рисунок 1). Данное обстоятельство обусловлено в том числе большей компенсацией добываемой продукции закачкой в 1970–1980-е гг. для зрелых, давно разрабатываемых месторождений. По

месторождениям севера Пермского края в целом опережающее обводнение не так характерно, но в отдельных случаях имеет место быть (Рисунок 2).

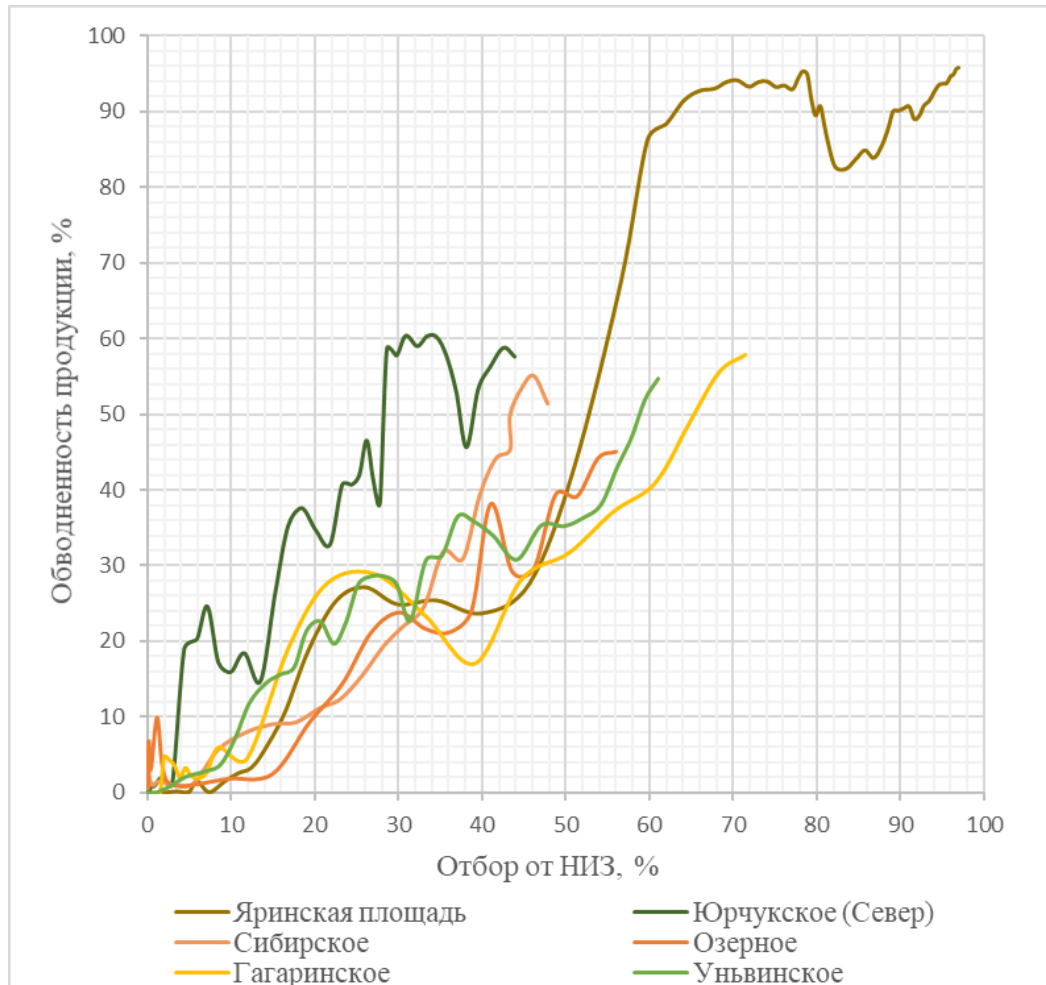


Рисунок 2 – Зависимость обводненности добываемой продукции от величины отбора начальных извлекаемых запасов нефти башкирских отложений месторождений севера Пермского края

Вопрос опережающего обводнения по объектам разработки, участкам залежи, группе скважин в условиях послойной неоднородности, необходимость регулирования закачки, обеспечение контроля компенсации по площади и разрезу являются актуальными для башкирских отложений месторождений Пермского края.

Остаточные запасы нефти башкирских отложений по разрабатываемым месторождениям сосредоточены по площади и разрезу.

В работах ряда исследователей отмечено, что в слоисто-неоднородных отложениях, в том числе карбонатных, с существенным контрастом проницаемости выработка запасов происходит неравномерно [9–20].

При организации заводнения происходит опережающее продвижение фронта вытеснения по наиболее проницаемой части разреза. Более того, данная ситуация усугубляется несовершенством стандартных КО, включая освоение скважин из бурения, когда воздействию подвергается преимущественно наиболее проницаемая часть разреза. При этом возможны ситуации, когда из-за несоответствия технологии освоения геолого-физическим условиям слоисто-неоднородных отложений низкопроницаемая часть разреза остается не вовлеченной в разработку.

Данное обстоятельство характеризует последний опыт применения технологий направленного, селективного воздействия на низкопроницаемую часть разреза на примере месторождений Пермского края за счет применения комплексных кислотных обработок с отклонителями [21, 22]. По данным гидродинамических исследований (ГДИ) ряда скважин, по которым с 2017 г. проведены указанные мероприятия, отмечено увеличение значений пластового давления в сравнении с данными ГДИ до проведения мероприятий (Таблица 6). Данное обстоятельство свидетельствует о подключении в работу части разреза, ранее не участвовавшего в фильтрации или имевшего незначительный приток. При этом, по данным анализа работы нагнетательных скважин, не отмечено существенного изменения их режимов. Пример изменения пластового давления и параметров работы скважины после проведения КО с отклонителем на основе инвертной эмульсии представлен на графике (Рисунок 3).

Обозначенное утверждение сложно опровергнуть или подтвердить проводимыми потокометрическими исследованиями добывающих скважин, поскольку чувствительность прибора не позволяет регистрировать приток менее 3–5 м<sup>3</sup>/сут. Причем больше, чем в половине случаев, на скважинах не проводили геолого-технические мероприятия более 15 лет по причине повышенной обводненности добываемой продукции (50–80 %) из-за риска роста доли попутно добываемой воды в продукции скважин при стандартных КО.

Таблица 6 – Результаты замеров пластового давления и эффективности мероприятий

Месторождение	Скважина	Залежь	Режим до ГТМ			Режим после ГТМ			Прирост нефти, т/сут	$P_{пл}$ , МПа до ГТМ	$P_{пл}$ , МПа после ГТМ	Изменение $P_{пл}$ , МПа
			$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{н}$ , т/сут	обводненность, %	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{н}$ , т/сут	обводненность, %				
Курбатовское	116	Г	5,8	3,2	35	16,0	7,2	48	4,0	15,3	18,9	3,6
Маговское	13	Т-Фм	1,0	0,4	44	16,0	3,5	73	3,1	15,6	17,9	2,3
Озерное	504	Бш-Срп	12,0	4,0	58	22,1	6,3	67	2,3	11,1	11,9	0,7
Озерное	512	Бш-Срп	10,2	3,5	59	25	7,5	65	4	13,8	15,2	1,4
Опалихинское	438	Г	7,0	2,8	51	27,0	6,9	72	4,1	18,1	19,6	1,5
Падунское	355	Бш	4,4	1,2	63	19,0	6,4	62	5,2	8,2	10,3	2,1
Сибирское	507	Бш-Срп	6,0	2,7	46	20,1	14,4	14	11,7	13,5	17,6	4,1
Сибирское	605	Бш-Срп	8,2	4,7	32	24,0	9,8	52	5,1	12,7	14,4	1,7
Юрчукское	892	Бш-Срп	1,5	0,7	45	19,0	5,9	65	5,2	15,2	16,8	1,7
Уньвинское	577	Бш-Срп	1,5	0,6	50	16,8	3,7	74	3,1	14,1	19,9	5,8
Юрчукское	887	Бш-Срп	5,2	1,5	67	14,0	6,7	45	5,2	13,1	14,3	1,2
Березовское	768	Г	1,8	0,8	47	15,2	4,8	66	4,0	15,1	18,8	3,7
Змеевское	1063	Г	3,2	1,3	57	15,6	6,4	55	5,1	15,3	16,3	1,0
Змеевское	1293	Г	4,0	1,5	60	19,3	6,0	66	4,5	10,8	12,3	1,5
Шумовское	739	ВЗВ4	4,8	1,2	68	15,0	4,2	69	3,0	4,8	5,7	0,8
Падунское	220	Г	3,9	1,5	56	15,5	5,5	61	4,0	15,8	17,9	2,1
Змеевское	869	Г	1,4	0,5	64	9,3	4,5	47	4,0	10,9	12,0	1,1
Березовское	762	Т1	0,7	0,3	50	13,3	3,3	73	3,0	15,6	22,3	6,6
Уньвинское	550	Бш-Срп	4,9	1,6	60	18,0	6,6	56	5,0	11,5	13,8	2,3

Окончание Таблицы 6

Месторождение	Скважина	Залежь	Режим до ГТМ			Режим после ГТМ			Прирост нефти, т/сут	$P_{пл}$ , МПа до ГТМ	$P_{пл}$ , МПа после ГТМ	Изменение $P_{пл}$ , МПа
			$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{н}$ , т/сут	обводненность, %	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$Q_{н}$ , т/сут	обводненность, %				
Уньвинское	544	Бш-Срп	5,2	1,8	58	27,2	8,9	61	7,1	16,1	16,6	0,5
Сибирское	571	Бш-Срп	12,5	5,9	44	38,4	10,2	69	4,3	14,4	17,0	2,5
Осинское	931	Бш-Срп	10,3	4,5	50	22	8,6	56	4,1	8,6	12,5	3,9
Батырбайское	353	ВЗВ4	5,7	1,6	67	16,3	4,7	66	3,1	13,0	13,6	0,6
Юрчукское	871	Бш-Срп	11,2	5,6	42	18,5	10,3	36	4,7	12,2	13,6	1,5
Шумовское	60	Бш	15,5	3,8	74	24,1	5,5	75	1,7	7,0	9,0	2,0
Уньвинское	501	Бш-Срп	5	2,5	41	26,4	12,4	44	9,9	8,3	8,5	0,2
Павловское	133_2	Т	6,6	3,6	41	14,2	11,5	12	7,9	6,2	7,0	0,8
Чураковское	224	Т+ТЗ	11,3	5,6	43	18,4	8,8	0	3,2	8,9	9,0	0,2
Западное	1002	Бш	10	5	42	18	8,5	45	3,5	7,5	8,7	1,2
Батырбайское	717	ВЗВ4	2,6	1,1	52	10,2	4,1	54	3,0	8,6	9,9	1,3
Софроницкое	469_2	Т	14	3,3	73	27,4	7,9	67	4,6	9,3	10,0	0,7
Гагаринское	67	Бш-Срп	9,5	2,7	64	25,5	6,7	67	4,0	9,0	10,2	1,2
Озерное	417	Фм	13,8	3,9	66	24,7	9,8	52	5,9	7,6	8,6	1,0
Чашкинское	187	Т-Фм	8,0	3,4	50	18,5	8,1	48	4,7	10,2	13,5	3,4
Павловское	99	Т	2,8	1,6	31	16,7	6,8	56	5,2	10,1	10,6	0,5
Западное	707	Т	19	2,2	63	21,1	6,8	65	4,6	12,2	12,9	0,6
Батырбайское	828	ВЗВ4	8,5	3,9	47	17,1	7,4	51	3,5	8,5	12,4	3,9
Змеевское	1219	Т	6,4	2,5	57	15,0	6,6	52	4,1	16,1	16,8	0,8



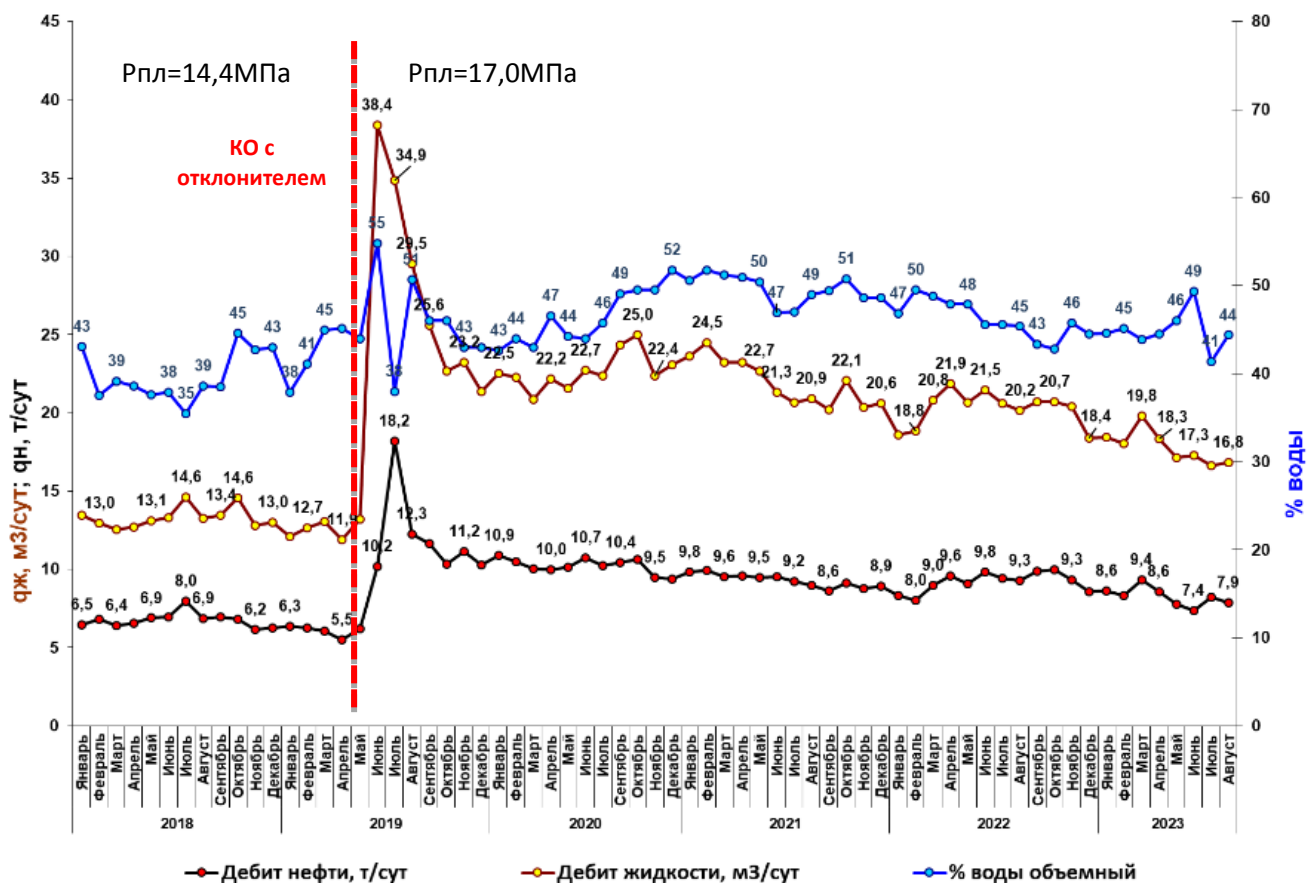


Рисунок 3 – График работы скважины № 571 Сибирского месторождения

На следующем примере показана работа скважин башкирской залежи Озерного месторождения. По данным прямых потокометрических и трассерных исследований нагнетательной скважины № 510 (Рисунок 4), результатам проводимых геолого-технических мероприятий селективной направленности на соседних скважинах №№ 504, 512, а также по данным гидродинамических исследований до и после воздействия установлено:

1. Доля работающей толщины не превышает 30 % от перфорированной эффективной нефтенасыщенной толщины (Рисунок 5).
2. Несмотря на ограниченную долю работающей, принимающей толщины по результатам трассерных исследований подтверждено площадное распространение каналов фильтрации, коллектора по большей части залежи (Рисунок 6 и 7).
3. Также трассерными исследованиями установлено наличие высокопроводящих каналов, трубок тока с максимальной проницаемостью

8,57 мкм<sup>2</sup>, но их объем несущественен относительно объема залежи, и доля воды, поступающей по трубкам тока от общего объема воды, имеет по добывающим скважинам максимальное значение менее 16 %.

4. На скважинах №№ 504, 512 отмечен рост пластового давления (см. Таблицу 6) после проведения селективной кислотной обработки с применением отклоняющих систем, что свидетельствует о подключении в работу ранее не дренируемых или слабодренируемых пропластков и отсутствии или ограниченности вертикальной гидродинамической связи по отдельным пропласткам в разрезе залежи.

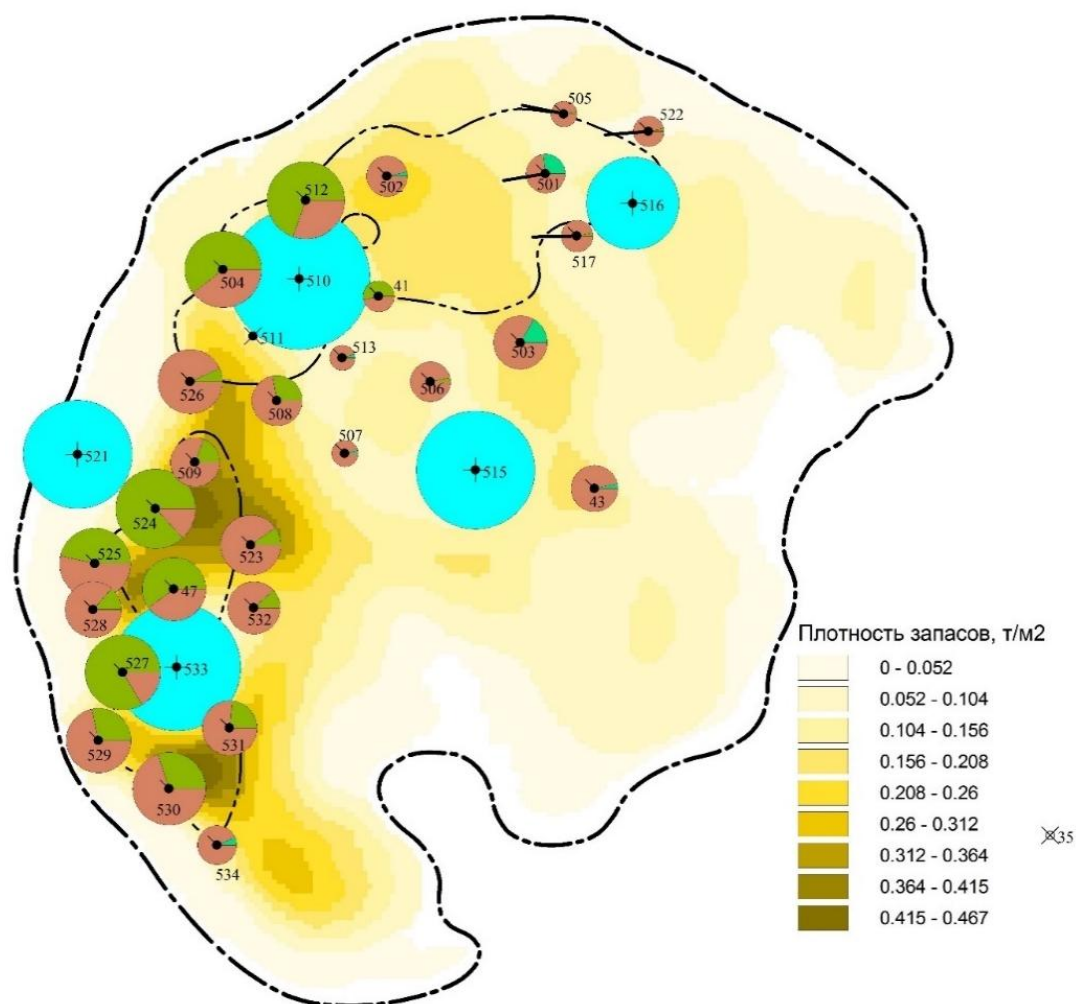


Рисунок 4 – Карта текущей эксплуатации с распределением плотности остаточных извлекаемых запасов по состоянию на 01.01.2023.

Башкирская залежь, Озерное месторождение

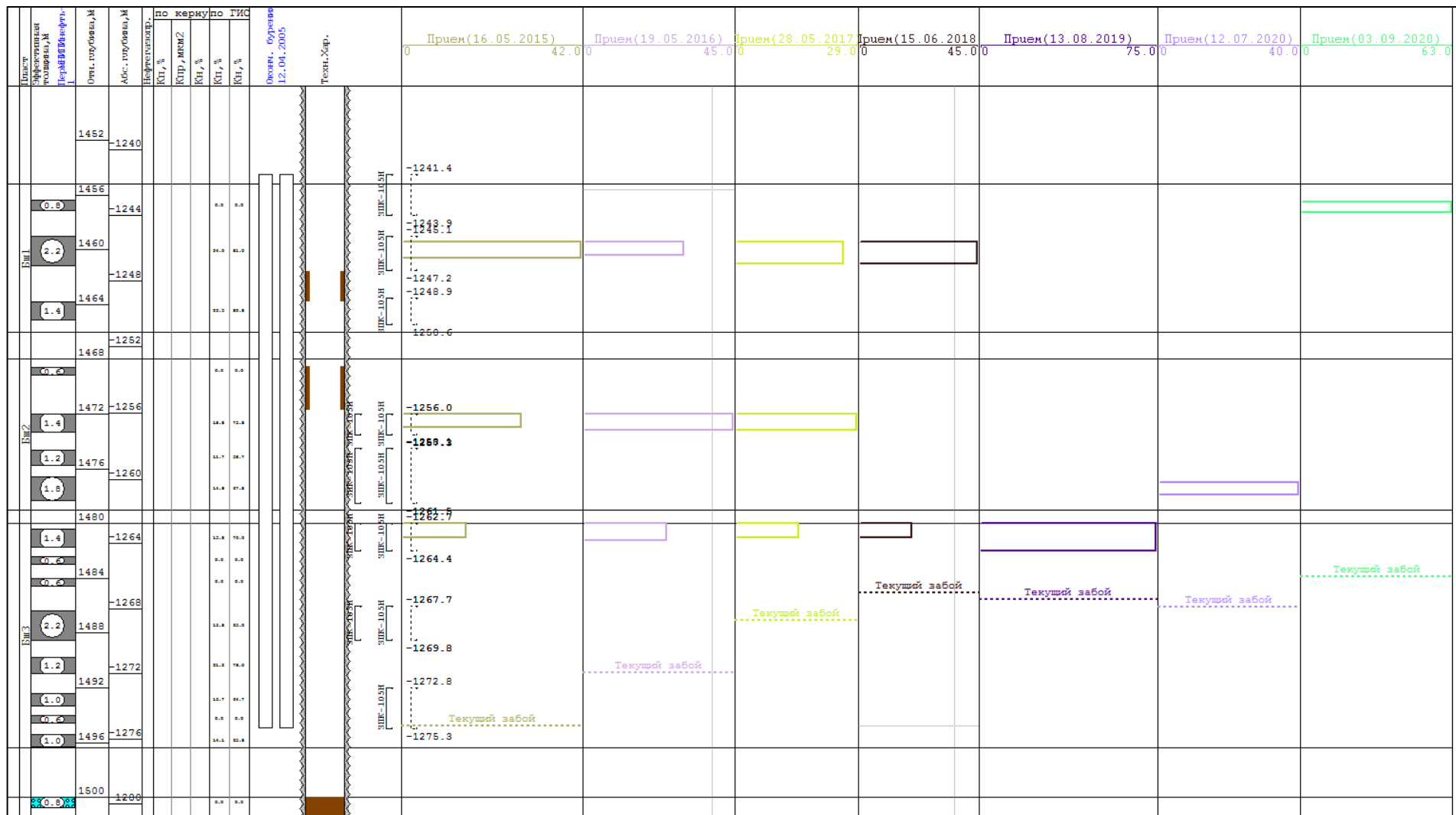


Рисунок 5 – Профиль приемистости скважины № 510 башкирской залежи Озерного месторождения

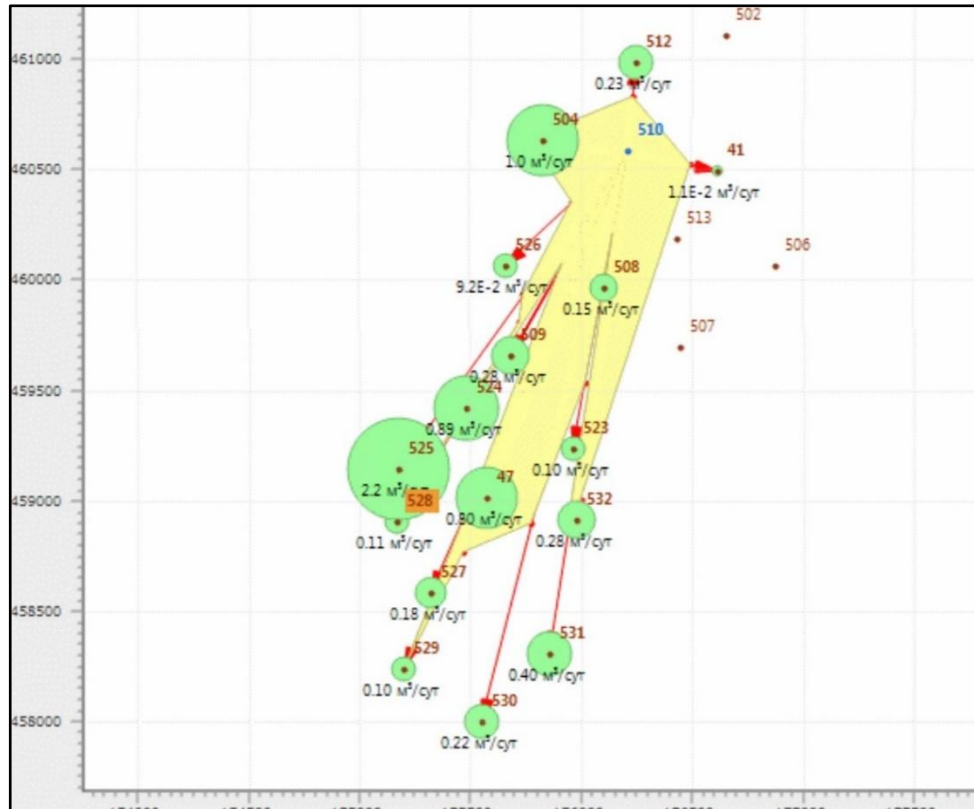


Рисунок 6 – Роза-диаграмма максимальных скоростей первых порций добывающих скважин от нагнетательной скважины № 510

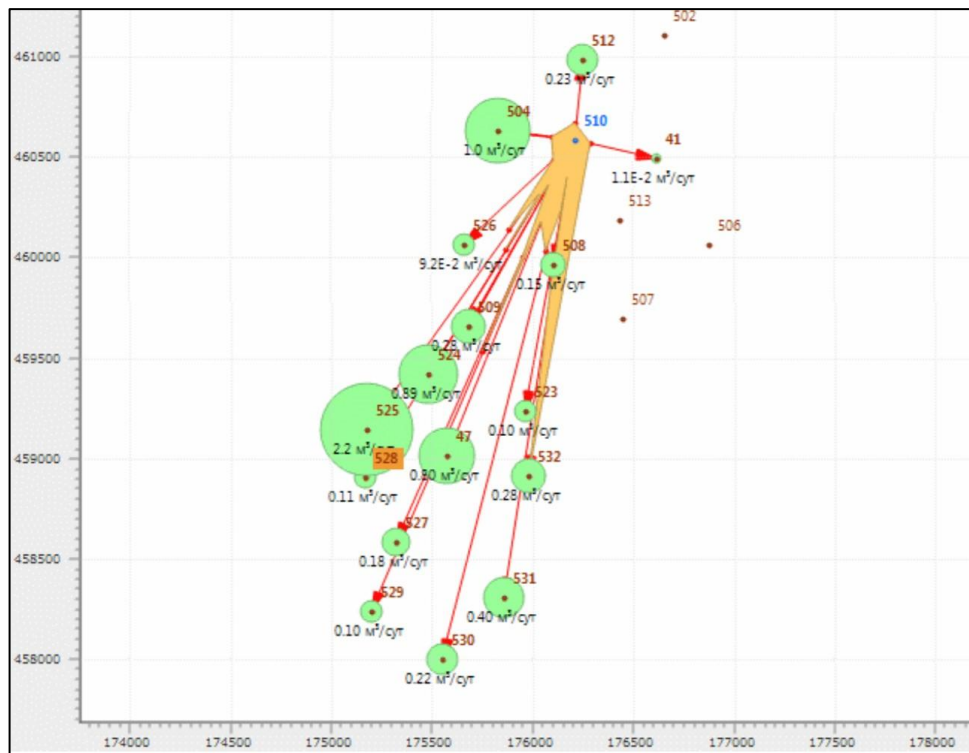


Рисунок 7 – Роза-диаграмма скоростей основных порций добывающих скважин от нагнетательной скважины № 510

Проведенный анализ позволяет сделать основные выводы по условиям и причинам локализации остаточных запасов:

1. Площадное распределение остаточных запасов в объеме залежей обусловлено геологическими условиями и применяемой системой разработки, режимом компенсации отборов закачиваемой водой. При этом подтверждается выдержанность, латеральная гидродинамическая связанность коллекторов по площади залежей рассматриваемых отложений.

2. Распределение остаточных запасов по разрезу определяется изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств, послойной неоднородностью коллектора, а также, как показали дальнейшие исследования и анализ в условиях послойной неоднородности одни и те же пропластки добывающих и нагнетательных скважин могут иметь разную степень связанности ствола скважины с пластом за счет различных режимов кислотного воздействия с образованием в пропластках червоточин или компактного растворения, что определяется технологией освоения скважины из бурения и геологическими параметрами пропластков в околоскважинной зоне.

### 1.3. Эффективность применяемых методов интенсификации добычи нефти для башкирских отложений

С 2014 по 2023 г. включительно на башкирских отложениях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проведено 2653 геолого-технических мероприятий на добывающем фонде скважин со средним начальным приростом 4,2 т/сут. На гистограмме (Рисунок 8) представлено распределение геолого-технических мероприятий по технологиям. Кислотные обработки, в том числе с реперфорацией и/или дострелом, являются технологиями массового применения. На их долю приходится более 71 % всех мероприятий.

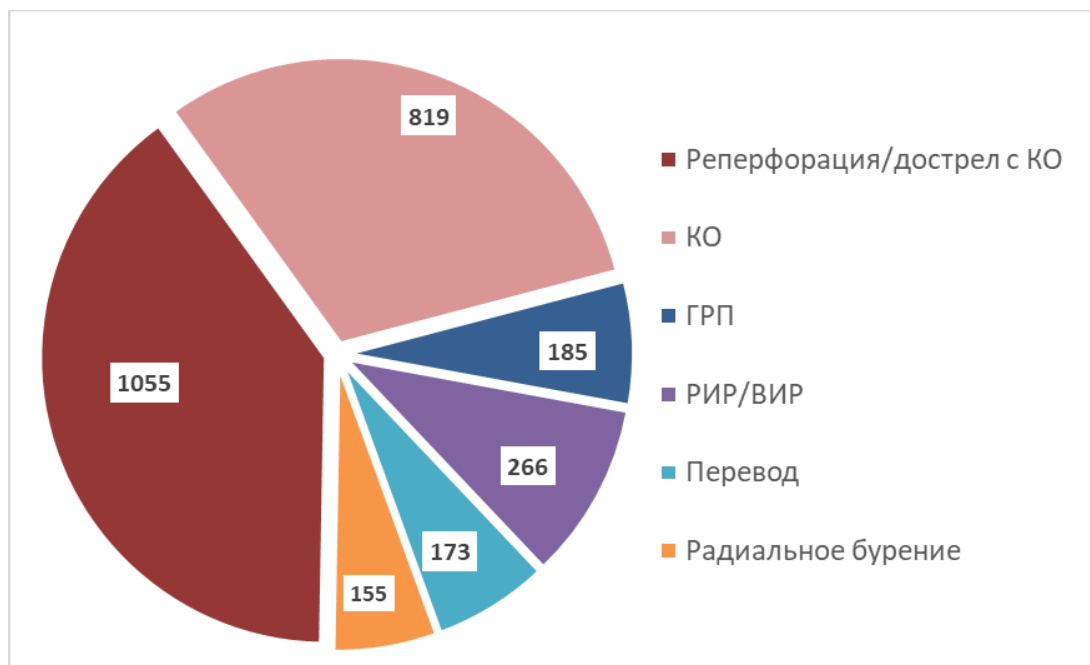


Рисунок 8 – Распределение ГТМ по технологиям

За анализируемый период выполнено 819 кислотных обработок со средним начальным приростом дебита нефти 3,8 т/сут. В основном применялись такие кислотные составы, как НПС-К, ДН-9010, ИТПС, «ФЛАКСОКОР-210», «ФЛАКСОКОР-210» с ЭКС-ЭМ.

На графике (Рисунок 9) представлена динамика эффективности выполненных обработок призабойных зон (ОПЗ) кислотными системами по годам.

Максимальное количество мероприятий выполнено в 2023 г. при этом средний начальный прирост составил 3,2 т/сут.

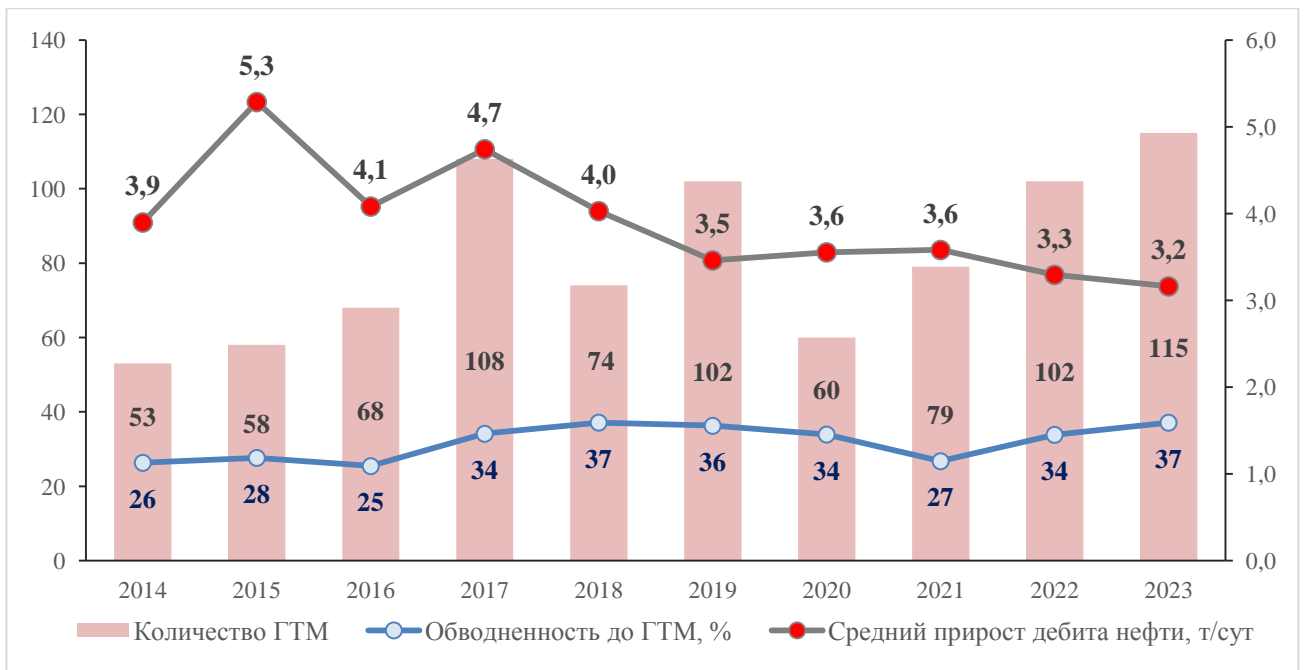


Рисунок 9 – Динамика выполненных мероприятий обработки призабойной зоны кислотными системами за период 2014–2023 гг.

Необходимо отметить, что в условиях ухудшения структуры запасов, закономерном росте обводненности добываемой продукции при выработке запасов сокращается фонд скважин, соответствующий критериям проведения «стандартных» мероприятий. Количество ранее успешных мероприятий, таких как кислотный гидроразрыв, радиальное бурение, монокомпонентные кислотные обработки, реперфорация, объективно сокращается. По состоянию на 01.01.2024 более 63 % фонда действующих добывающих скважин по ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ООО «УралОйл» работали на башкирские отложения с обводненностью добываемой продукции более 30 %.

Решение задачи повышения охвата дренированием слоисто неоднородного разреза возможно путем создания искусственной трещины при проведении пропантного или кислотного гидравлического разрыва пласта (ГРП/КГРП), данная технология получила свое развитие в Пермском крае [23]. Создаваемая трещина ГРП или КГРП, как правило, охватывает все пропластки расчлененного разреза, что обеспечивает эффективное дренирование продуктивных отложений, но при этом область применения ограничивается текущей обводненностью продукции скважин, при обводненности более 30 % возрастает риск роста обводненности после проведения данного мероприятия.

В связи с этим необходимость поиска, апробации и внедрения технологий селективного действия, позволяющих работать в условиях риска роста обводненности, при обводненности продукции более 30 % возрастает.

При участии и под руководством автора в рамках осуществляемых работ по мониторингу разработки, повышения эффективности эксплуатации нефтяных месторождений [24] осуществлялся целенаправленный поиск селективных технологий и решений, позволяющих применять технологии повышения нефтеотдачи пласта при обводненности добываемой продукции более 30 % [25]. Сформулированы требования к составам, определены область и геолого-физические условия применения новых технологий [26].

Апробация и внедрение новых технологий и составов потребовали соответствующего лабораторного, петрофизического обеспечения с целью подтверждения заявленных свойств и определения области их применения [22].

При решении задач эффективного промышленного применения подобранных технологий потребовалось пересмотреть подходы к выбору скважин-кандидатов, был предложен и реализован метод ранжирования фонда и выбора скважин для проведения ГТМ [26]. С целью обеспечения прогнозирования эффективности предлагаемых комплексных кислотных обработок с отклоняющимися системами был предложен комплекс решений, позволяющий на ином качественном уровне использовать существующие гидродинамические модели для решения поставленных задач [27].

С 2017 г. при участии и непосредственном руководстве автора пройден путь комплексного научно-инженерного обоснования апробации и промышленного внедрения комплексных кислотных систем с отклонителями для условий послойно неоднородных карбонатных отложений Пермского края [21].

Выработанные и предложенные решения легли в основу представляемой диссертационной работы.

#### **1.4. Постановка цели и задач исследования**

Анализ причин и условий локализации запасов применительно к карбонатным отложениям башкирского возраста, объективного роста обводненности добываемой продукции в условиях ухудшающейся структуры



запасов свидетельствует о необходимости комплексного решения вопросов определения области применения отклоняющих составов, выработки новых подходов обоснования дифференцированных значений свойств призабойной зоны скважины для каждого пропластка, учета данных показателей при настройке гидродинамических моделей на историю.

Все это направлено на совершенствование технологии селективного воздействия как инструмента регулирования выработки запасов и повышения эффективности разработки нефтяных месторождений.

Целью работы является исследование характеристик околоскважинного пространства послойно-неоднородных пластов для повышения эффективности селективного воздействия кислотными системами (на примере башкирских карбонатных отложений Пермского края).

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи.

1. Провести анализ применяемых отклоняющих систем при селективном воздействии кислотными составами.

2. Разработать способ определения поинтервальных значений скин-фактора в условиях послойной неоднородности карбонатных отложений с использованием общепринятой геолого-промысловой информации.

3. Установить геологические параметры, определяющие режимы компактного растворения и формирования червоточин.

4. Разработать методику адаптации гидродинамической модели залежи и прогнозирования режима работы скважин после воздействия на призабойную зону кислотными системами с отклонителями.

## **ГЛАВА 2. ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОТКЛОНЯЮЩИХ СИСТЕМ ДЛЯ КОМПЛЕКСНЫХ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА КАРБОНАТНОЙ ГОРНОЙ ПОРОДЫ**

### **2.1. Обоснование выбора отклоняющих систем**

В условиях послойной неоднородности залежи эффективная обработка призабойной зоны карбонатного пласта является сложным мероприятием. Для обеспечения активного вовлечения всех интервалов разреза требуется обеспечить селективное воздействие на низкопроницаемую часть разреза.

Для неоднородных карбонатных коллекторов месторождений Пермского края с целью повышения охвата менее проницаемых интервалов воздействием кислоты и предотвращения роста обводненности после обработки призабойной зоны пласта рассмотрена возможность использования различных отклонителей.

Для подтверждения заявленных характеристик предлагаемых сервисными компаниями составов, а также уточнения области их применения в конкретных геолого-физических условиях реализован комплекс лабораторных исследований, включающий этапы «свободного объема» и использование кернового материала на основании общеизвестных и разработанных специальных методик [28–34].

Применение отклоняющих систем различной природы для эффективного направления кислоты в целевые интервалы выделяют в качестве важной операции при ОПЗ большое количество исследователей и практиков [35–41]. Технологии направленного воздействия исследуются и применяются на территориях Татарстана [42], Оренбуржья [43], Западной Сибири [44], Республики Беларусь [45]. Причем авторы рассматривают отклонители самой разнообразной природы: гидрофобные инвертные эмульсии [46–50], осадкообразующие реагенты [44], растворы полимеров [51–54], составы на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) [55–57].

К тестируемым составам предъявлялись требования высокой проникающей способности, обеспечивающие временное блокирование высокопродуктивных

интервалов, предпочтительно селективного действия с возможностью снижения фазовой проницаемости по воде. В связи с этим отклоняющие составы на полимерной основе, в том числе с добавлением механических компонентов, заведомо снижающие проницаемость без возможности ее полного восстановления, не рассматривались. Сравнение отклоняющих систем приведено в Таблице 7.

Недостатками осадкообразующих отклонителей, в том числе с добавлением механических компонентов, являются низкая проникающая способность, что ограничивает возможность применения на объекте исследования. Для пенных отклонителей является сложность изготовления на промысле, как следствие, самая высокая стоимость из рассматриваемых отклонителей. У полимерных гелей отсутствует селективность (возможность снижения фазовой проницаемости по воде) и вязкопластичность.

Преимуществом отклонителя на основе инвертной эмульсии является удовлетворительная проникающая способность, широкий диапазон регулирования вязкости, вязкопластичность, селективность (способность снижать фазовую проницаемость по воде). Для самоотклоняющегося кислотного состава (СОКС) главным преимуществом является высокая проникающая способность и вязкопластичность. Указанные отклонители были протестированы в лабораторных условиях и используются в промышленных масштабах на карбонатных отложениях месторождений Пермского края [21].

Проведение лабораторных исследований выполнялось на керне Озерного и Осинского месторождений. Башкирские пласты указанных месторождений обладают высокой освещенностью керновым материалом. На Осинском месторождении сосредоточен наибольший объем остаточных извлекаемых запасов, более 18млн.т., Озерное месторождение входит в пятерку наибольших по остаточным запасам башкирских отложений месторождений севера Пермского края, более 1,3млн.т.

Таблица 7 – Сравнение характеристик отлоняющих систем

Характеристика	Самоотклоняющийся кислотный состав	Инвертная эмульсия	Полимерные гели	Пенные отклонители	Осадкообразующие отклонители
Проникающая способность	Высокая	Средняя	Средняя	Высокая	Низкая
Сохранение проницаемости по нефти	Высокая	Высокая	Низкая	Высокая	Отсутствует
Селективность (снижение фазовой проницаемости по воде)	Отсутствует	Высокая	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Вязкопластичность	Высокая	Высокая	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Диапазон вязкости, мПа·с	100–200	200–3000	Широкий диапазон	–	–
Сложность изготовления на промысле	Низкая	Средняя	Средняя	Высокая	Средняя

Геолого-физическая характеристика башкирских отложений указанных месторождений соответствует пределам объекта исследований (Таблица 8), что позволяет транслировать результаты на другие месторождения Пермского края.

Таблица 8 – Геолого-физическая характеристика башкирских отложений Осинского и Озерного месторождений

Параметр	Осинское месторождение	Озерное месторождение	Среднее значение
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,075-0,1	0,035	0,082
Пористость, доли ед.	0,15	0,14	0,14

## 2.2. Лабораторные исследования самоотклоняющихся составов

Механизм действия СОКС основан на их способности сначала увеличивать свою вязкость по мере реакции с карбонатной породой, а затем снижать ее до первоначальной и менее после полной нейтрализации кислоты. При повышении вязкости СОКС происходит временное блокирование высокопроницаемых интервалов, что позволяет направлять последующие пакеты КС в низкопроницаемые пропластки, за счет чего обеспечивается более равномерное проникновение КС по разрезу пласта. В рамках опытно-промышленных работ исследовался СОКС на основе реагента «Сурфогель» марки А компании АО «Полиэкс», г. Пермь (Таблица 9). «Сурфогель» выпускается двух марок: марки А на основе неионогенного ПАВ и марки Г на основе катионного ПАВ. Вязкость кислотного состава в зависимости от марки «Сурфогель» при снижении концентрации кислоты изменяется по-разному. При использовании «Сурфогель» марки Г максимальная вязкость достигается при полной нейтрализации кислоты, тогда как для марки А обеспечивается максимальная вязкость при снижении концентрации HCl на 50-60%, при дальнейшем снижении концентрации кислоты вязкость практически принимает исходное значение [56]. Снижению вязкости после уменьшения концентрации кислоты облегчает освоение скважины после кислотной обработки, в связи с чем «Сурфогель» марки А был выбран для дальнейших испытаний. Исследования проводились для объекта Бш-Срп

Осинского месторождения, пластов ВЗВ4 Баклановского, P1kg, P1ar, Ф0 Пашнинского и P1, Ф0 Северо-Савиноборского месторождений.

Для повышения охвата воздействием используется самоотклоняющаяся кислотная система «ФЛАКСОКОР-210» марки С и реагент «Сурфогель». «Сурфогель» выступает в качестве отклонителя, при добавлении в кислоту происходит увеличение вязкости при реакции с карбонатной породой. «ФЛАКСОКОР-210» марки С является монокомпонентной кислотной системой, применяемой и традиционных кислотных обработках скважин.

Таблица 9 – Свойства реагента «Сурфогель» марки А по показателям технических условий

№ п/п	Наименование показателя	Требования технических условий	Результаты анализа
1	Внешний вид	Жидкость вязкая, прозрачная от желтого до коричневого цвета	Умеренно вязкая жидкость желтого цвета
2	Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,00–1,05	1,03
3	Вязкость при скорости сдвига 68 с <sup>-1</sup> при 20°С, мПа·с	50–110	64,7

### **Исследования СОКС в «свободном объеме» для условий Осинского и Баклановского месторождений**

Указанные компоненты кислотной системы являются совместимыми с пластовой водой исследуемых объектов.

С использованием модификатора МК-7 (1%) указанные растворы совместимы с нефтью Осинского месторождения (объект Бш-Срп) и Баклановского месторождения (объект ВЗВ4). Выпадения железосодержащих осадков в отработанном составе после его нейтрализации карбонатом кальция не наблюдается. Без модификатора МК-7 при контакте с нефтью наблюдается образование вязких эмульсий.

Соляная кислота (10 и 15 %) с добавкой 6 % реагента «Сурфогель» совместима с нефтью объекта ВЗВ4 Баклановского месторождения. С нефтью Осинского месторождения совместимость неудовлетворительна. С целью достижения совместимости рекомендуется использование модификатора МК-7 (1 %).

При истощении отклоняющихся систем (уровень расхода СОКС в процессе растворения карбонатной породы) вязкость возрастает в большей степени при концентрации кислоты 15 %. Максимальная вязкость обеспечивается при степени истощения 54 % и составляет 161 мПа·с (Рисунок 10). После реакции вязкость снижается до 1–3 мПа·с.

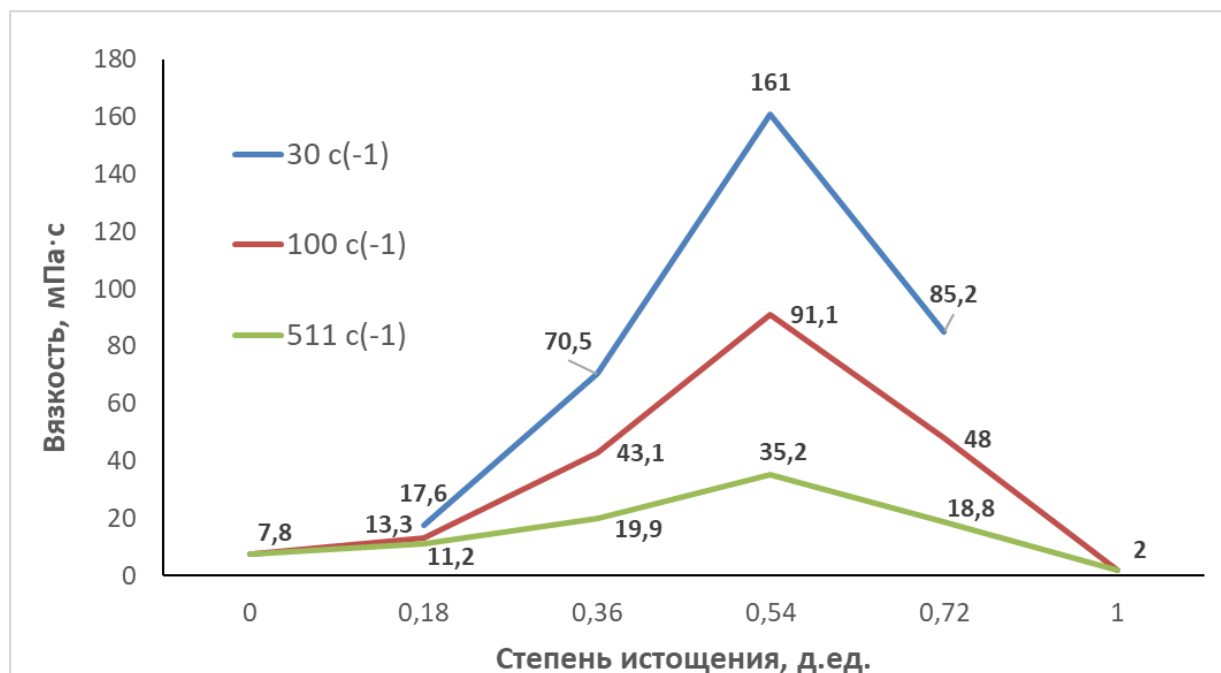


Рисунок 10 – Изменение вязкости отклоняющей системы «ФЛАКСОКОР-210» марки С (15% HCl + 1% МК-7 + 6% «Сурфогель») в процессе реакции с карбонатом кальция

Скорость реакции СОКС на основе реагента «Сурфогель» с мрамором в 20 раз ниже, чем в соляной кислоте, и в 7,3 раза ниже, чем в составе «ФЛАКСОКОР-210» марки С той же концентрации.

Для проведения фильтрационных испытаний рекомендуются следующие рецептуры:

1) кислота – «ФЛАКСОКОР-210» марки С + модификатор МК-7 (1 %);

2) СОКС:

– для объекта ВЗВ4 Баклановского месторождения – соляная кислота (15 %) – 94 %, «Сурфогель» – 6 %;

– для объекта Бш-Срп Осинского месторождения – «ФЛАКСОКОР-210» марки С (15 % HCl с добавкой 1 % МК-7 – 94 %, «Сурфогель» – 6 %).

## Исследования СОКС в «свободном объеме» для условий Пашнинского и Северо-Савиноборского месторождений

По результатам исследований в «свободном объеме» «ФЛАКСОКОР-210» марки Н и СОКС на основе реагента «Сурфогель» марки А являются совместимыми с пластовой водой всех исследованных объектов.

Состав «ФЛАКСОКОР-210» марки Н в отношении трехвалентного железа характеризуется неудовлетворительной стабилизирующей способностью: при нейтрализации мраморной крошкой наблюдается осадок. При добавлении стабилизатора железа МК-7 из расчета  $10 \text{ кг/м}^3$  вторичное осадкообразование отсутствует.

Для исследуемых объектов состав «ФЛАКСОКОР-210» марки Н является совместимым с нефтью только в присутствии модификатора МК-7. Содержание МК-7 – 1 % ( $10 \text{ кг/м}^3$ ).

Самоотклоняющийся состав является совместимым с нефтью. Для объектов P1аг Пашнинского и P1 Северо-Савиноборского месторождений (вязкость 23,4 и 23,1 мПа·с соответственно) получен отрицательный результат (образование высоковязкой эмульсии).

Отработанный самоотклоняющийся состав после истощения керновым материалом является совместимым с нефтью всех объектов испытаний.

При нейтрализации керновым материалом СОКС для всех объектов испытаний отмечается постепенный набор вязкости до 163–195 мПа·с при степени истощения 60–70 %. При полном истощении вязкость составляет менее 10 мПа·с (Рисунок 11).

В результате исследований в «свободном объеме» проведение дальнейших фильтрационных испытаний кислотной системы «ФЛАКСОКОР-210» марки Н и СОКС рекомендуется для условий объектов P1kg и Ф0 Пашнинского и P1+Ф0 Северо-Савиноборского месторождений. Для обеспечения совместимости состава «ФЛАКСОКОР-210» марки Н с нефтью необходимо использовать добавку модификатора МК-7 из расчета  $10 \text{ кг/м}^3$ .



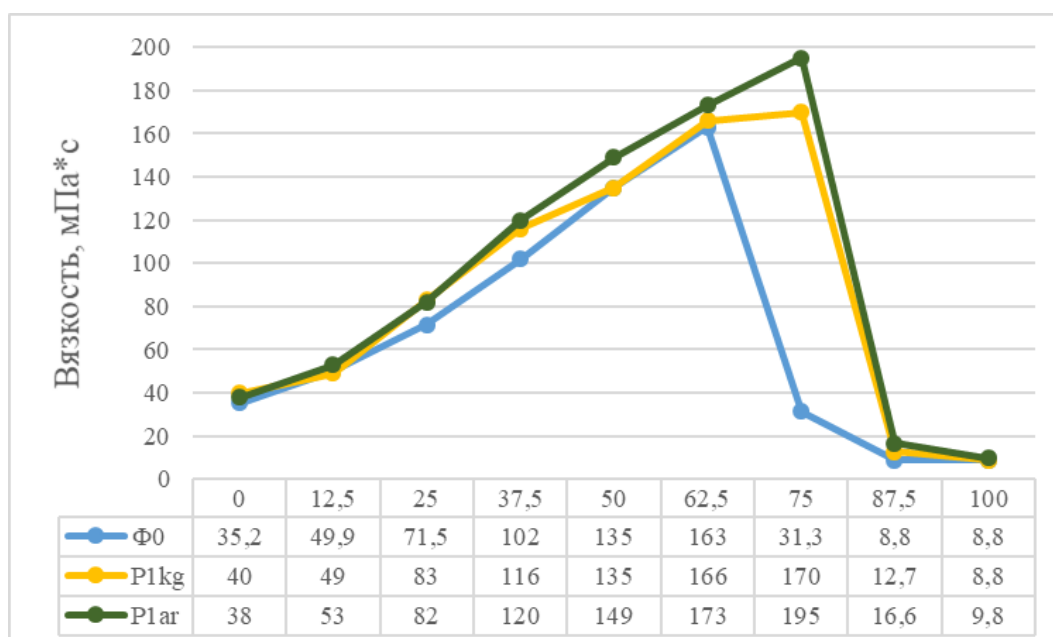


Рисунок 11 – Динамика вязкости СОКС при реакции с керновым материалом Пашнинского месторождения

### Фильтрационные испытания СОКС на керне

Фильтрационные исследования включали следующие этапы:

1) на кернах, моделирующих нефтенасыщенный пропласток:

а) через нефтенасыщенную модель с остаточной водонасыщенностью ( $K_{ов}$ ) в направлении «пласт – скважина» закачивали нефть и определяли фазовую проницаемость по нефти ( $K_{пр1}$ ) при остаточной водонасыщенности;

б) в направлении «скважина – пласт» закачивали «ФЛАКСОКОР-210» марки С в объеме  $0,5 V_{пор}$ , при скорости закачки  $2,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ ;

в) в направлении «скважина – пласт» закачивали СОКС в объеме  $0,5 V_{пор}$ , при скорости закачки  $2,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ ;

г) в направлении «скважина – пласт» закачивали «ФЛАКСОКОР-210» марки С в объеме  $1,0 V_{пор}$ , при скорости закачки  $10,0 \text{ см}^3/\text{мин}$ ;

д) в направлении «пласт – скважина» фильтровали нефть с определением проницаемости по нефти ( $K_{пр2}$ );

е) определяли коэффициент восстановления проницаемости  $K_{восст}$  ( $K_{восст} = K_{пр2}/K_{пр1}$ );

2) на кернах, моделирующих водонасыщенный пропласток:

а) через нефтенасыщенную модель с остаточной водонасыщенностью в направлении «пласт – скважина» фильтровали пластовую воду с определением фазовой проницаемости по воде ( $K_{прв1}$ ) при остаточной нефтенасыщенности;

б) в направлении «скважина – пласт» закачивали КС «ФЛАКСОКОР-210» марки С в объеме  $0,5 V_{пор}$  при скорости закачки  $2,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ ;

в) в направлении «скважина – пласт» закачивали СОКС в объеме  $0,5 V_{пор}$  при скорости закачки  $2,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ ;

г) в направлении «скважина – пласт» закачивали «ФЛАКСОКОР-210» марки С в объеме  $1,0 V_{пор}$  при скорости закачки  $10,0 \text{ см}^3/\text{мин}$ ;

д) в направлении «пласт – скважина» фильтровали воду с оценкой проницаемости по воде ( $K_{прв2}$ );

е) определяли коэффициент восстановления проницаемости  $K_{восст}$  ( $K_{восст} = K_{прв2}/K_{прв1}$ ).

Результаты исследований приведены в Таблицах 10, 11.

По итогам проведенных исследований закачки СОКС в керновые модели установлено следующее:

1. При проницаемости более 200 мД не происходит существенного роста давления (менее 0,1 МПа), соответственно наилучшие отклоняющие СОКС будут при проницаемости коллектора менее 200 мД (Рисунок 12).

2. Отмечено увеличение давления до момента «прорыва» – происходит формирование сквозного высокопроницаемого канала во всех экспериментах при закачке составов в нефтенасыщенные керновые модели (Рисунок 13).

3. На торцах керновых моделей, при воздействии реагентов, отмечается разъедание поверхности с созданием червоточины (Рисунок 14).

4. Во всех экспериментах по закачке составов в образцы керна отмечено существенное увеличение фазовой проницаемости по нефти. Коэффициент восстановления проницаемости  $K_{восст}$  для всех образцов составил более 100 долей ед. (см. Таблицы 10, 11).

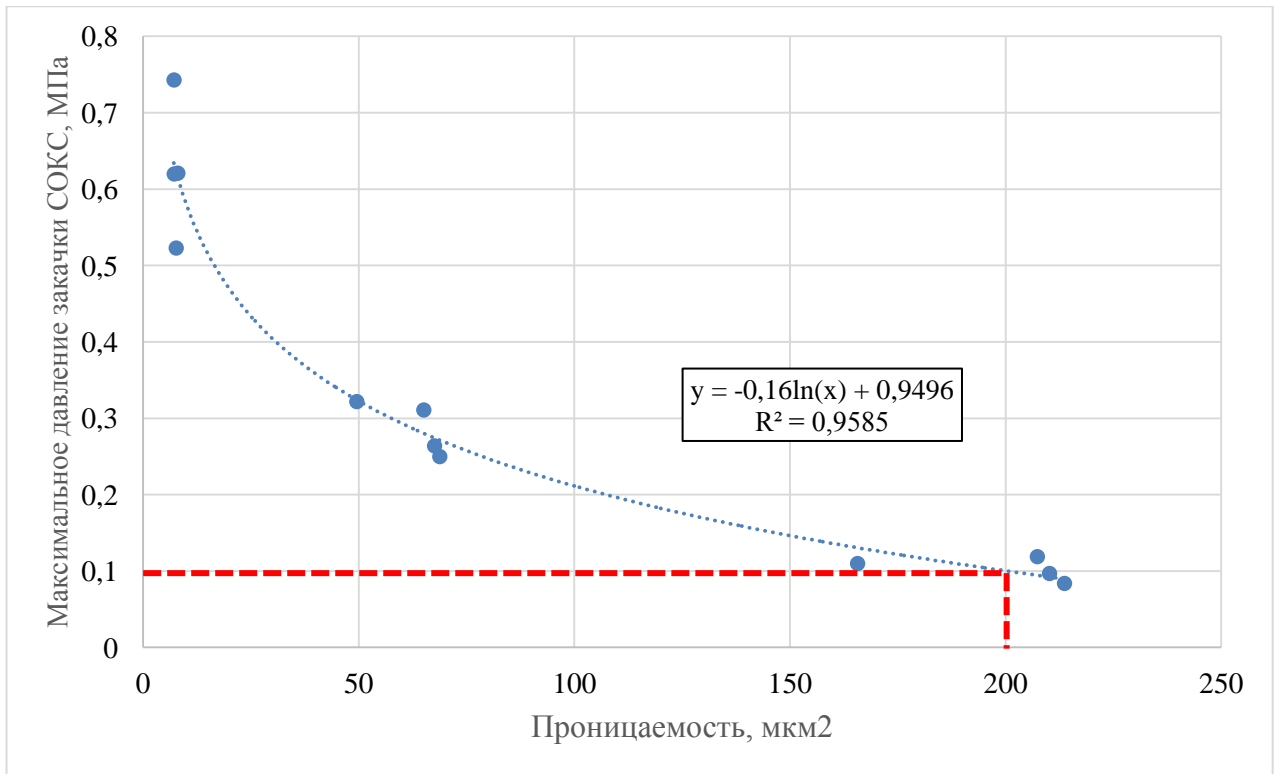


Рисунок 12 – Изменение максимального давления закачки СОКС от проницаемости образца

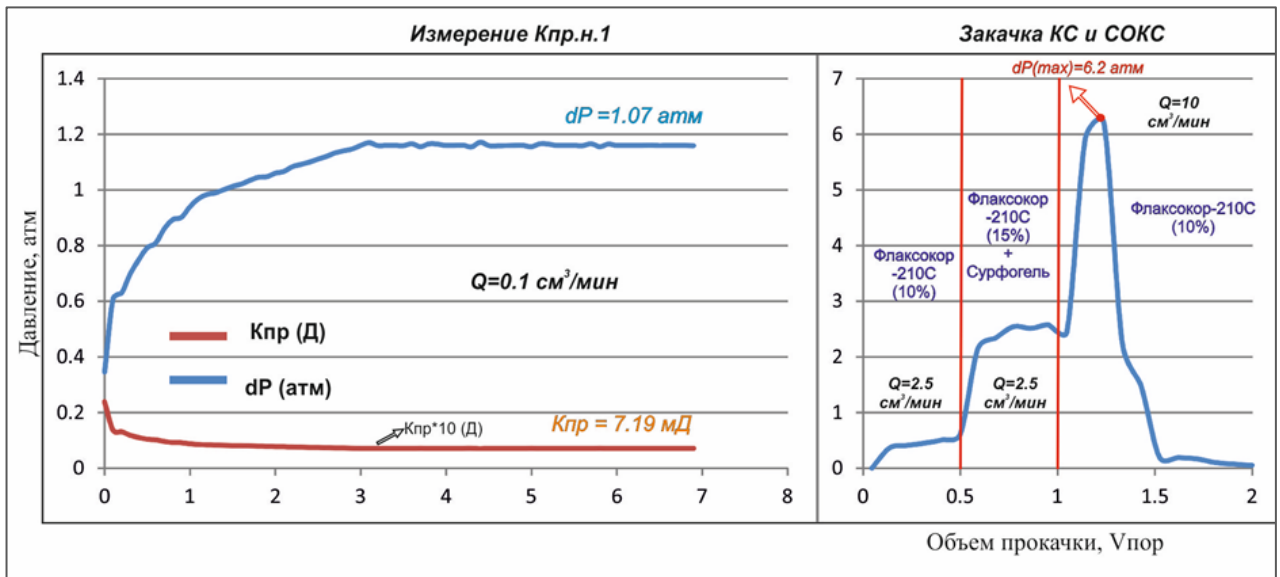


Рисунок 13 – Динамика изменения давления на образце керна № О-2306-25 Бш-Срп объекта Осинского месторождения

Таблица 10 – Результаты оценки влияния КС («ФЛАКСОКОР-210» марки С) и СОКС на образцы керна объекта Бш-Срп Осинского месторождения

Номер образца	$K_{пр1}$ до закачки реагентов, мД	Скорость подачи реагентов (КС/СОКС), см <sup>3</sup> /мин	Объем закачки реагентов, см <sup>3</sup> (по объему пор)	$P_{мах}$ при закачке реагентов, атм	$P_{мах}$ при выносе продуктов реакции, атм	$K_{пр2}$ по флюиду после состава, мД	$K_{восст}$ , доли ед.
Нефтенасыщенные образцы с $K_{ов}$							
1	7,19	10,0/2,5	2,96 (2,0)	6,20	< 0,01	> 15 000	> 100
2	7,65	10,0/2,5	6,24 (2,0)	5,23			
3	49,53	10,0/2,5	4,72 (2,0)	3,22			
4	68,77	10,0/2,5	6,98 (2,0)	2,50			
5	165,66	10,0/2,5	5,70 (2,0)	1,10			
6	213,64	10,0/2,5	5,72 (2,0)	0,84			
Водонасыщенные образцы с $K_{он}$							
7	8,28	10,0/2,5	4,46 (2,0)	1,78	< 0,01	> 15 000	> 100

Таблица 11 – Результаты оценки влияния КС («ФЛАКСОКОР-210» марки С) и СОКС на образцы керна объекта В<sub>3</sub>В<sub>4</sub> Баклановского месторождения

Номер образца	$K_{пр1}$ до закачки реагентов, мД	Скорость подачи реагентов (КС/СОКС), см <sup>3</sup> /мин	Объем закачки реагентов, см <sup>3</sup> (по объему пор)	$P_{max}$ при закачке реагентов, атм	$P_{max}$ при выносе продуктов реакции, атм	$K_{пр2}$ по флюиду после состава, мД	$K_{восст}$ , доли ед.
Нефтенасыщенные образцы с $K_{ов}$							
1	7,15	10,0/2,5	4,46 (2,0)	7,43	< 0,01	> 15 000	> 100
2	8,03	10,0/2,5	4,58 (2,0)	6,21			
3	65,07	10,0/2,5	3,72 (2,0)	3,11			
4	67,56	10,0/2,5	3,50 (2,0)	2,64			
5	207,34	10,0/2,5	4,44 (2,0)	1,19			
6	210,17	10,0/2,5	5,00 (2,0)	0,97			
Водонасыщенные образцы с $K_{он}$							
7	30,84	10,0/2,5	3,94 (2,0)	1,21	< 0,01	> 15 000	> 100

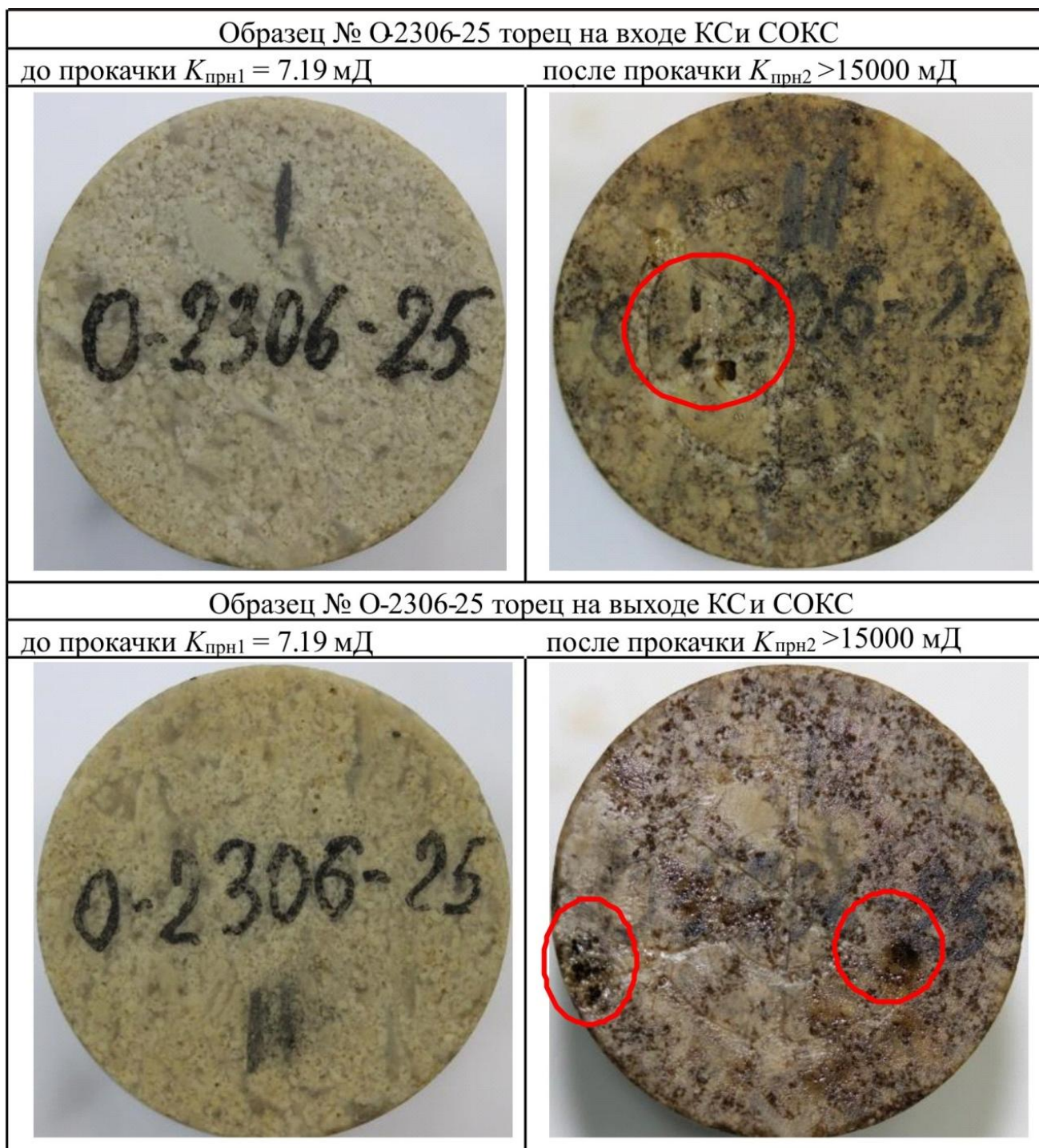


Рисунок 14 – Фотографии торцов кернa № О-2306-25  
до и после закачки КС и СОКС

СОКС показал хорошую эффективность для условий порового коллектора.

Оценку перераспределения потоков применением СОКС проводили на неоднородных моделях пласта из полноразмерных образцов кернa пласта  $\Phi_0$  Пашнинского месторождения. Проницаемость низкопроницаемого пропластка составляла 2,4–5,06 мД, высокопроницаемого – 9,5–12,3 мД.

Последовательность проведения исследований:

1) определяется проницаемость по нефти перед закачкой реагентов для низкопроницаемой модели, высокопроницаемой модели и в целом для неоднородной модели;

2) осуществляется закачка трех поровых объемов СОКС для высокопроницаемой модели или 0,1 объема пор для низкопроницаемой модели (что наступит раньше), далее осуществляется подача КС до «прорыва» – момента формирования червотчины;

3) определяется проницаемость по нефти после закачки реагентов для низкопроницаемой модели, высокопроницаемой модели и в целом для неоднородной модели;

4) определяется коэффициент восстановления (увеличения) проницаемости для низкопроницаемой модели, высокопроницаемой модели и в целом для неоднородной модели (Таблица 12).

По итогам испытаний на неоднородных керновых моделях, состоящих из полноразмерных образцов керна пласта  $\Phi_0$  Пашнинского месторождения, установлено, что после закачки комплекса реагентов (СОКС и «ФЛАКСОКОР-210» марки Н) в неоднородную модель происходит увеличение проницаемости низкопроницаемого и высокопроницаемого пропластков по модели пластовой нефти. При этом в результате увеличения проницаемости низкопроницаемого пропластка произошло перераспределение фильтрационных потоков – увеличение доли флюида, поступающего в низкопроницаемый пропласток (для первой модели в 3,68 раза, для второй модели в 1,23 раза) и снижение потока через высокопроницаемый пропласток (для первой модели в 2,09 раза, для второй модели в 1,14 раза).

Таблица 12 – Результаты фильтрационных испытаний на неоднородных керновых моделях пласта  $\Phi_0$  Пашнинского месторождения

Образец	Начальная проницаемость по нефти, $K_{пр1}$ , мД	Расход составов, см <sup>3</sup> /мин	Объем СОКС, см <sup>3</sup>	Максимальное давление при закачке СОКС, МПа	Объем закачки КС, см <sup>3</sup> ( $V_{пор}$ )	Максимальное давление при закачке КС, МПа	Проницаемость по нефти после закачки реагентов $K_{пр2}$ , мД	$K_{восст}$ , ед.
Первая модель								
Образец с низкой проницаемостью	2,4	12,0	3,1 (0,07)	0,5	96 (2,3)	1,4	867	361
Образец с высокой проницаемостью	12,4		15,4 (0,3)		94 (1,8)		578	47
Неоднородная модель	7,36		–		–		723	98
Вторая модель								
Образец с низкой проницаемостью	5,07	15,0	4,7 (0,1)	0,7	67 (1,4)	1,3	657	130
Образец с высокой проницаемостью	9,5		10,2 (0,2)		113 (1,9)		876	92
Неоднородная модель	7,28		–		–		767	105



Соотношение расходов между пропластками до и после закачки реагентов представлено на диаграмме (Рисунок 15) и в Таблице 13.

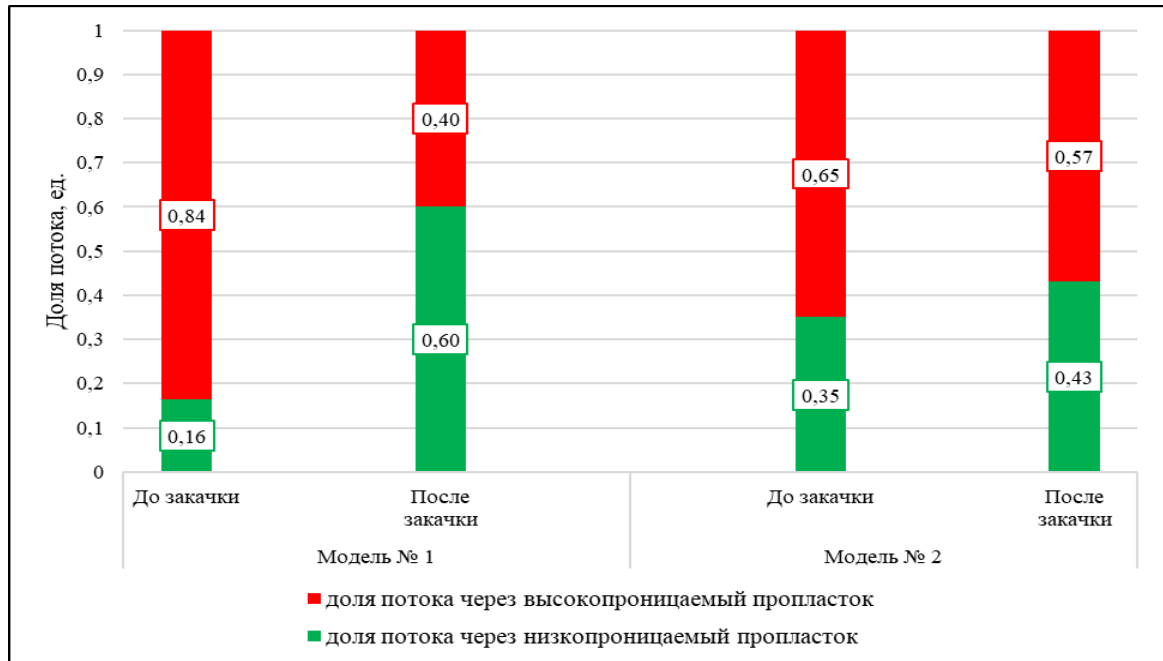


Рисунок 15 – Перераспределение фильтрационных потоков

Таблица 13 – Перераспределение фильтрационных потоков

Пропласток	Образец керна	Проницаемость по нефти, мД		Скорость фильтрации, см <sup>3</sup> /мин		Изменение скорости фильтрации $Q_2/Q_1$
		до закачки реагентов $K_{прн1}$	после закачки реагентов $K_{прн2}$	до закачки реагентов $Q_1$	после закачки реагентов $Q_2$	
Модель № 1						
Низкопроницаемый	7-231-15	2,40	867	2,0	7,2	3,68
Высокопроницаемый	7-220-15	12,30	578	10,0	4,8	0,48
Неоднородная модель	–	7,35	722,5	12	12	–
Модель № 2						
Низкопроницаемый	7-226-15	5,06	657	5,4	6,6	1,23
Высокопроницаемый	7-225-15	9,50	876	10,0	8,8	0,88
Неоднородная модель	–	7,28	766,5	15,4	15,4	–

В процессе закачки СОКС наблюдается постоянный рост давления без стабилизации процесса фильтрации, при этом аномально высокие давления отсутствуют (Рисунки 16 и 17).

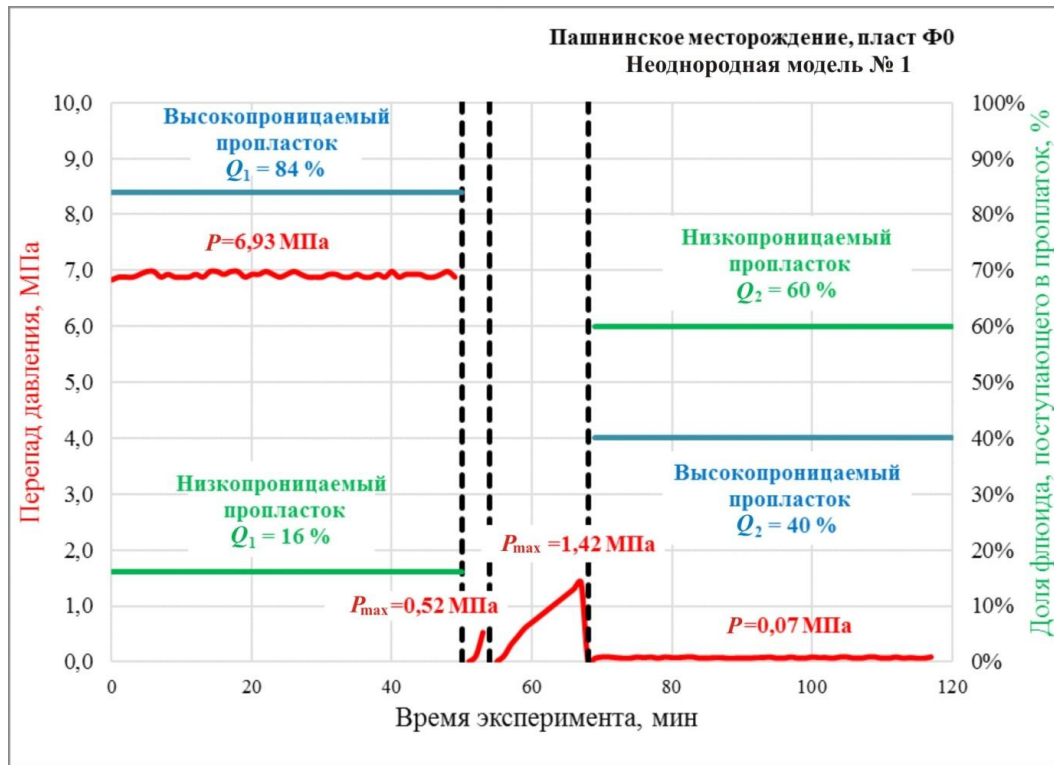


Рисунок 16 – Динамика давления неоднородной модели № 1

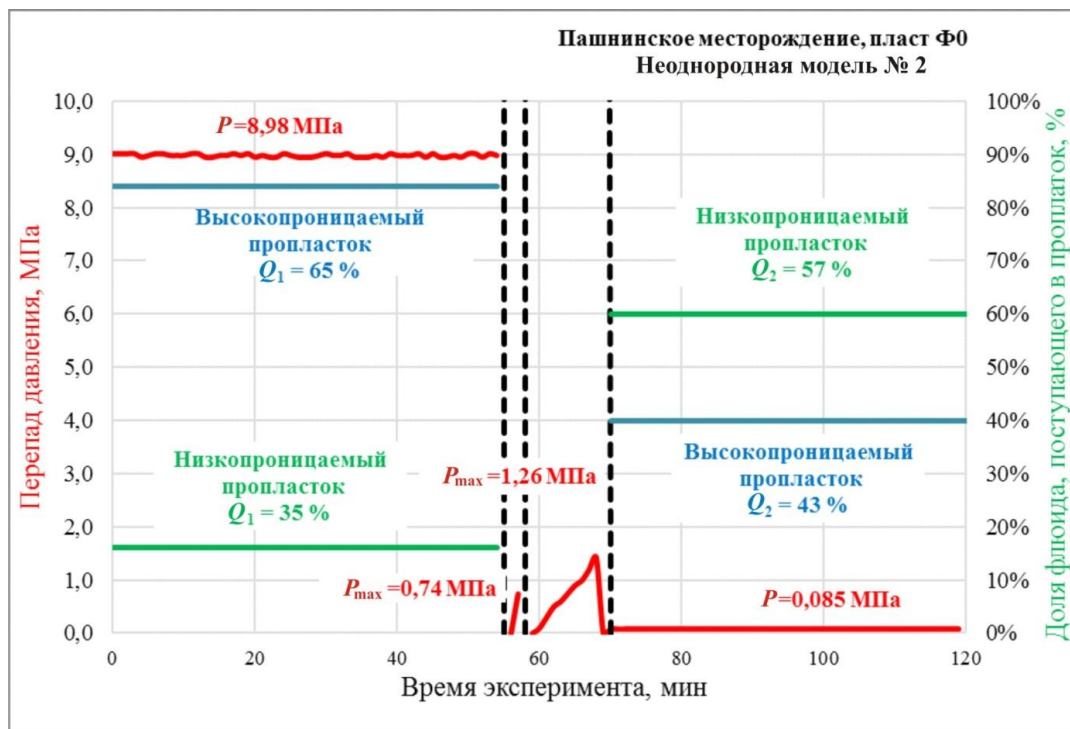


Рисунок 17 – Динамика давления неоднородной модели № 2

При дальнейшей закачке кислотной системы «ФЛАКСОКОР-210» марки Н давление увеличивается до момента «прорыва» (резкое падение давления закачки) с последующим образованием червоточины (Рисунки 18– 21).



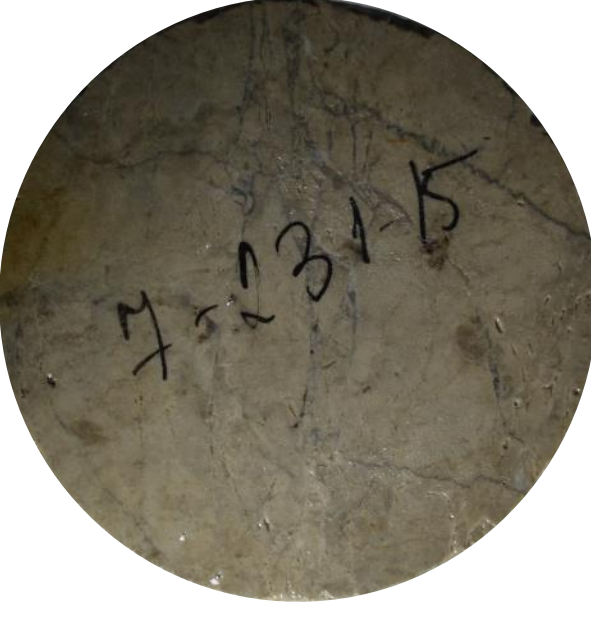
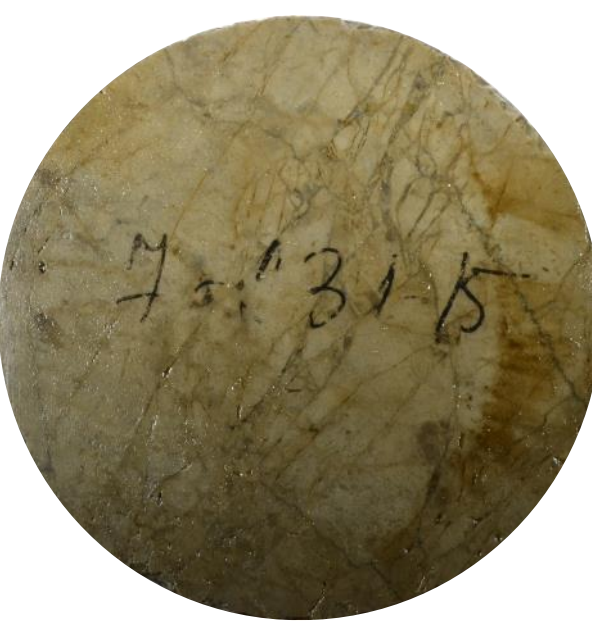
До воздействия кислотного состава	После воздействия кислотного состава
	
Торец со стороны пласта	Торец со стороны пласта
	
Торец со стороны скважины	Торец со стороны скважины

Рисунок 18 – Фотографии керна № 7-231-15  
до и после закачки кислоты. Низкопроницаемый пропласток, модель № 1

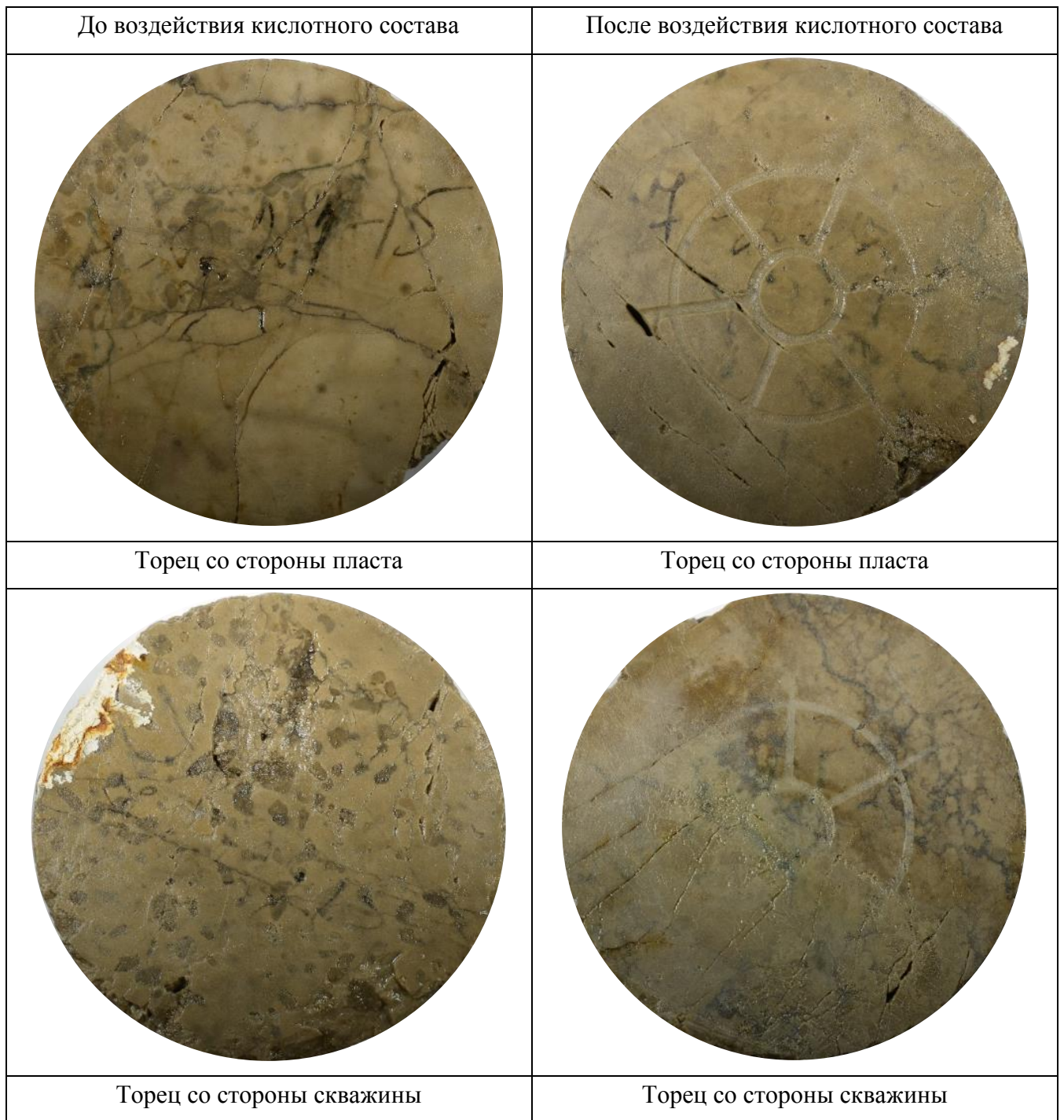


Рисунок 19 – Фотографии кернa № 7-220-15 до и после закачки кислоты.

Высокопроницаемый пропласток, модель № 1





До воздействия кислотного состава	После воздействия кислотного состава
	
Торец со стороны пласта	Торец со стороны пласта
	
Торец со стороны скважины	Торец со стороны скважины

Рисунок 20 – Фотографии керна № 7-226-15 до и после закачки кислоты. Низкопроницаемый пропласток, модель № 2

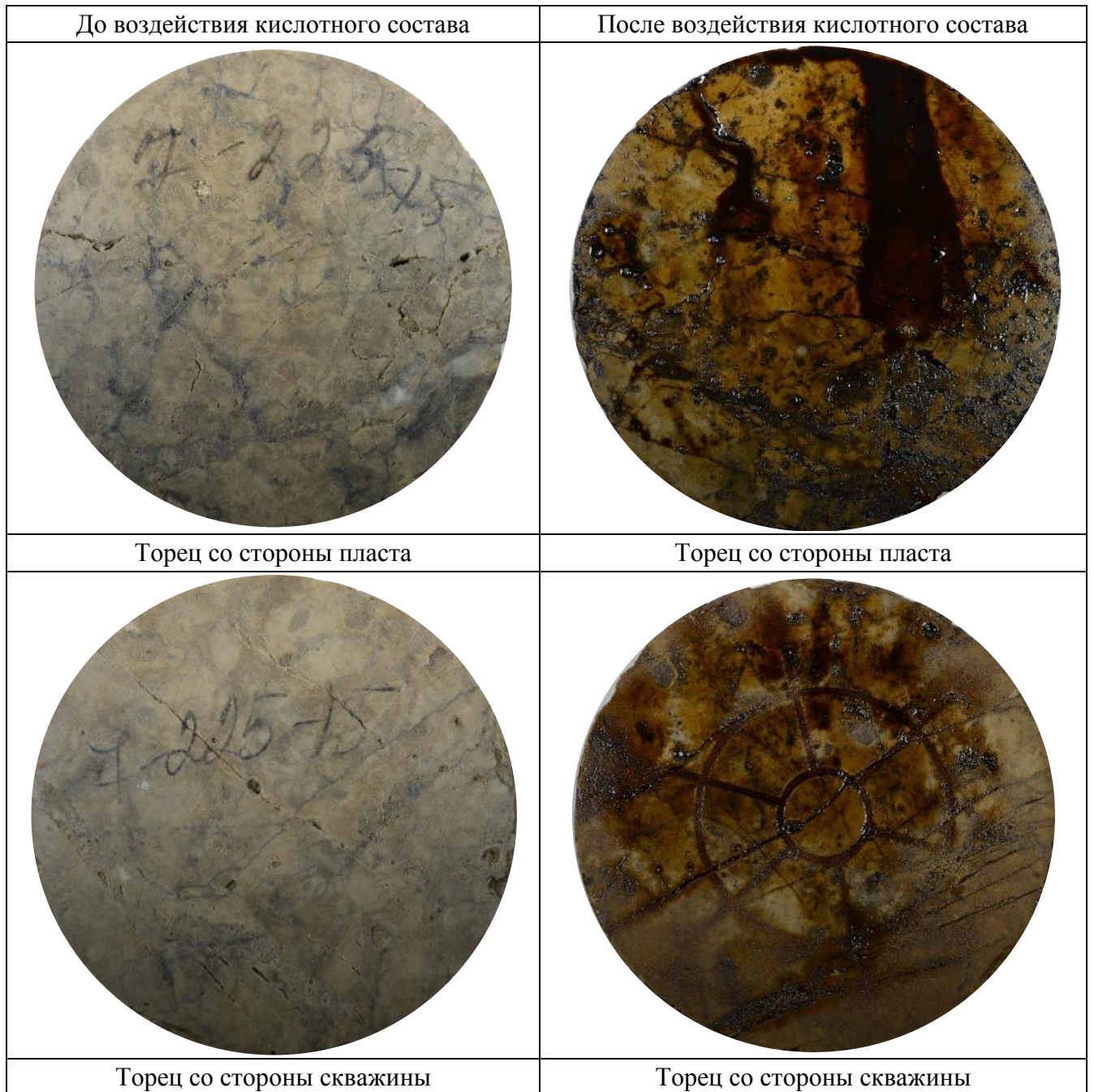


Рисунок 21 – Фотографии кернa № 7-225-15 до и после закачки кислоты.

Высокопроницаемый пропласток, модель № 2

В результате перераспределения фильтрационных потоков достигнуто значительное увеличение проницаемости модели низкопроницаемого пропластка.

СОКС на основе 15 % HCl, хорошо работающие в поровых карбонатных коллекторах, оказались малоэффективными для обработки трещинных коллекторов ввиду не достаточной вязкости, происходило вымывание СОКС из образца кислотой.

### 2.3. Лабораторные исследования отклонителей на основе инвертных эмульсий

Вязкость отклонителей на основе инвертной эмульсии возможно регулировать в широком диапазоне 100 – 1000 мПа·с и более, данный отклонитель характеризуется вязкопластическим поведением (Рисунок 22).

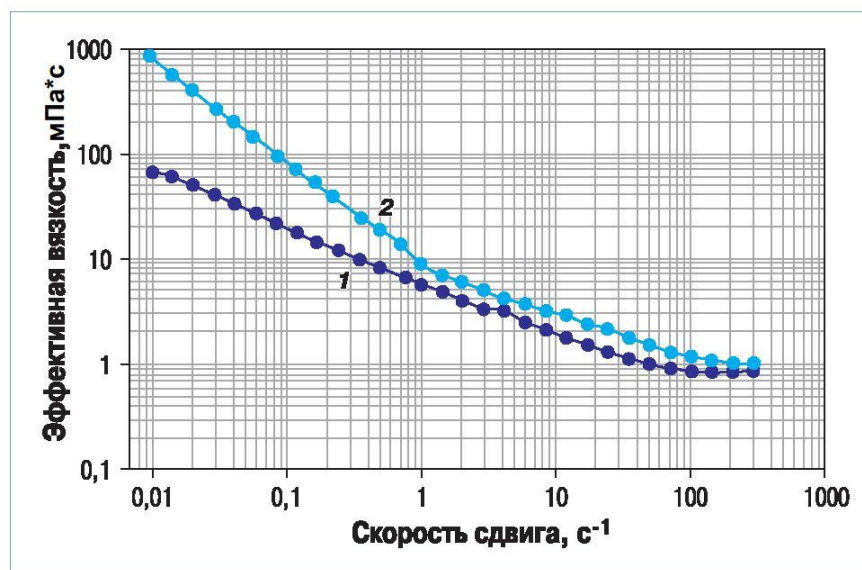


Рисунок 22 – Зависимость вязкости инвертной эмульсии (ЭКС-ЭМ марки В) от скорости сдвига образцов, подвергшихся выдержке в течение 1 ч (1) и 48 ч (2)

Большая вязкость инвертных эмульсий обеспечивает большее гидравлическое сопротивление при закачке, что позволяет создавать отклоняющие экраны для КС при значительных контрастах проницаемости, в том числе в условиях трещиноватости и пропластках с созданными червоточинами. В случае реализации плоскорадиального течения при закачке инвертной эмульсии по мере удаления от ствола скважины снижается скорость сдвига, как следствие,

возрастает ее вязкость (Рисунок 22), что влечет за собой рост давления закачки при неизменном расходе, что служит дополнительным фактором, повышающим отклоняющий эффект. Размещение инвертной эмульсии в горной породе обеспечивает снижение фазовой проницаемости по воде, что обеспечивает селективность технологии [22].

Оценка указанных свойств и характеристик инвертной эмульсии была выполнена для кернов башкирского пласта Озерного и Осинского месторождений (Таблица 14). При исследованиях составов СОКС изменение проницаемости нефтенасыщенных и водонасыщенных образцов сопоставимо.

В опытах использовались три керновые модели башкирских отложений: две модели Озерного месторождения газопроницаемостью порядка 70 мД и одна модель Осинского месторождения газопроницаемостью 128 мД.

Установлено, что для первой керновой модели пласта Бш Озерного месторождения проницаемостью по нефти 62,1 мД применение на первоначальном этапе химреагента «ПОЛИПАВ» в количестве  $5 V_{\text{пор}}$  и дальнейшая закачка углеводородной эмульсии в количестве  $1 V_{\text{пор}}$  приводит к уменьшению проницаемости модели по воде, коэффициент восстановления проницаемости  $R = 3,07 \%$ .

Для второй керновой модели пласта Бш Озерного месторождения проницаемостью по нефти 49,8 мД закачка на первоначальном этапе углеводородной эмульсии в количестве  $1 V_{\text{пор}}$  с последующим применением химреагента «ПОЛИПАВ» в количестве  $5 V_{\text{пор}}$  также приводит к уменьшению проницаемости по рабочему агенту, коэффициент восстановления проницаемости  $R = 10,04 \%$ .

Для керновой модели пласта Бш Осинского месторождения проницаемостью по нефти 69,6 мД применение на первоначальном этапе химреагента «ПОЛИПАВ» в количестве  $5 V_{\text{пор}}$  и дальнейшая закачка углеводородной эмульсии в количестве  $1 V_{\text{пор}}$  приводит к уменьшению проницаемости по воде для ППД, коэффициент восстановления проницаемости  $R = 3,06 \%$ .



Таблица 14 – Результаты испытания химических реагентов «ЭКС-ЭМ» и «ПОЛИПАВ» на кернах

Модель	Проницаемость по газу, $K_{\text{прг}}$ , мД	Проницаемость по нефти $K_{\text{прн}}$ , мД	Водопроницаемость до химреагента $K_{\text{прв1}}$ , мД	Последовательность закачки химреагентов	Водопроницаемость после химреагента $K_{\text{прв2}}$ , мД	$K_{\text{восст}}=100(K_{\text{прв2}}/K_{\text{прв1}})$ , %
Озерное месторождение						
1	78	62	12	«ПОЛИПАВ» $K_{\text{прп}} = 12,39$ мД, «ЭКС-ЭМ»	0,4	3,1
2	65	50	10	«ЭКС-ЭМ», «ПОЛИПАВ» $K_{\text{прп}} = 1,06$ мД	1,0	10,0
Осинское месторождение						
3	128	70	14	«ПОЛИПАВ» $K_{\text{прп}} = 12,9$ мД, «ЭКС-ЭМ»	0,4	3,1

Анализ проведенных испытаний в «свободном объеме», фильтрационных исследований на керне СОКС и инвертных эмульсий позволяет сделать следующие выводы:

1. Рекомендуемая область применения самоотклоняющегося кислотного состава – поровый коллектор с проницаемостью до 200 мД. Составы обладают свойством перераспределения потоков в поровом типе коллектора с небольшим, до одного порядка, контрастом проницаемости.

2. Для коллекторов с проницаемостью более 200 мД предпочтительным является применение отклонителей на основе гидрофобных эмульсий. С учетом возможности повышения вязкости до 1000 мПа·с и выше эмульсионный состав рекомендуется к применению в условиях трещиноватых коллекторов и для разреза с ранее сформированными червоточинами.

3. Применение инвертной эмульсии показывает снижение фазовой проницаемости по воде на более чем 96 %. Данное свойство инвертной эмульсии легло в основу комплексной технологии КО призабойной зоны с отклонителями для послойно неоднородных фильтрационных карбонатных отложений месторождений Пермского края [21].

Таким образом, выполненный комплекс лабораторных исследований позволил рекомендовать две технологии для дальнейшего применения, однако для эффективного использования и обоснования объема отклоняющих систем в скважинах необходимо дифференцировать пропластки, подвергшиеся воздействию в режиме компактного растворения и в режиме формирования червоточин, с определением их объема при освоении скважины из бурения.

### **ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЗНАЧЕНИЙ СКИН-ФАКТОРА ОТДЕЛЬНЫХ ПРОПЛАСТКОВ СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОГО КАРБОНАТНОГО РАЗРЕЗА**

#### **3.1. Принципы комплексного теоретического определения скин-фактора. Обзор методов моделирования формирования червоточин**

Эффективное решение задачи определения, расчета значений скин-фактора отдельных пропластков для условий слоисто-неоднородного карбонатного разреза башкирских отложений Пермского края и учет распределения скин-факторов при настройке, адаптации гидродинамической модели, безусловно, будет способствовать повышению достоверности последней, а значит, повысит точность проводимых прогнозных расчетов.

Как показывают результаты исследований и анализ оценки выработки запасов, на эффективность подключения в работу отдельных пропластков или части разреза при освоении скважин из бурения существенно влияют не только и не столько геологические характеристики неоднородности по проницаемости разреза, но и техногенные факторы, совокупность решений по освоению скважины из бурения (тип кислоты, объем, расход, создаваемые давления и т.д.).

При обработке призабойной зоны скважины кислотными составами возможны два варианта растворения породы: первый вариант – компактное растворение, когда кислота движется преимущественно по порам; второй – при росте давлений и скоростей закачки формируются различной природы червоточины [58–64].

Вопросы прямого моделирования растворения карбонатных пород достаточно хорошо освещены отечественными и зарубежными исследователями [66–74]. Основной подход при этом делается на описании реакции растворения как при компактном растворении, так и в режиме формирования червоточин. Среди основных направлений научных исследований можно выделить следующие: аналитические модели на основе безразмерных параметров [75–77]; применение методов решетчатых газов и решетчатых уравнений Больцмана [78–84]; модели сети капиллярных трубок [85–87]; крупномасштабные модели, включая модель двойной пористости [88–94].

Представленная классификация научных исследований показывает принципиальное различие подходов к моделированию формирования червоточин.

Вопрос моделирования воздействия кислоты на карбонатную породу достаточно хорошо проработан, но при этом можно выделить ряд недостатков предложенных моделей. В основе предложенных подходов лежит сложный комплекс лабораторных исследований по определению требуемых параметров при моделировании кислотного растворения породы.

Перенос решений одномерных или двухмерных моделей на условия прискважинной зоны затруднен, поскольку процессы формирования червоточин рассматриваются, как правило, в масштабе пор и каналов. Использование гидродинамического симулятора для прогнозирования параметров воздействия и режима работы скважин остается актуальной задачей, требующей своего эффективного решения.

В зависимости от режима растворения породы возможны существенно различные фильтрационные характеристики призабойной зоны каждого пропластка в разрезе обработанной скважины, которые можно выразить через скин-фактор каждого отдельного интервала. При этом по результатам проведенных ГДИ на скважинах и объемах закаченной кислоты при освоении скважины из бурения возможно решение обратной задачи определения радиуса измененной зоны, в том числе по пропласткам.

Через объем кислоты, закачанной в скважину, можно определить объем растворенной породы. В данном теоретическом исследовании решается задача расчета объема растворенной породы в режиме формирования червоточин и в режиме компактного растворения.

За основу расчета скин-фактора принята формула М.Ф. Hawkins [65]. Скин-фактор является комплексным показателем, характеризующим состояние призабойной зоны пласта, включающим как проницаемость измененной зоны, так и её радиус:

$$S_3 = \left( \frac{k_{пл}}{k_3} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_3}{r_c} \right), \quad (1)$$

где  $S_3$  – значение скин-фактора измененной зоны оцениваемого пропластка;

$k_{пл}$  – проницаемость коллектора;

$k_3$  – проницаемость измененной зоны;

$r_3$  – радиус измененной зоны;

$r_c$  – радиус скважины.

Скин-фактор является комплексным показателем, характеризующим состояние призабойной зоны пласта и включающим как проницаемость измененной зоны, так и ее радиус. Необходимо отметить, что проницаемость измененной зоны после воздействия кислоты даже в случае компактного растворения много больше проницаемости до воздействия. При проведении фильтрационных исследований в ходе выполнения диссертационной работы в случае компактного растворения получено увеличение проницаемости от 47 раз. Исследованиями В.А. Новикова и др. [1, 60] получено увеличение проницаемости в среднем в 132 раза при проведении 23 опытов. Соответственно в случае формирования червоточин и компактного растворения первый множитель уравнения (1) стремится к «-1».

Для расчета радиуса проникновения кислоты при компактном растворении используем известную формулу:

$$R = \sqrt{\frac{V_k}{\pi \cdot h \cdot K_{п}}}, \quad (2)$$

где  $V_k$  – объем кислоты;  $h$  – толщина пропластка;  $K_{п}$  – пористость пропластка.

По формуле (2) при расходах кислотных составов 1–3 м<sup>3</sup>/м радиус проникновения кислоты по порам при радиальной фильтрации составляет не более 3,3 м (при  $K_{п} = 0,09$  доли ед.).

Результаты расчетов скин-фактора по формуле (1) в случае компактного растворения при различной пористости и расходах кислотных составов на 1 м толщины пласта представлены на графике (Рисунок 23). Данные исследования показывают, что скин-фактор не может быть менее -3,5 в случае компактного растворения.

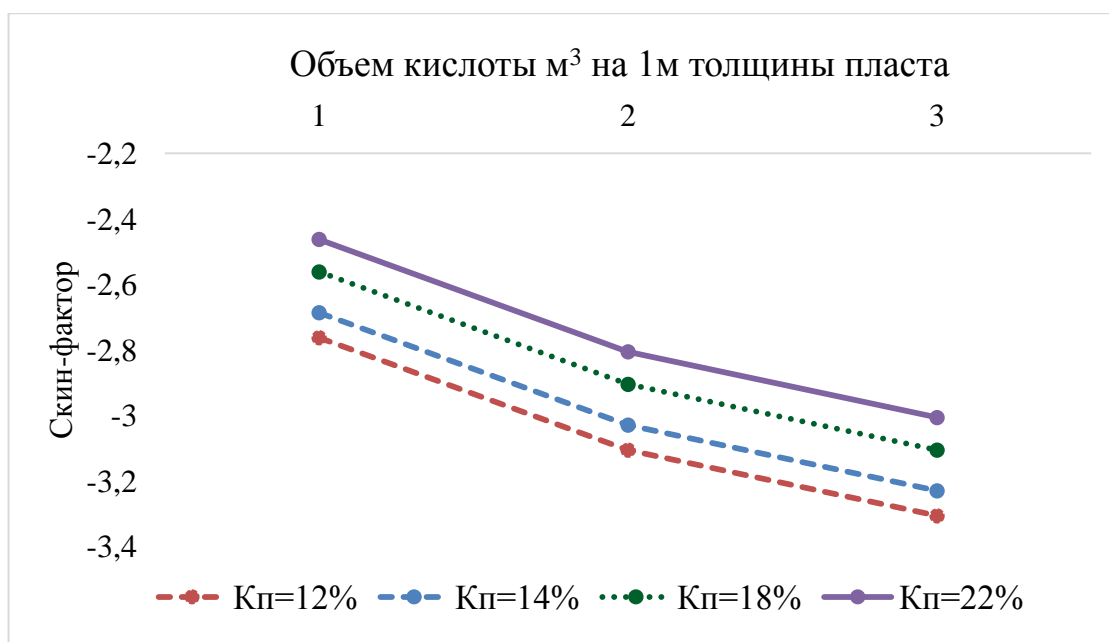


Рисунок 23 – Зависимость расчетного скин-фактора от объема кислотного состава на 1 м мощности пласта различной пористости при компактном растворении

### 3.2. Расчет возможного радиуса проникновения червоточин в призабойной зоне скважины

В работах Б.Г. Логинова [95] отмечается невозможность достижения полученных на промысле дебитов в предположении равномерного растворения. Действительно, прямым счетом по формуле расчета скин-фактора M.F. Hawkins для значений скин-фактора « $-5$ » и ниже радиус измененной зоны должен быть не менее 15–20 м (Рисунок 24). Данное заключение подтверждается экспериментальными и теоретическими исследованиями зарубежных авторов, которые показывают, что при снижении темпов утечек кислоты из червоточины в матрицу пород теоретически возможная длина червоточины может составлять от 3 до 68,6 м [96]. При данных расчетах принимаем, что проницаемость измененной зоны за счет воздействия кислоты много больше проницаемости до воздействия, для наглядности показано изменение от 10 до 100 раз (Рисунок 24).

На практике для башкирских отложений месторождений Пермского края значения скин-фактора при освоении из бурения достигают в том числе значений от  $-4$  до  $-5,5$ . Следовательно, представление о радиальном проникновении кислоты через все поровое пространство пород призабойной

зоны и увеличения за счет этого проницаемости пород в пределах околоскважинной зоны как основном факторе, определяющем увеличение дебитов скважин после кислотного воздействия, находится в противоречии с результатами указанных гидродинамических исследований. Приведенный анализ подтверждает многочисленные лабораторные исследования, указывающие на формирование при определенных параметрах закачки кислотного состава высокопроводящих «каналов растворения», называемых червоточинами.

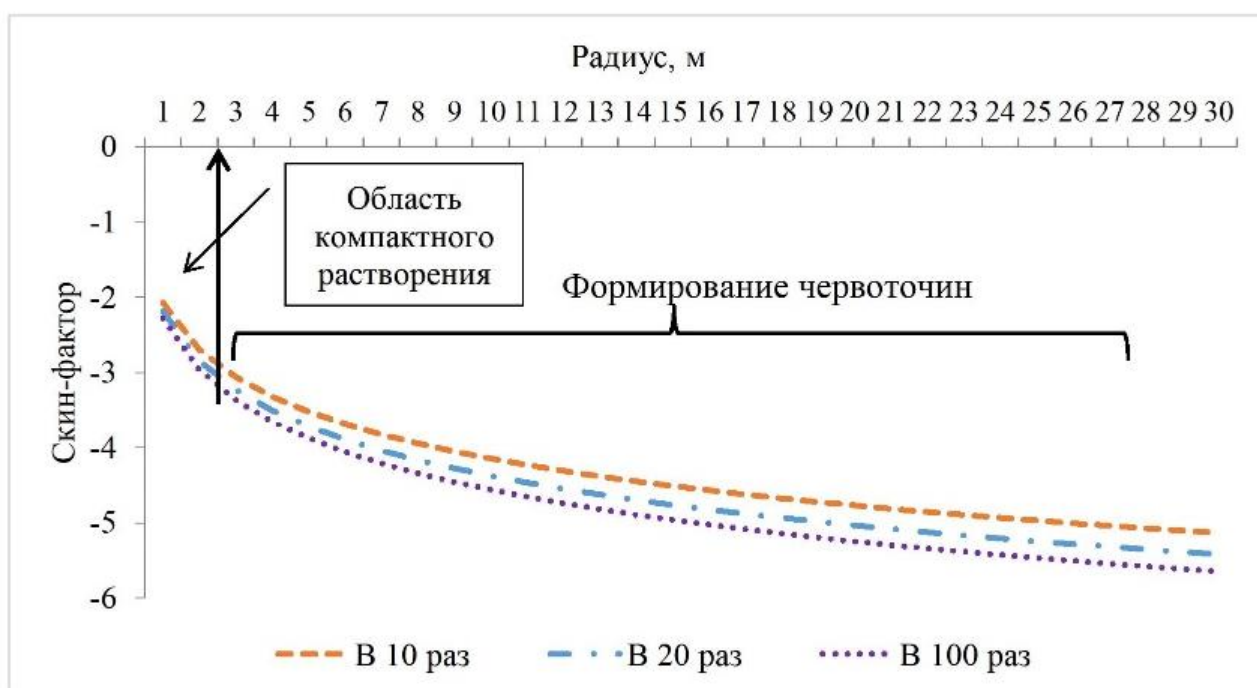


Рисунок 24 – Зависимость расчетного скин-фактора от радиуса измененной зоны при различной кратности изменения проницаемости

Основанием глубины проникновения червоточины в пласт, радиуса измененной зоны выступают данные минимальные и близкие к минимальным значения скин-фактора после освоения скважин из бурения. Имея серию фактических замеров скин-фактора по ряду скважин с минимальными значениями, в соответствии с зависимостью, приведенной на графике (Рисунок 24), можно определить максимальный радиус фактического проникновения червоточины в пласт, для однотипных условий технологии освоения скважин из бурения на месторождении.

По ряду скважин башкирских отложений месторождений Пермского края, по данным гидродинамических исследований, отмечены значения скин-фактора  $-5,5$  и менее, такие значения скин-фактора свидетельствуют о возможном радиусе формирования червоточин  $20-25$  м. Эти значения радиуса измененной зоны за счет формирования червоточин в призабойной зоне скважин можно использовать для дальнейших расчетов.

При больших значениях радиуса проникновения червоточин справедливо ожидать иной режим работы скважин, характеризующийся обводненностью, стремящейся к  $100\%$ , и минимальной выработкой запасов, тогда как на практике, применительно к объекту изучения, данный режим не отмечен.

### **3.3. Способ определения поинтервальных значений скин-фактора для условий послойной неоднородности мономинеральных карбонатных отложений**

По заключению ряда исследователей установлено, что червоточины инициируются в порах, сечение которых больше определенного размера, в порах меньшего размера реализуется режим равномерного растворения [78, 79].

На основании данных исследований справедливо ожидать, что пропластки с большей пористостью и, соответственно, проницаемостью будут в первую очередь подвергнуты воздействию в режиме формирования червоточин.

Также исследованиями [97] показано влияние минералогического состава горной породы на режим растворения, когда развитие червоточин происходит по участкам с наибольшим содержанием известняка. В работах А.С. Некрасова [98] отмечается, что для доломитов башкирского яруса характерны низкая пористость и проницаемость по сравнению с известняками. Соответственно данный фактор определяет формирование червоточин в первую очередь в пропластках большей пористости, характеризующихся большим содержанием известняка.

Для оперативной оценки с использованием доступной промысловой информации по скважинам предложен способ определения пропластков, подвергшихся воздействию в режиме компактного растворения и формирования



червоточин с определением дифференцированных значений скин-фактора по пропласткам после кислотного воздействия при освоении скважины из бурения.

Задавшись этим максимальным радиусом червоточин для пропластка с наибольшей пористостью в разрезе (для разных групп месторождений определяется индивидуально на основе результатов фактических гидродинамических исследований), зная объем кислоты на скважину, определяем объем пустотного пространства сформированных червоточин через долю от пористости каждого пропластка.

Данный расчет показывает, каким должен быть скин-фактор, если бы во всех пропластках разреза были сформированы червоточины. Сопоставляя расчетный скин-фактор при формировании по всем пропласткам червоточин со скин-фактором, полученным по данным гидродинамических исследований, задавая методом итерации по пропласткам с меньшей пористостью и проницаемостью режим компактного растворения, находим значение граничной пористости, когда для пропластков с меньшей пористостью, ниже данного значения, происходит компактное растворение, а значит будет и меньший радиус измененной зоны, тогда как при пористости выше данного значения формируются червоточины. Далее рассмотрим решение данной задачи.

Методом простых итераций, реализующим стратегию уточнения значения корня уравнения, уточним корень уравнения (2) с точностью до 0,001. Для этого выразим неизвестное из уравнения (2):

$$S_3 = \left( \frac{k_{\text{пл}}}{k_3} - 1 \right) (\ln r_3 - \ln r_c); \quad (3)$$

$$S_3 = \left( \frac{k_{\text{пл}}}{k_3} \ln r_3 - \ln r_3 - \frac{k_{\text{пл}}}{k_3} \ln r_c + \ln r_c \right); \quad (4)$$

$$0 = \frac{k_{\text{пл}}}{k_3} \ln r_3 - \ln r_3 - \frac{k_{\text{пл}}}{k_3} \ln r_c + \ln r_c - S_3; \quad (5)$$

$$\frac{k_{\text{пл}}}{k_3} \ln r_c - \ln r_c = \frac{k_{\text{пл}}}{k_3} \ln r_3 - \ln r_3 - S_3; \quad (6)$$

$$\ln r_3 = \frac{\frac{k_{\text{пл}}}{k_3} \ln r_c - \ln r_c - S_3}{\left( \frac{k_{\text{пл}}}{k_3} - 1 \right)}. \quad (7)$$

Должно соблюдаться следующее условие:

$$r_3 \in [1, \infty], S_3 = S; \quad (8)$$

$$\lim_{i \rightarrow \infty} (r_{3i}) = r_{3i}^*, r_{3i} \in [1, \infty], S_3 = S, \quad (9)$$

где  $S$  – значение скин-фактора в целом для скважины, определенное по данным фактических гидродинамических исследований после освоения скважины из бурения.

Тогда с шагом «1» находим такое значение  $S_3$  по пропласткам, чтобы оно удовлетворяло условию равенства значения скин-фактора в целом для скважины  $S$ , определенного по данным фактических гидродинамических исследований после освоения скважины из бурения.

Зная пограничное значение пористости, меньше которого проникновение кислоты происходит по поровой среде при компактном растворении, можно рассчитать объем кислоты, зашедшей в пласт, а значит, и радиус измененной зоны.

Изменение пористости при компактном растворении рассчитывается следующим образом:

$$K_{\text{п.н}} = \frac{M_{\text{р.п}}}{M_{\text{п}}} + K_{\text{п}}, \quad (10)$$

где  $K_{\text{п.н}}$  – пористость после растворения породы, доли ед.;

$M_{\text{р.п}}$  – масса растворенной породы, кг;

$M_{\text{п}}$  – масса породы по радиусу проникновения кислоты при компактном растворении, кг;

$K_{\text{п}}$  – пористость начальная, доли ед.

Для решения задачи расчета скин-фактора для каждого пропластка разреза на основании проведенных теоретических исследований разработан следующий способ:

1. Выполняется уточнение гидропроводности и проницаемости каждого интервала разреза, принятого по ГИС, через поправочный коэффициент на проницаемость по ГДИ.

2. Проводится оценка фактических значений скин-фактора для скважин на исследуемом объекте и/или месторождениях-аналогах после освоения скважин из бурения. Определяются фактические возможные минимальные значения скин-фактора. Сопоставляются полученные значения с теоретическими данными расчета радиуса измененной зоны, в результате получаем максимально возможный радиус проникновения червоточин для данной залежи на объекте при освоении скважин (для разных групп месторождений определяется индивидуально).

3. Выполняем первый расчет потенциального скин-фактора скважины для случая, когда во всех пропластках сформированы червоточины. При этом объем пустотного пространства сформированных червоточин выражается через долю от пористости каждого пропластка с учетом объема закачанного объема кислотного состава при освоении скважины из бурения. Результирующий расчетный скин-фактор в целом по скважине рассчитывается через пропорции по гидропроводности каждого интервала.

4. Сопоставляя расчетное значение скин-фактора с фактическими данными ГДИ по скважине, выполняется следующий итерационный расчет, когда радиус проникновения кислоты для пропластков с минимальной пористостью определяется как при компактном растворении, т.е. определяем граничное значение пористости, ниже которого произошло компактное растворение, значениям пористости выше определенного значения соответствует режим формирования червоточин.

5. Зная пограничное значение пористости, меньше которого проникновение кислоты происходит по поровой среде, можно рассчитать объем кислоты, зашедшей в пласт, а значит, и радиус измененной зоны.

6. По итогам расчетов получаем распределение значений скин-фактора индивидуально для каждого пропластка.

Предложенный способ позволяет определять значения скин-фактора индивидуально для каждого пропластка с необходимой точностью, которая подтверждается в дальнейшем при настройке, адаптации гидродинамической модели и выполнении прогнозных расчетов.

На основании теоретических исследований можно отметить важную, определяющую роль первой кислотной обработки в технологии проведения работ по освоению скважины, когда в призабойной зоне формируются червоточины по пропласткам. Повторные кислотные обработки без отклоняющихся систем преимущественно уже воздействуют на первоначально сформированные червоточины, новые червоточины, как правило, не образуются.

Учитывая важность и необходимость повышения достоверности определения значений скин-фактора при гидродинамических исследованиях скважин, автором разработан и запатентован «Способ гидродинамического исследования пласта добывающей скважины» [134]. Изобретение направлено на повышение точности и сокращение сроков проведения ГДИ за счет исключения влияния ствола скважины путем установки пакера над продуктивным пластом при исследовании и манометра, снимающего показания давления в подпакерном пространстве с каналом связи по кабелю до устья скважины.

Выводы по главе 3:

1. Получена теоретическая зависимость распределения значений радиуса измененных зон пропластков за счет формирования червоточин.

2. Разработан способ определения поинтервальных значений радиуса формирования червоточины и скин-фактора для условий послойной неоднородности карбонатных отложений.

Наряду с широким изучением вопроса влияния технологии, параметров кислотного воздействия на горную породу, преимущественно с использованием керновых моделей, не достаточно уделяется внимания влиянию свойств пласта, определяющих различные режимы воздействия, которые сложно определить на

практике. Вызывает научный интерес влияние геологических параметров, определяющих в пропластках режимы компактного растворения или формирования червоточин.

## ГЛАВА 4. ПОСТРОЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ МОДЕЛЕЙ СКИН-ФАКТОРА ДЛЯ ПОСЛОЙНО НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ

В работе проведено исследование влияния геологических параметров, определяемых обязательным комплексом геофизических исследований (ГИС) при строительстве скважин на характеристики околоскважинного пространства при кислотном воздействии [99].

С учетом имеющихся данных ГДИ, на основе передоложенного способа выполнены расчеты значений скин-фактора по пропласткам 34 скважин (Приложение 3).

Примеры гидродинамических исследований скважин приведены в Приложении 4. Представленные результаты определения значений скин-фактора скважин оцениваются как удовлетворительные и приняты для проведения расчетов по определению скин-фактора пропластков. Исходной информацией для построения статистических моделей оценки значений скин-фактора  $S$  служат данные о пористости  $K_p$ , проницаемости  $K_{пр}$ , толщине  $H_{пр}$  и нефтенасыщенности  $K_n$  пропластков.

Для комплексного изучения формирования значений скин-фактора  $S$  от геологических характеристик пропластков построен комплекс многомерных пошаговых регрессионных уравнений. Формирование данного комплекса происходило по следующему алгоритму:

1. Все наблюдения ранжируются по значению скин-фактора  $S$  от минимального до максимального.

2. Первая регрессионная модель строится на основе первых трех наблюдений, характеризующихся наименьшими значениями скин-фактора.

3. При построении последующих регрессионных моделей происходит увеличение количества наблюдений, положенных в основу моделей, на одно наблюдение.

4. Формирование комплекса регрессионных уравнений завершается, когда в последнюю модель войдут все наблюдения.

Уравнения регрессии разрабатывались с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА), который позволяет формировать регрессионные уравнения, включающие только статистически значимые показатели при прогнозировании скин-фактора  $S$ . Методика и примеры использования пошагового регрессионного анализа для решения различных нефтепромысловых задач представлены в работах [100–103].

Всего было построено 231 уравнение регрессии. Установлено, что показатель  $K_n$  был использован при построении 198 уравнений,  $K_{np}$  – 98,  $K_n$  – 121 и  $H_{np}$  – 70 уравнений. Свободные члены и угловые коэффициенты при используемых параметрах в зависимости от количества наблюдений, положенных в основу уравнений, характеризуются сложной картиной распределения. Полученные зависимости визуализированы на графиках зависимости значений членов уравнения от максимального значения скин-фактора наблюдений, на основе которых формировались уравнения (что отражает количество наблюдений, так как наблюдения были отсортированы на основании возрастания скин-фактора). Изменения значений параметров регрессионных уравнений показаны на графиках (Рисунок 25).

По графику изменения свободных членов уравнения (Рисунок 25, *a*) установлено, что в пределах поля корреляции на визуальном уровне наблюдаются две траектории изменения данного параметра, отделяющиеся значением  $S = -4$ . При  $S < -4$  значения свободных членов возрастают от  $-12$  до  $-4$  с локальным уменьшением до  $-6,2$  и дальнейшим устойчивым возрастанием значений свободного члена до  $-4$ . При достижении  $S = -4$  происходит снижение значений свободного члена, что свидетельствует о включении в уравнение наблюдений, в которых процесс формирования уравнения отличен от предыдущих наблюдений. Далее при значениях  $S > -3,00$  траектория вновь характеризуется устойчивым возрастанием значений свободных членов от  $-6$  до  $0,5$  с постепенным снижением интенсивности увеличения.

По графику изменения угловых коэффициентов при  $K_n$  (Рисунок 25, *b*) видно, что угловые коэффициенты при  $K_n$  изменяются по «куполовидной»

траектории. При значениях  $S < -4$  наблюдается увеличение углового коэффициента при  $K_{\Pi}$ , при значениях  $S > -4$  – уменьшение. Это свидетельствует о том, что при  $S < -4$  происходит повышенное влияние  $K_{\Pi}$  на величину  $S$ . При  $S > -4$  влияние  $K_{\Pi}$  на  $S$  начинает интенсивно убывать.

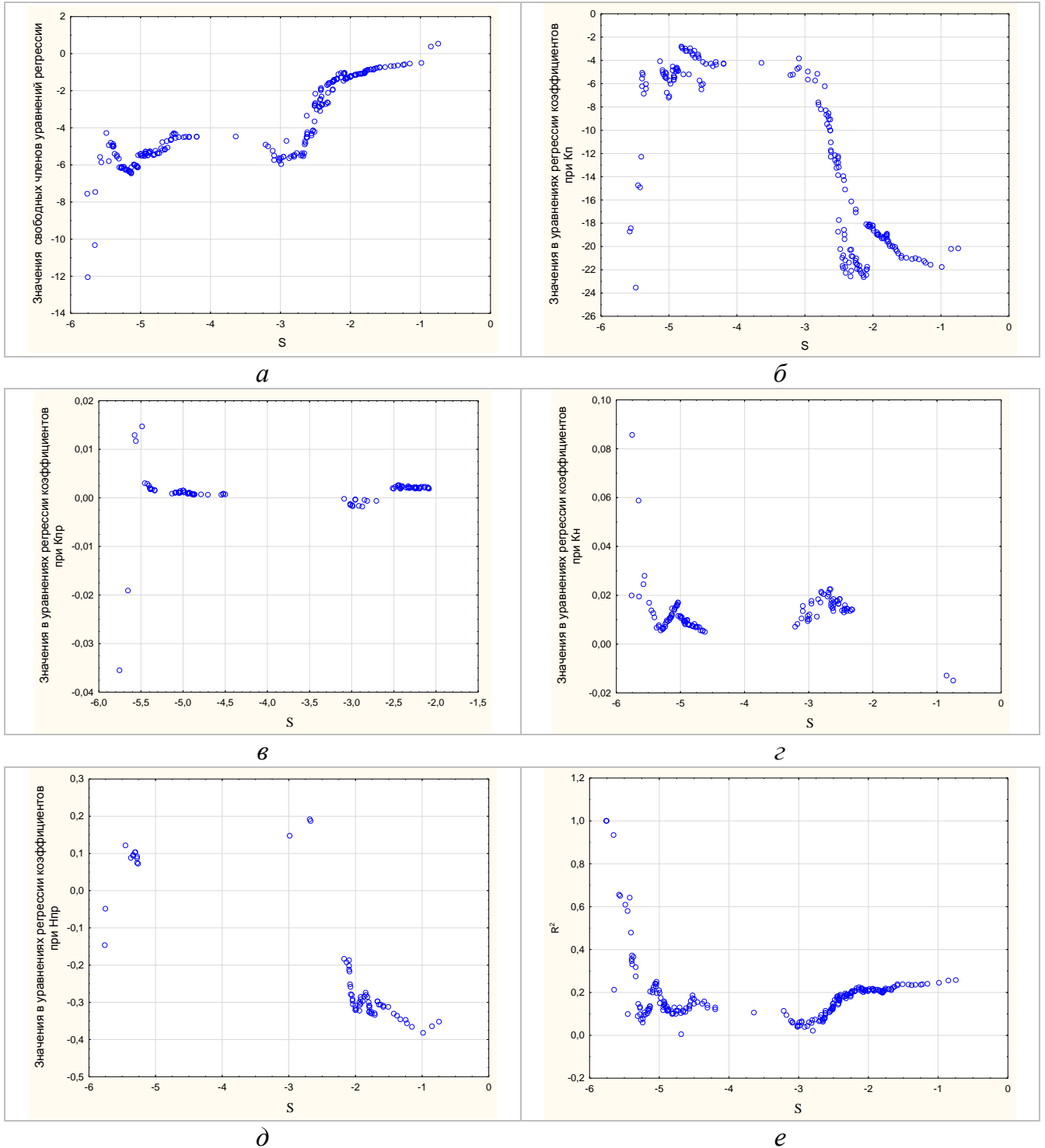


Рисунок 25 – Изменения значений: *a* – свободных членов; *б* – угловых коэффициентов при  $K_{\Pi}$ ; *в* – угловых коэффициентов при  $K_{Pr}$ ; *з* – угловых коэффициентов при  $K_H$ ; *д* – угловых коэффициентов при  $H_{Pr}$ ; *e* – коэффициентов  $R^2$



По графику изменения угловых коэффициентов при  $K_{пр}$  (Рисунок 25, в) видно, что при изменении значений  $S$  величины коэффициентов при  $K_{пр}$ , изменяются незначительно. Это свидетельствует о том, что влияние значений  $K_{пр}$  на  $S$  на всем диапазоне значительно меньше, чем  $K_{п}$ .

По графику изменения угловых коэффициентов при  $K_{н}$  (Рисунок 25, з) видно, что при изменении значений  $S$  величины коэффициентов при  $K_{н}$  практически во всех построенных моделях имеют положительные значения, которые в основном изменяются в диапазоне 0,0–0,02.

По графику изменения угловых коэффициентов при  $H_{пр}$  (Рисунок 25, д) установлено, что при  $S < -4$  параметр  $H_{пр}$  включается в уравнения в единичных случаях, а при  $S > -4$  присутствует практически во всех уравнениях.

По графику изменения значений коэффициентов  $R^2$  (Рисунок 25, е) видно, что при повышении значений  $S$  величины коэффициентов  $R^2$  изменяются по траектории, в пределах которой выделяются два участка. Границу между данными участками можно провести по  $S = -4,00$ . При  $S < -4$  при повышении значений  $S$  происходит интенсивное снижение  $R^2$  по сложной траектории. При  $S > -4$ , наоборот, происходит повышение  $R^2$  по более простой траектории.

Зависимость изменения значений в уравнениях регрессии коэффициентов при  $K_{п}$  от значений  $S$  наилучшим образом описывается следующим уравнением регрессии:

$$K-K_{п} = 1,4232S^3 + 11,925 S^2 + 23,42 S - 8,7373, \text{ при } R^2 = 0,821. \quad (11)$$

По данной формуле вычислены значения  $K - K_{п}$  и сопоставлены со значениями  $S$  (Рисунок 26).

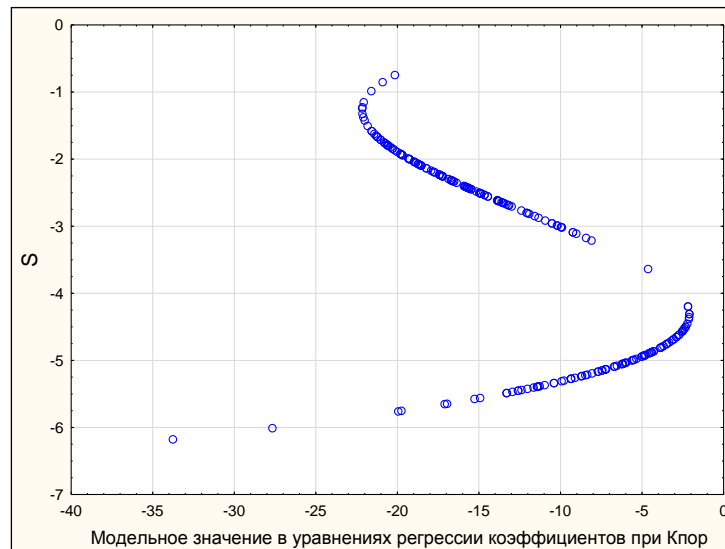


Рисунок 26 – Изменения значений  $S$  в зависимости от модельных значений коэффициентов при  $K_{\Pi}$  в уравнениях регрессии

Таким образом, по результатам пошагового регрессионного анализа исходная выборка была разделена на два класса: при  $S < -4$  – класс «1», при  $S > -4$  – класс «2».

Для более полного статистического анализа выполнено сравнение распределений значений показателей, принадлежащих разным классам с помощью статистики Пирсона  $\chi^2$ , которая рассчитывается по следующей формуле [104, 105]:

$$\chi^2 = N_1 N_2 \sum_{i=1}^e \frac{1}{M_1 + M_2} \left( \frac{M_1}{N_1} - \frac{M_2}{N_2} \right)^2, \quad (12)$$

где  $N_1, N_2$  – количество значений показателей для 1-го и 2-го классов соответственно;  $M_1, M_2$  – количество значений, попавших в заданный интервал для 1-го и 2-го классов соответственно;  $e$  – количество интервалов для изучаемых показателей.

Также произведено сравнение средних значений параметров выделенных классов с помощью  $t$ -критерия Стьюдента [106–109], который рассчитывается по формуле:

$$t_p = \frac{|X_1 - X_2|}{\sqrt{\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \left( \frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \right)}}, \quad (13)$$

где  $X_1, X_2$  – средние значения показателей для 1-го и 2-го классов соответственно,  $S_1^2, S_2^2$  – дисперсии показателей по классам. Различие в средних значениях считается статистически значимым (гипотеза подтверждается), если расчетное значение  $t$ -критерия больше теоретического:  $t_p > t_T$ . Если  $t_p < t_T$  – гипотеза отклоняется, различий в средних значениях нет. Значения  $t_T$  определяются в зависимости от количества сравниваемых данных и уровня значимости ( $\alpha = 0,05$ ). Результаты сравнения классов приведены в Таблице 15.

В пределах выделенных классов плотности распределений по всем параметрам статистически различаются. Также установлено, что по всем параметрам различия средних значений статистически значимы.

Таблица 15 – Результаты сравнения классов по критерию Пирсона и критерию Стьюдента

Показатель	$S < -4,00$	$S > -4,00$	Критерии $\chi^2$ $p$	Критерии $t$ $p$
$K_n$ , доли ед.	$0,180 \pm 0,032$	$0,105 \pm 0,024$	$\frac{44,530}{0,000}$	$\frac{6,996}{0,0000}$
$K_{пр}$ , мкм <sup>2</sup>	$50,1 \pm 95,5$	$9,7 \pm 20,7$	$\frac{22,108}{0,000016}$	$\frac{4,774}{0,000003}$
$K_n$ , %	$85,0 \pm 7,6$	$80,7 \pm 9,6$	$\frac{12,622}{0,00181}$	$\frac{3,610}{0,00038}$
$H_{пр}$ , м	$1,15 \pm 0,49$	$1,01 \pm 0,38$	$\frac{5,904}{0,05223}$	$\frac{2,422}{0,01621}$

Далее для комплексной оценки различий между классами проведен пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА). Для разработки модели использовалась вся изучаемая выборка.

$$Z = -0,948K_n - 0,227H_{пр}, \text{ при } R = 0,817, \chi^2 = 46,34, p = 0,000. \quad (14)$$

В линейную дискриминантную функцию (ЛДФ) включены параметры  $K_{\Pi}$  и  $H_{\text{пр}}$ . ЛДФ является статистически значимой, что позволяет считать, что значения  $S$  контролируются этими параметрами.

После этого для приведения изучаемых параметров к одной размерности (вероятности) были построены линейные вероятностные модели принадлежности к классу «1» ( $S < -4,00$ ) –  $P(S)$  по этим показателям.

Для построения вероятностных моделей сначала определяются оптимальные величины интервалов варьирования, которые вычисляются по формуле Стерджесса [110, 111]:

$$\Delta X = \frac{X_{\max} - X_{\min}}{1 + 3,322 \cdot \lg N}, \quad (15)$$

где  $X_{\max}$  – максимальное значение показателя;  $X_{\min}$  – минимальное значение показателя;  $N$  – количество наблюдений.

В каждом интервале определяются частоты:

$$P(X_j | W_k) = \frac{N_k}{N_q}, \quad (16)$$

где  $P(X_j | W_k)$  – частота в  $k$ -м интервале для классов  $W_q$  ( $q = 1$  – соответствует 1-му классу, а  $q = 2$  – 2-му классу);  $N_k$  – число случаев содержания показателя  $P(X)$  в  $k$ -м интервале;  $N_q$  – объем выборки для 1-го и 2-го классов. Распределение частот в исследуемых классах по показателю  $K_{\Pi}$  приведено в Таблице 16.

Таблица 16 – Распределение частот  $K_{\Pi}$  по классам

Классы объектов	Интервалы варьирования $K_{\Pi}$ , доли ед.								
	0,06–0,08	0,08–0,10	0,10–0,12	0,12–0,14	0,14–0,16	0,16–0,18	0,18–0,20	0,20–0,22	0,22–0,24
1-й класс ( $S < -4,00$ )	0,010	0,142	0,306	0,234	0,132	0,102	0,051	–	0,020
2-й класс ( $S > -4,00$ )	0,148	0,303	0,288	0,185	0,051	0,022	–	–	–

По результатам анализа Таблицы 16 установлено, что по классам наблюдается смещение частот встречаемости значений при изменении интервалов варьирования. При  $S < -4$  значения находятся в диапазоне 0,06–0,24 долей ед., при

модальном интервале 0,10–0,12. Для скважин при  $S1 > -4,00$  от 0,06 до 0,18 долей ед. наблюдается уменьшение диапазонов значений, мода находится в интервале 0,08–0,10 долей ед. Все это показывает, что значения  $S$  в значительной мере зависят от величины  $K_{п}$ .

Далее в каждом интервале вычисляются условные интервальные вероятности принадлежности к классу «1» по формуле:

$$P(W_q|X_j)_k = \frac{P(X_j|W_1)_k}{P(X_j|W_1)_k + P(X_j|W_2)_k}, \quad (17)$$

где  $P(W_q|X_j)_k$  – условная интервальная вероятность принадлежности переменной  $X_j$  в  $k$ -м интервале к классу  $W_q$ .

Затем интервальные вероятности принадлежности к этому классу сопоставляются со средними интервальными значениями  $K_{п}$ . На основании этих данных с помощью регрессионного анализа строится вероятностная модель принадлежности к классу «1». При необходимости корректировка построенных моделей выполняется из условия, что среднее значение вероятностей для 1-го класса ( $S < -4$ ) должно быть больше 0,5, а для 2-го класса ( $S < -4$ ) меньше 0,5. Детально информация о построении и использовании индивидуальных вероятностных моделей изложена в работах [112–115].

По вышеописанной методике получены вероятностные модели по всем параметрам (Таблица 17).

Таблица 17 – Индивидуальные вероятностные модели

Показатель	Уравнение вероятности принадлежности к $S1 < -4,00$	Диапазон изменения показателей	Диапазон изменения вероятностей
$K_{п}$ , доли ед.	$P(K_{п}) = 0,127 + 3,2527 K_{п}$	0,061–0,237	0,325–0,897
$K_{пр}$ , мкм <sup>2</sup>	$P(K_{пр}) = 0,476 + 0,0011 K_{пр}$	0,258–399,0	0,476–0,914
$K_{н}$ , %	$P(K_{н}) = -0,459 + 0,0117 K_{н}$	47,4–95,5	0,095–0,658
$H_{пр}$ , м	$P(H_{пр}) = 0,310 + 0,1751 H_{пр}$	0,02–3,14	0,313–0,859

Вероятностные модели по всем параметрам представлены на графиках (Рисунок 27).

Для учета вероятностей, полученных по индивидуальным моделям, по всем параметрам в совокупности разработан комплексный критерий  $P_{\text{комп}}$ , который определяется по формуле [116, 117]:

$$P_{\text{комп}} = \frac{\prod P_i}{\prod P_i + \prod (1 - P_i)}, \quad (18)$$

где  $P_i$  – индивидуальные вероятности параметров.

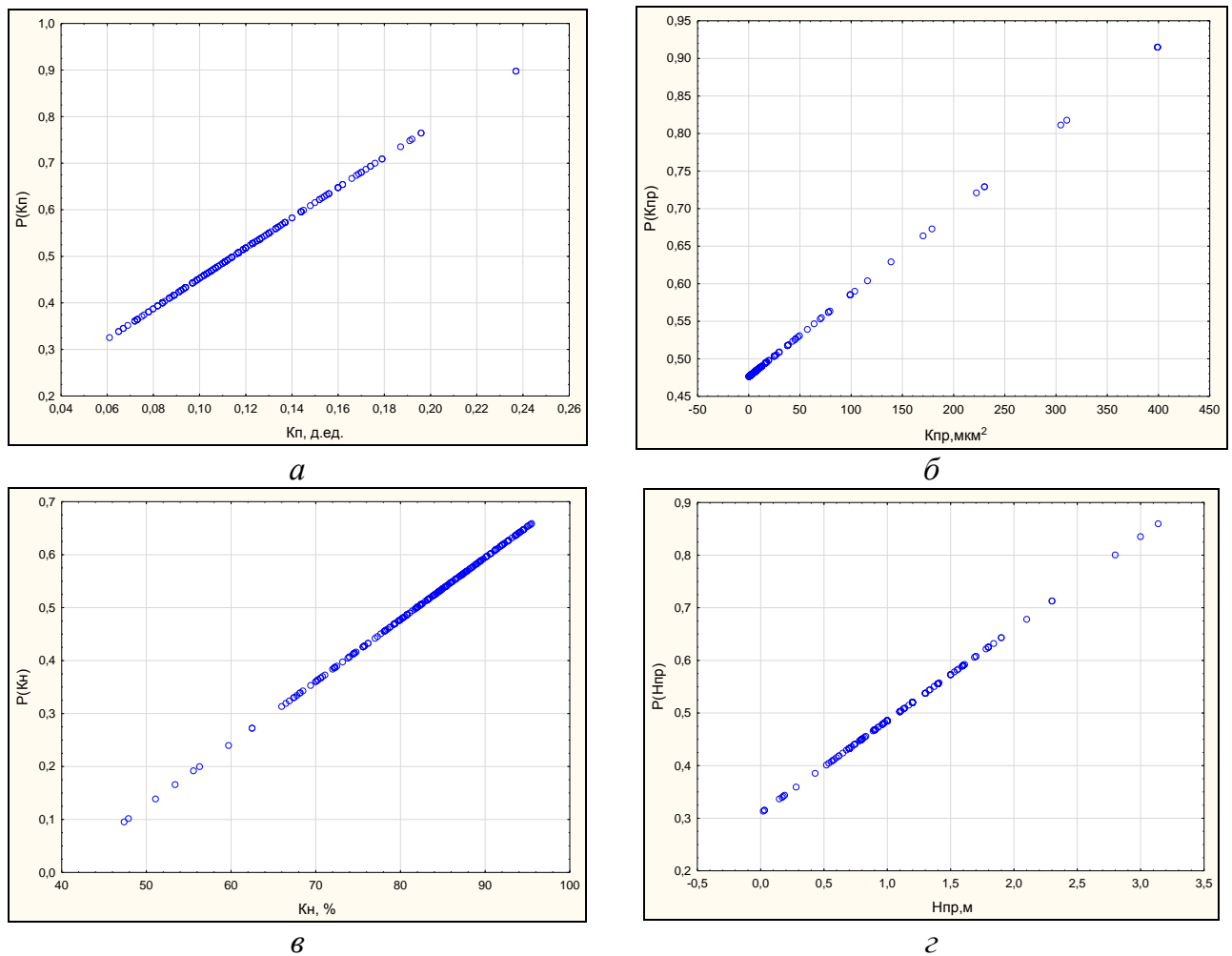


Рисунок 27 – Индивидуальные вероятностные модели по параметрам: а –  $K_{\text{п}}$ ; б –  $K_{\text{пр}}$ ; в –  $K_{\text{н}}$ ; г –  $H_{\text{пр}}$

После вычисления комплексной вероятности  $P_{\text{комп}}$  и отнесения к 1-му классу по всем наблюдениям построены регрессионные уравнения, где в качестве зависимой переменной выбрана комплексная вероятность  $P_{\text{комп}}$ , а в качестве независимых – вероятности по индивидуальным моделям. Порядок формирования комплексной вероятностной модели по шагам представлен в Таблице 18.

Таблица 18 – Уравнения регрессии при различных  $m$ 

$m$	Свободный член регрессии	Коэффициенты при характеристиках в уравнениях регрессии, в скобках приведен порядок включения показателей в уравнения регрессии				$R$	$p$
		$P(K_n)$	$P(K_{np})$	$P(K_n)$	$P(H_{np})$		
$m = 2$	-0,269	1,07905(1)	0,44948(2)	–	–	0,993	< 0,000
$m = 3$	-0,621	1,02938(1)	0,31247(2)	0,89235(3)	–	0,995	< 0,000
$m = 4$	-0,933	1,01411(1)	0,19417(2)	0,87861(3)	0,77359(4)	0,985	< 0,000

Сравнение значений полученных комплексных вероятностей  $P_{\text{комп}}$  выделенных классов на каждом шаге приведены в Таблице 19.

Таблица 19 – Сравнение значений полученных комплексных вероятностей  $P_{\text{комп}}$  выделенных классов на каждом шаге

$m$	Классы выделенных скважин		Критерии $\chi^2$ $p$	Критерии $t$ $p$
	$P_{\text{комп}}$			
	при $S > -4,00$	при $S < -4,00$		
$m = 2$	$0,567 \pm 0,155$	$0,456 \pm 0,093$	$\frac{43,3216}{0,0000}$	$\frac{7,17743}{0,0000}$
$m = 3$	$0,593 \pm 0,188$	$0,447 \pm 0,159$	$\frac{47,68480}{0,0000}$	$\frac{7,38794}{0,0000}$
$m = 4$	$0,601 \pm 0,190$	$0,439 \pm 0,179$	$\frac{50,09144}{0,0000}$	$\frac{7,62695}{0,0000}$

Из Таблицы 19 следует, что различие значений  $P_{\text{комп}}$  для выделенных классов последовательно увеличивается при возрастании количества параметров в уравнении. Таким образом, показано, что для прогнозирования значений скин-фактора  $S$  следует каждый выделенный класс рассматривать в отдельности.

Далее для каждого класса методом пошагового регрессионного анализа построены прогнозные модели скин-фактора  $S$ . Регрессионное уравнение для 1-го класса имеет вид:

$$S_1 = -4,473 - 4,256 \cdot K_n, R = 0,348, p = 0,0004, \sigma = 0,369. \quad (19)$$

В уравнении участвует только один параметр  $K_n$ . Параметры  $K_n$ ,  $K_{np}$  и  $H_{np}$  в модель не включены ввиду их низкой значимости для прогнозирования скин-фактора в данной группе.

Регрессионное уравнение для 2-го класса имеет следующий вид:

$$S_2 = -0,653 - 0,005 \cdot K_{np} - 0,019 \cdot K_n, R = 0,48, p < 0,000, \sigma = 0,449. \quad (20)$$

На первом шаге построения модели использован показатель  $K_n$ , на втором –  $K_{пр}$ . Значения коэффициентов  $R$ , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,436; 0,480. Параметры  $K_n$  и  $H_{пр}$  в модель не включены ввиду их низкой значимости для прогнозирования скин-фактора в данной группе.

Графическое сопоставление фактических и модельных значений скин-фактора представлено на графике (Рисунок 28).

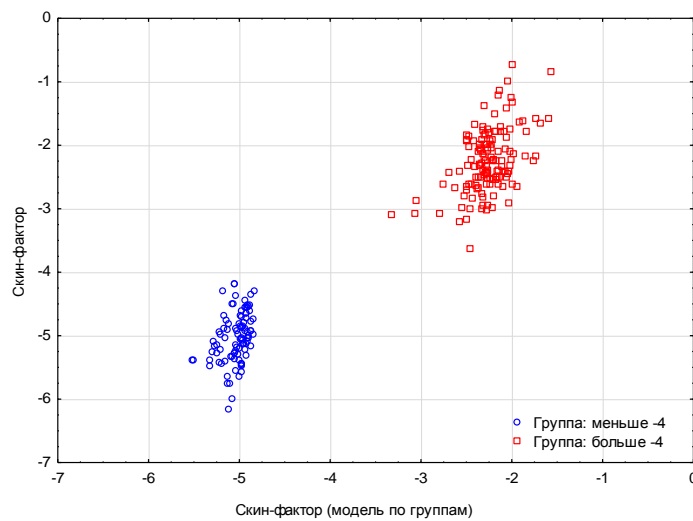


Рисунок 28 – Сопоставление фактических и модельных значений скин-фактора

По выделенным группам наблюдаются положительные корреляции и модельные значения  $S$  располагаются в пределах выделенных границ классов.

Также для сравнения с полученными моделями по классам была построена базовая модель, основанная на использовании всех наблюдений, независимо от их принадлежности к группам. Регрессионное уравнение базовой модели имеет следующий вид:

$$S^M = -0,534 - 20,163 \cdot K_n - 0,352 \cdot H_{пр} - 0,015 \cdot K_{пр}, \quad (21)$$

$$R = 0,508, p < 0,000, \sigma = 1,258.$$

Для совместного учета разработанных многомерных статистических моделей разработана модель, которая имеет следующий вид:

$$S = 0,292 + 0,149S^M + 1,039(S_1 + S_2) + 0,04(S^M)^2 - 0,036 S^M(S_1 + S_2) + 0,022(S_1 + S_2)^2, \quad (22)$$

при  $R = 0,959; p < 0,000, \sigma = 0,41.$



Для сравнения базовой модели и модели с выделением классов математических моделей посчитаны средняя абсолютная и средняя относительная ошибки прогноза [118, 119].

Средняя абсолютная ошибка выражает степень несоответствия между фактическими и прогнозируемыми значениями в абсолютных значениях и рассчитывается по формуле

$$\bar{E}_{\text{абс}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i|, \quad (23)$$

где  $y_i$  – фактическое значение;  $\hat{y}_i$  – прогнозное значение;  $n$  – количество наблюдений.

Средняя относительная ошибка выражает степень несоответствия между фактическими и прогнозируемыми значениями в процентах, рассчитывается по формуле:

$$\bar{E}_{\text{отн}} = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{y_i} \right) \cdot 100. \quad (24)$$

Результаты расчета данных ошибок по каждой модели представлены в Таблице 20.

Таблица 20 – Сравнение моделей по метрикам

Модели	Средняя абсолютная ошибка, ед.	Средняя относительная ошибка, %
Базовая модель	1,073	37,99
Модель по классам	0,329	13,17
Объединенная модель	0,328	13,12

Установлено, что модель по классам обладает более высокой точностью по сравнению с базовой моделью.

Впервые установлено, что скин-фактор формируется в группе с компактным растворением за счет проницаемости и начальной нефтенасыщенности пропластков, а в группе с формированием червоточин за счет пористости пропластков.

Дифференцированные значения скин-факторов используются при настройке ГДМ на историю и моделировании кислотных обработок с отклонителями.

## **ГЛАВА 5. МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИН ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ КОМПЛЕКСНЫМИ КИСЛОТНЫМИ СИСТЕМАМИ С ОТКЛОНИТЕЛЯМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ**

### **5.1. Обзор применяемых методов прогнозирования дебита добывающей скважины при кислотной обработке**

В общем виде известные решения прогнозирования режима работы скважин после проведения мероприятий интенсификации добычи нефти включают в себя использование гидродинамического симулятора, аналитические, статистические методы, а также комплексирование методов с результатами физического моделирования на керне [120–124].

Сравнение существующих методов прогнозирования дебита нефти после проведения кислотных обработок представлено в Таблице 21. Достоинства и недостатки аналитического и статистических методов хорошо известны, их эффективность определяется в основном достаточным объемом и достоверностью исходной информации, близостью параметров применяемой технологии и геолого-физических свойств объектов воздействия.

Использование гидродинамической модели для прогнозирования режима работы скважин после проведения геолого-технических мероприятий является предпочтительным, поскольку при этом учитывается распределение фильтрационно-емкостных свойств, остаточных запасов нефти, значений пластового давления и другое в объеме залежи. Обозначенные факторы являются фундаментальными требованиями для обеспечения точности прогнозирования режимов работы скважины после воздействия.

Таблица 21 – Сравнение существующих методов прогнозирования дебита нефти после кислотной обработки

№ п/п	Характеристика метода	Гидродинамическая модель	Аналитический	Статистический
1	Учет распределения запасов и пластового давления в объеме залежи	Максимальное	Да	Нет
2	Учет геолого-физических свойств пласта	Да	Частично	Частично
3	Учет параметров технологии	Нет	Частично при наличии достаточного опыта	Частично при наличии достаточного опыта
4	Точность прогноза дебита нефти	Недостаточная	Удовлетворительная для стандартных работ, успешность 75–85 %	Хорошая при представительной выборке
5	Достоинства	Учет анизотропии объекта, распределения остаточных запасов и энергетики в объеме залежи	Оперативность расчетов	Расчеты основаны на фактическом опыте проведения мероприятий
6	Недостатки	Невозможность прямого описания параметров КО. Отсутствуют обоснованные решения по заданию скин-фактора по пропласткам	Низкая точность метода вследствие недостаточно полного учета различных факторов	Сложность расчетов, высокие требования к достаточности и качеству исходных данных

Ключевым сдерживающим фактором широкого использования гидродинамических моделей при прогнозировании дебита после кислотных обработок, в том числе с отклонителями, для условий послойной неоднородности карбонатных отложений является сложность определения, установления и задания измененных свойств призабойной зоны каждого пропластка в разрезе в зависимости от технологии проведения работ. Решению этой задачи посвящена настоящая работа.

## **5.2. Методика настройки, адаптации гидродинамической модели на историю**

На месторождениях Пермского края освоение скважин из бурения, вскрывших карбонатный разрез, в большинстве случаев до середины 2000-х гг. осуществлялось проведением перфорационных работ с последующим проведением кислотных обработок различного формата. Такие методы, как кислотный и пропантный ГРП, радиальное бурение, еще не получили широкого применения.

При организации заводнения, развитии системы поддержания пластового давления по отдельным скважинам исследуемых послойно-неоднородных карбонатных отложений нередки случаи интенсивного роста обводненности добываемой продукции, в том числе кратно опережающие темпы выработки запасов. Очевидно, что происходит более интенсивное продвижение фронта закачиваемой воды по наиболее проницаемым пропласткам [125–131]. Как показывают теоретические исследования, различные режимы реакции кислоты с породой определяют принципиально отличающиеся характеристики призабойной зоны. Так, режим формирования червоточин может определять радиус измененной зоны вплоть до 15–25 м, при этом скин-фактор может составлять от  $-4$  до  $-5,5$ . При компактном растворении радиус изменения проницаемости призабойной зоны определяется первыми метрами и при применяемых объемах кислотных составов на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины от 0,5 до 3 м<sup>3</sup> прямыми расчетами при плоскорадиальном продвижении кислоты в пласт не может превышать 3 м.

Учитывая, что при ранее сформированных червоточинах проведение повторных кислотных обработок без применения отклоняющих систем приведет к размещению кислотного состава преимущественно в этих, ранее сформированных, высокопроницаемых каналах, можно сделать вывод об исключительной важности первой кислотной обработки при освоении скважины из бурения [133]. В случае реализации высоких темпов закачки кислотных составов, обеспечения требуемых высоких давлений возможны формирование, развитие червоточин по большей части разреза и, как следствие, принципиально большая продуктивность скважины. Тогда как низкие темпы закачки кислотных составов, невозможность поддержания высоких давлений определяют режим компактного растворения и, как следствие, на порядок меньший радиус измененной зоны и меньшую продуктивность скважины. Сопоставляя результаты проведенных теоретических исследований с фактическими данными замеров значений скин-фактора в скважинах после освоения из бурения, можно сделать вывод о формировании в большинстве случаев червоточин по высокопроницаемым пропласткам, тогда как для пропластков с меньшей проницаемостью реализуется компактное растворение.

Рассмотрим пример настройки ГДМ при использовании единого и дифференцированных значений скин-фактора для пропластков по скважине № 540 башкирской залежи Уньвинского месторождения.

Размещение анализируемой скважины № 540 по отношению к нагнетательным скважинам представлено на Рисунке 29. Профиль по скважинам №№ 83, 540, 541, разрез скважины № 540 по данным геофизических исследований представлены на Рисунках 30 и 31 соответственно. Представленный разрез характеризуется высокой послойной неоднородностью и расчлененностью.

Режим работы скважины № 540, динамика обводненности добываемой продукции в начале 1990-х гг. (Рисунок 32) определяются темпами закачки воды в нагнетательные скважины № 83 (Рисунок 33) и № 541 (Рисунок 34).

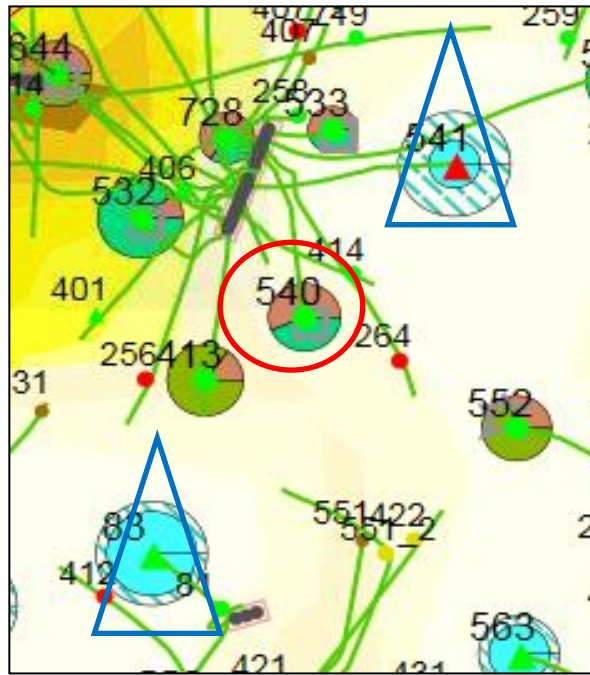


Рисунок 29 – Фрагмент карты текущих отборов, накопленных показателей добычи и закачки на карте плотности распределения остаточных запасов нефти

**83    540    541**

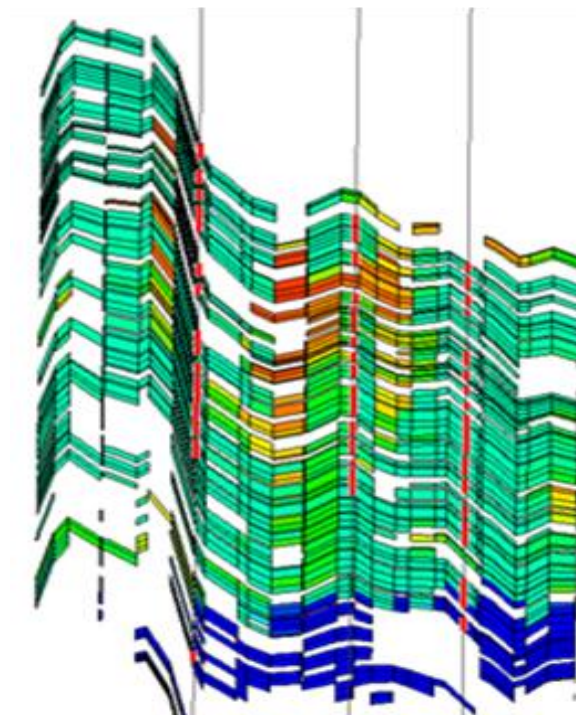


Рисунок 30 – Профиль по скважинам №№ 83, 540, 541

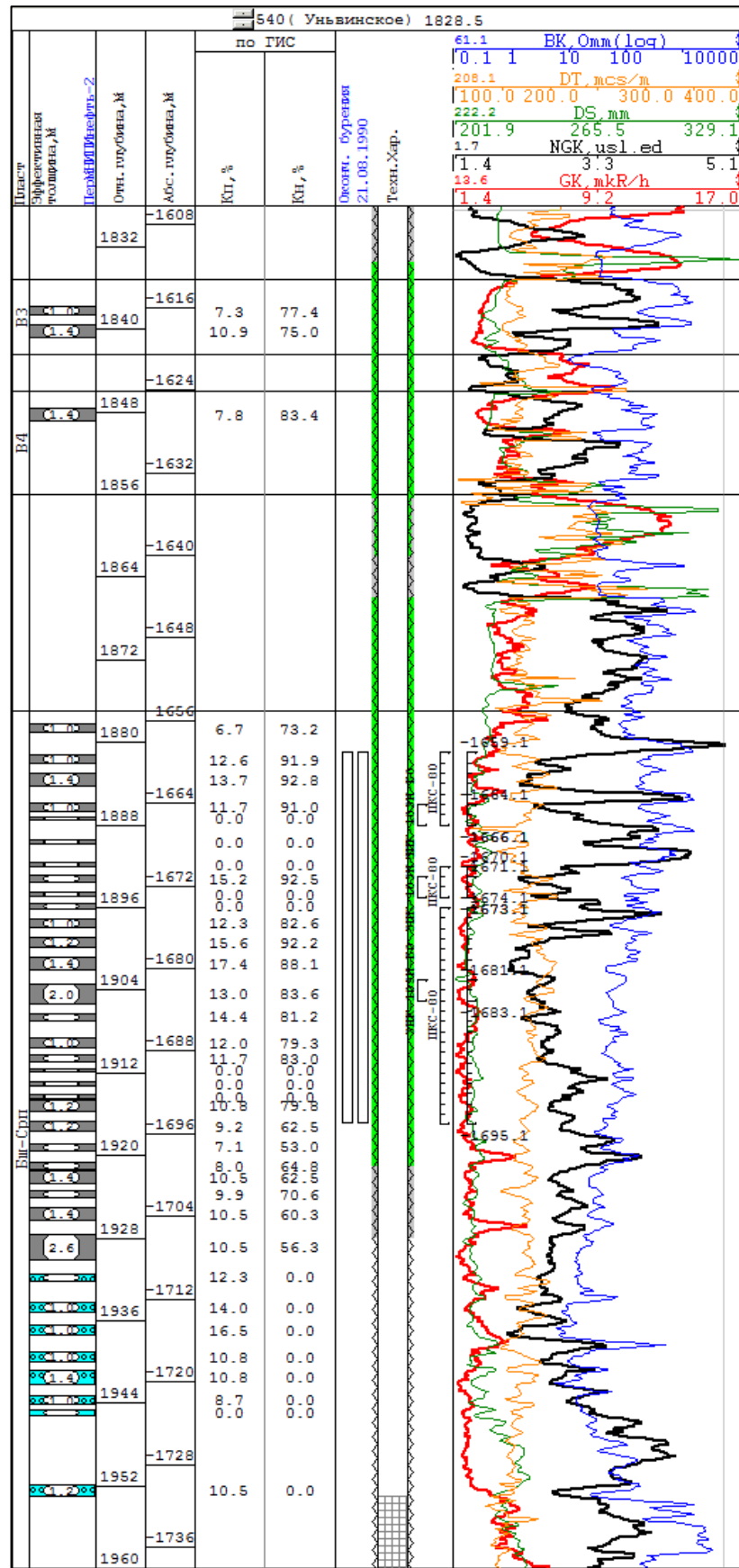


Рисунок 31 – Разрез скважины по данным геофизических исследований

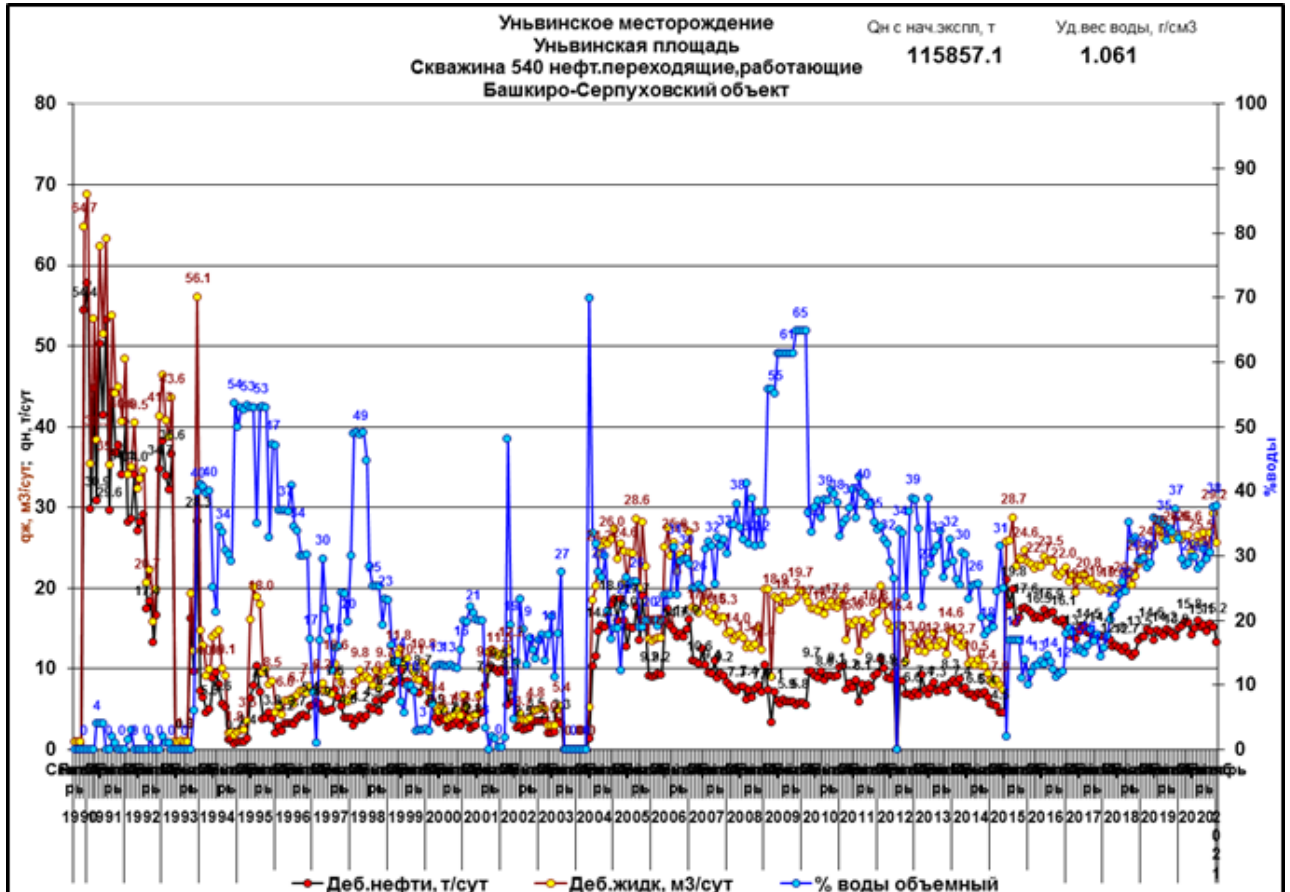


Рисунок 32 – График работы скважины № 540 с начала эксплуатации

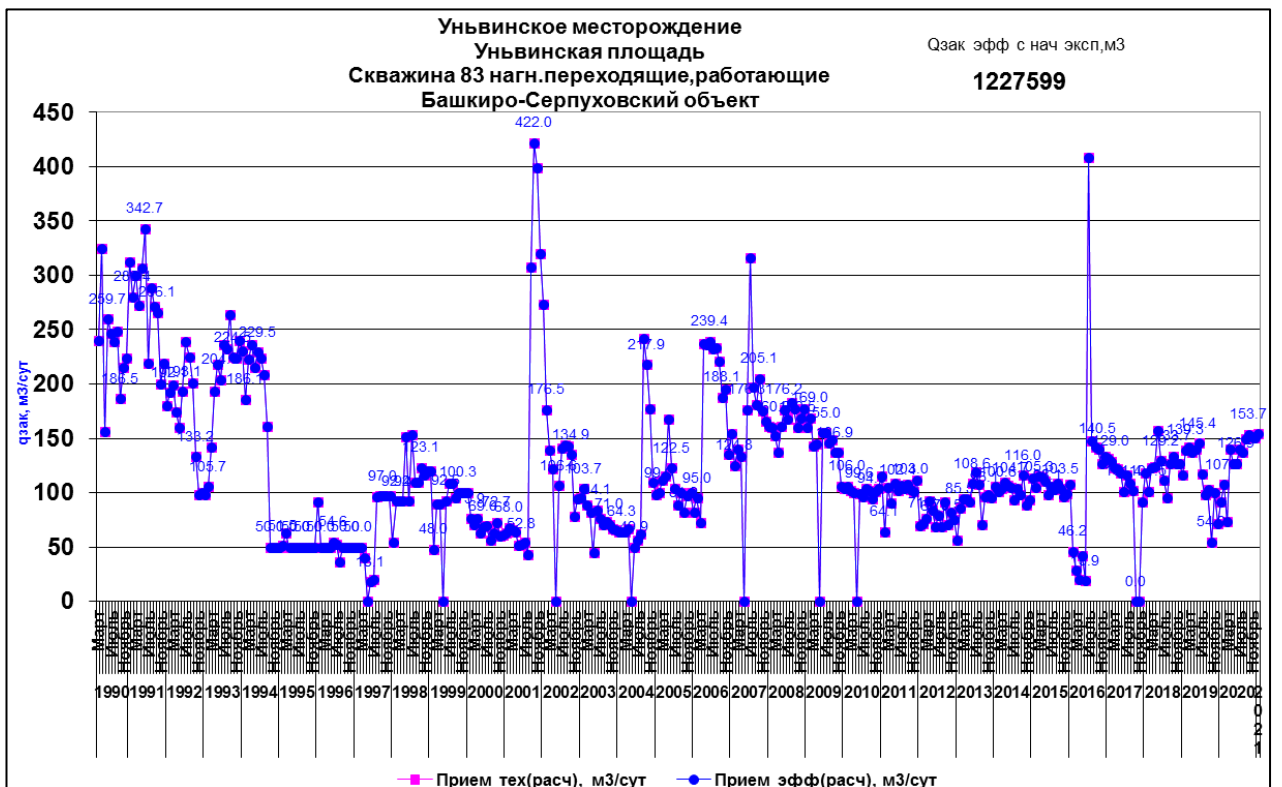


Рисунок 33 – График работы нагнетательной скважины № 83



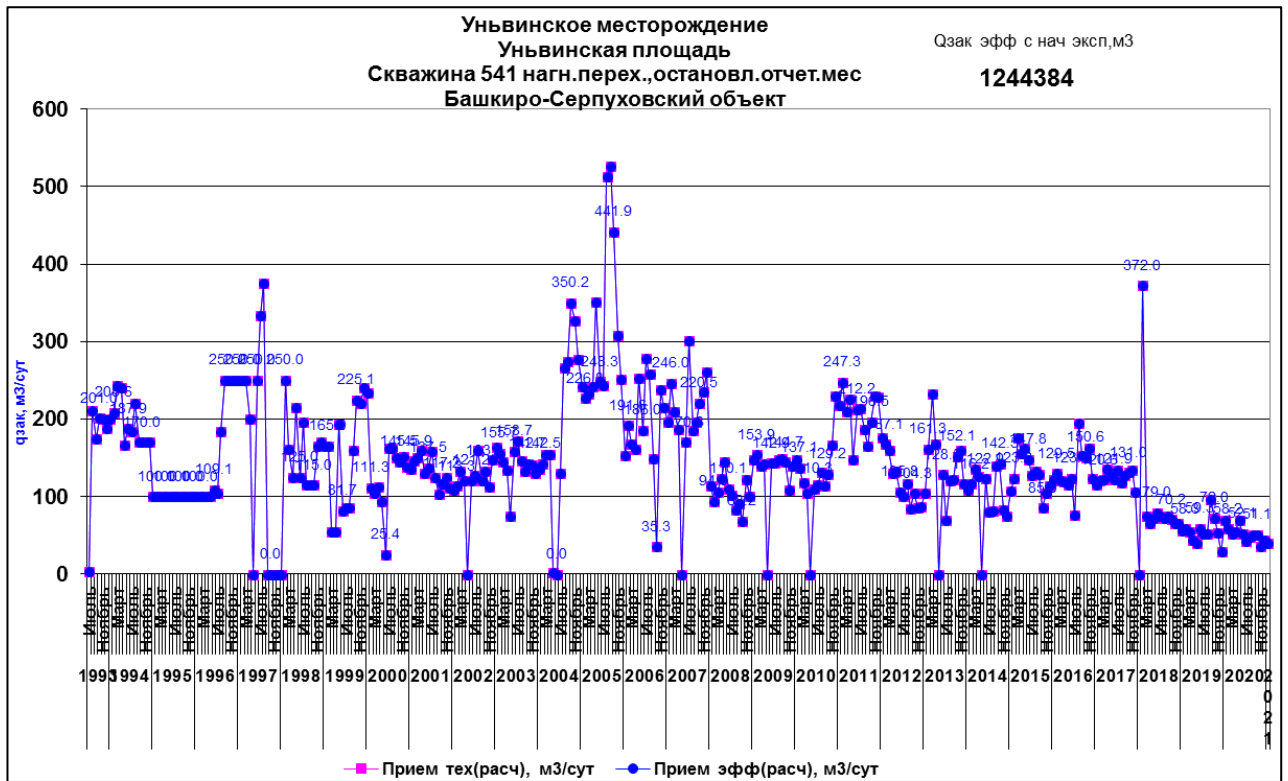


Рисунок 34 – График работы нагнетательной скважины № 541

При применении стандартных подходов к адаптации ГДМ, когда значения параметра «сообщаемость скважина – пласт» и скин-фактора для всех пропластков, как правило, задаются одним значением методом подбора, на скважине № 540 башкирской залежи Уньвинского месторождения в течение 8 лет по ГДМ обводненность продукции не превышает 10 % (Рисунок 35), тогда как фактическая обводненность по скважине в указанный период времени достигает 54 %.

По анализируемой скважине резкий прорыв воды до 40 %, а через год до 54 %, отмечается после организации закачки в конце 1993 г. в скважину № 541. Данное обстоятельство возможно в случае преимущественного движения закачиваемой воды по единичным пропласткам большей проницаемости со сформированными при освоении червоточинами. Данное утверждение подтверждается результатами потокометрических исследований 21.08.1993, при перфорированной мощности 35 м (интервалы 1897–1906 м, 1910–1936 м) не менее 60 % закачиваемой воды поступает в верхние три метра и 30 % – в два метра перфорированной мощности (1900–1902 м) при общей приемистости 125 м<sup>3</sup>/сут. При этом интервал перфорации 1910–1936 м не принимал закачиваемую воду.

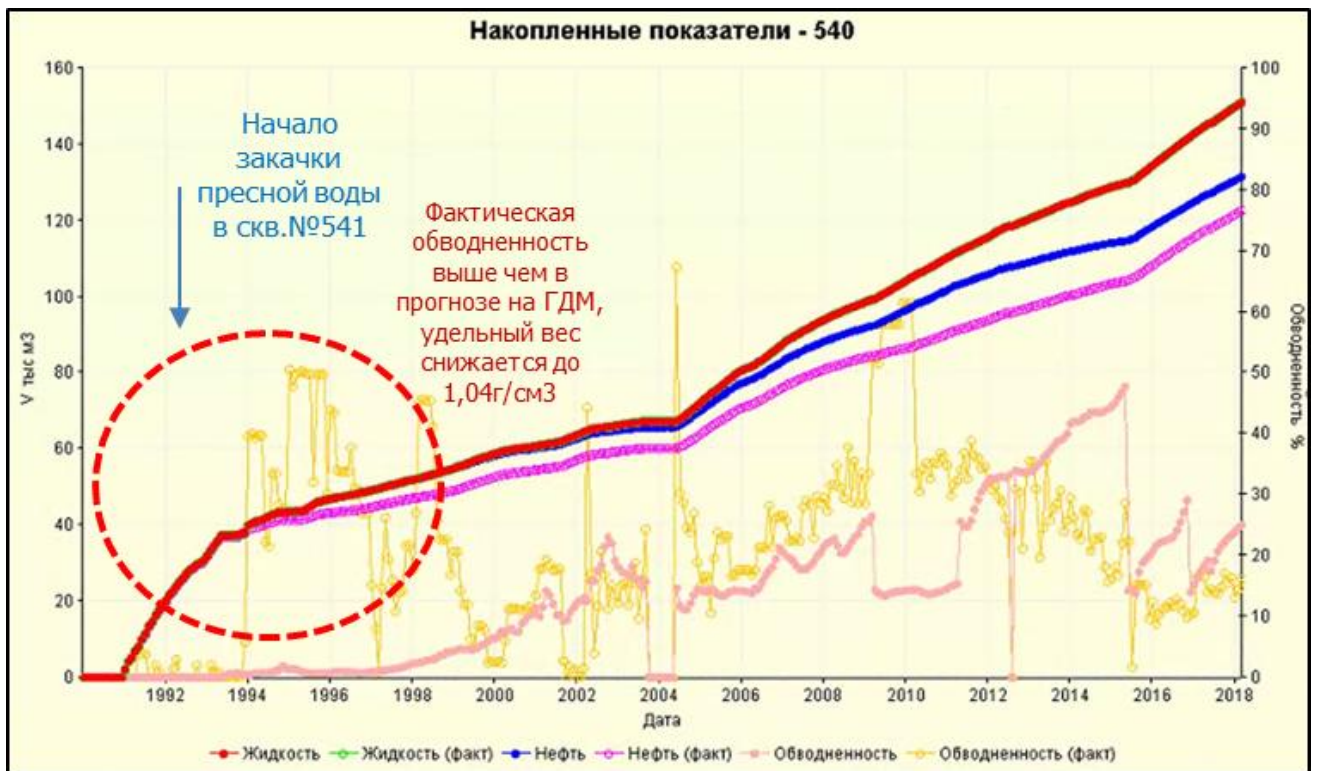


Рисунок 35 – Пример работы скважины № 540 башкирской залежи Уньвинского месторождения и результаты настройки на историю по параметру «обводненность продукции» с применением одного значения скин-фактора для всех пропластков

Через год в скважине были произведены работы по приобщению нижнего интервала 1939–1949 м, и, по данным потокометрических исследований, до 2018 г. в указанный интервал осуществлялась основная закачка при общей приемистости более  $200 \text{ м}^3/\text{сут}$  (Рисунок 36). В 2018 г. проведены работы по изоляции интервала 1910–1936 м и проведении монокислотного воздействия на оставшуюся часть разреза. Указанные работы, а также проведение повторной кислотной обработки без отклоняющих систем в 2019 г., не позволили вовлечь в работу средний интервал перфорации 1910–1936 м (см. Рисунок 36). И только проведение кислотного гидроразрыва пласта в начале 2021 г. обеспечило приемистость в интервал (1910–1936 м), ранее не охваченный заводнением.

Анализ работы скважин, включая данные по скважине № 540, позволяет сформулировать следующие требования к подходам совершенствования настройки гидродинамической модели на историю:

1. Учет только «геологической» послойной неоднородности в ГДМ не обеспечивает необходимый уровень сходимости с фактическими данными.

2. Необходим учет дополнительных, в том числе техногенных, факторов, определяющих возникновение условий опережающего обводнения скважины, корректного отражения технологии проведения работ по освоению скважин при создании и настройке ГДМ на историю.

3. При адаптации ГДМ необходимо учитывать дифференцированные значения скин-фактора как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам.

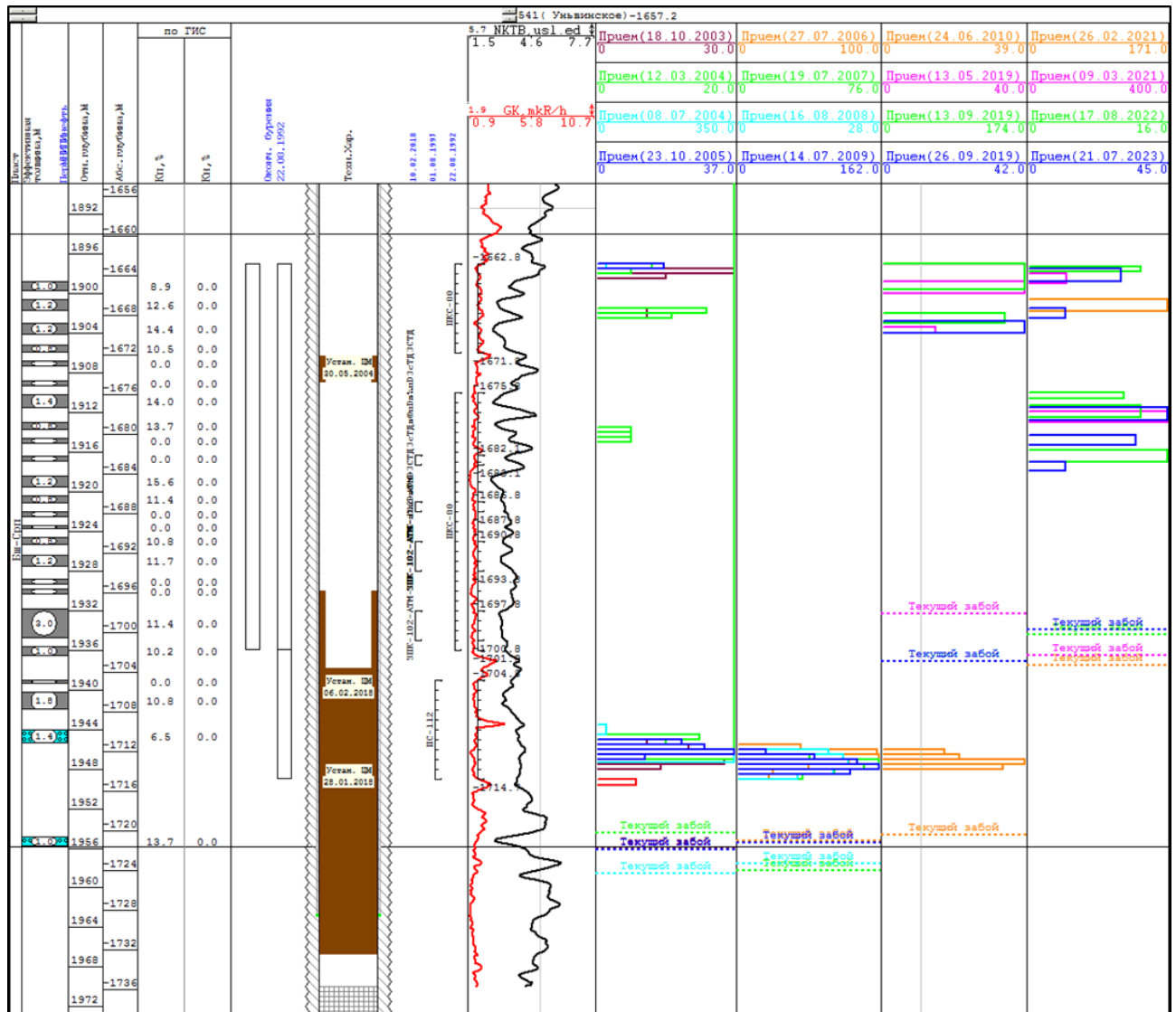


Рисунок 36 – Разрез скважины № 541 башкирской залежи Уньвинского месторождения и результаты потокометрических исследований

Исходя из разработанного способа определения поинтервальных значений скин-фактора для условий послышной неоднородности карбонатных отложений выполнена апробация данного подхода при настройке ГДМ на историю.

Методика прогнозирования режима работы скважин после обработки призабойной зоны послойно неоднородных карбонатных коллекторов комплексными кислотными системами с отклонителями на основе гидродинамической модели залежи и совершенствования ее адаптации основана на следующем:

1. В состав исходных данных включены проницаемость по ГИС, мощность каждого пропластка, зависимость проницаемости от пористости, результаты гидродинамических исследований (скин-фактор, проницаемость по ГДИ), объем закачанной кислоты.

2. За основу расчета скин-фактора принята формула M.F. Hawkins (2).

3. Проницаемость измененной зоны от воздействия кислоты больше 500 мД, дальнейшее увеличение проницаемости принципиально не влияет на абсолютное значение скин-фактора пропластка, первый множитель в уравнении M.F. Hawkins стремится к  $-1$ .

4. При компактном растворении радиус измененной зоны определяется пористостью, с уменьшением пористости радиус проникновения кислоты увеличивается, и наоборот.

5. По данным прямых расчетов, в случае отсутствия червоточин, проникновения кислотного состава по пористой среде (при расходах кислотных составов  $1-3 \text{ м}^3/\text{м}$ ) скин-фактор не может быть менее « $-3,5$ », поскольку радиус проникновения кислоты находится в пределах 3 м [133].

6. Согласно прямым расчетам по уравнению M.F. Hawkins значению скин-фактора  $-5,5$  соответствует радиус измененной зоны не менее 25 м (при прочих равных условиях).

7. При больших значениях радиуса проникновения червоточин справедливо ожидать режим работы скважин, характеризующийся обводненностью, стремящейся к 100 %, и минимальной выработкой запасов. Тогда как на практике, применительно к объекту изучения, данный режим не отмечен.

8. Червоточины инициируются в порах, сечение которых больше определенного размера, в порах меньшего размера реализуется режим

равномерного растворения. Пропластки с большей пористостью и, соответственно, проницаемостью будут в первую очередь подвергнуты воздействию в режиме формирования червоточин.

9. Большой вклад в абсолютное значение скин-фактора вносит радиус измененной зоны. Основываясь на данных изучения формирования червоточин в зависимости от размера пор, пограничное значение по пропласткам рассчитывается методом простой итерации, чтобы совокупность значений скин-факторов отдельных пропластков в целом коррелировалась с данными прямых гидродинамических исследований скважин.

На Рисунке 37 представлен пример расчета поинтервальных значений скин-фактора для условий послойной неоднородности карбонатных отложений при результирующем значении скин-фактора, равного  $-4,35$ , определенного по ГДИ.

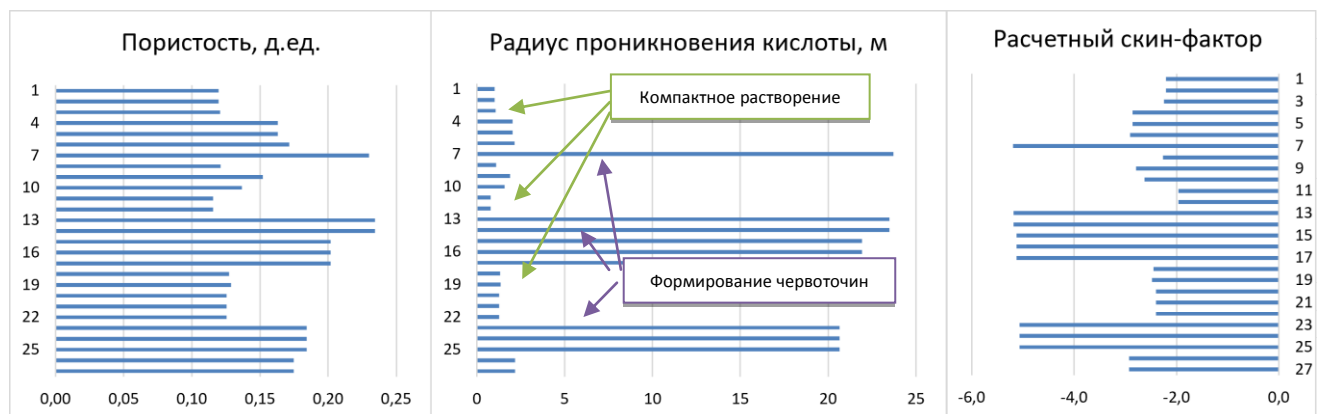


Рисунок 37 – Пример расчета радиуса измененной зоны и расчетные значения скин-фактора по пропласткам

Разработанный способ расчета дифференцированных значений скин-фактора по пропласткам необходимо применять как для добывающих, так и для и нагнетательных скважин. Благодаря такому подходу для скважины № 540 получено существенное улучшение настройки ГДМ на историю, относительная погрешность по параметру «обводненность» расчетной продукции в сравнении с фактической снижается в 2,6 раза (Рисунки 38 и 39).

Настройка ГДМ на историю с учетом задания индивидуальных значений скин-фактора для каждого пропластка позволила существенно увеличить

сходимость фактических и настраиваемых параметров работы скважины, тем самым повышается точность прогнозных расчетов.

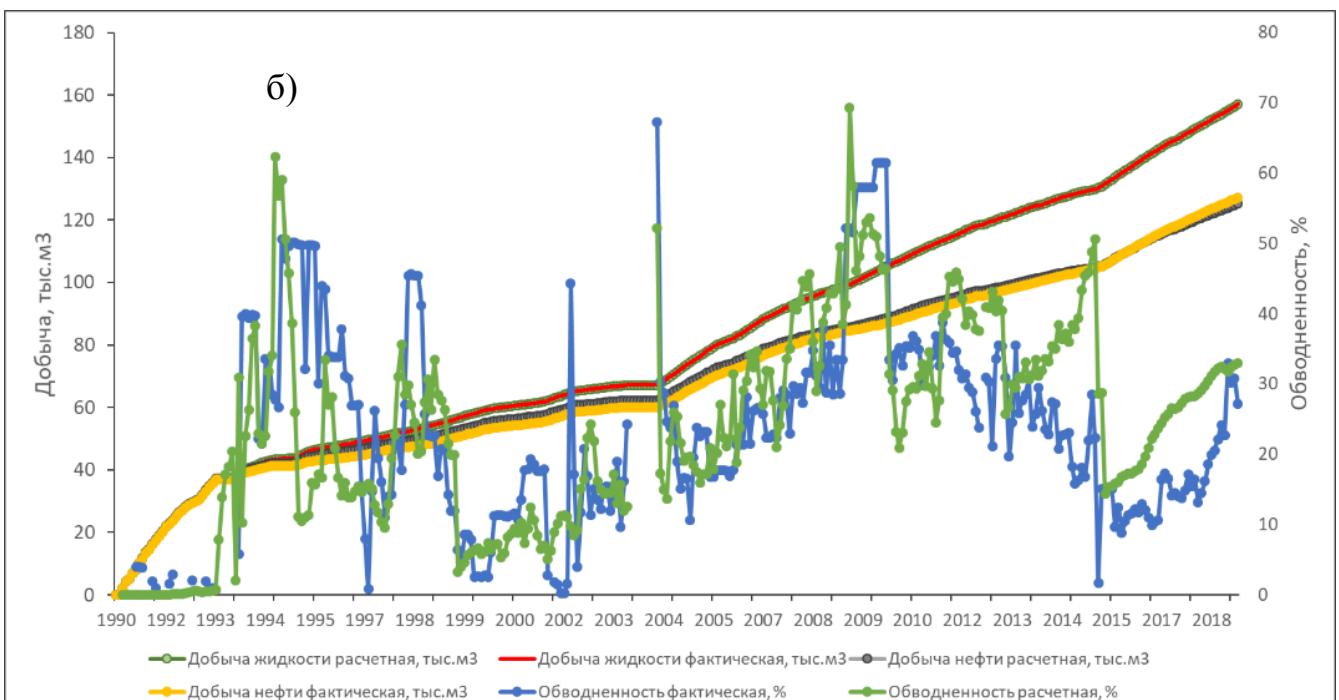
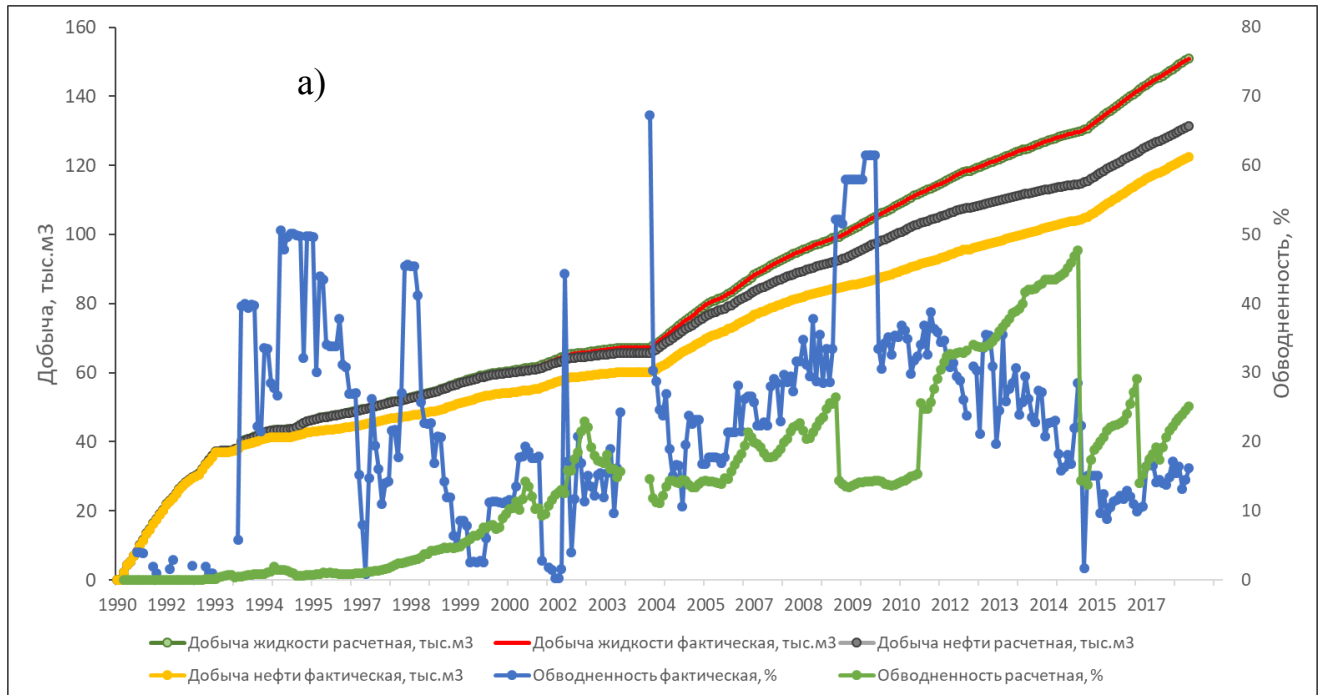


Рисунок 38 – Результаты настройки скважины № 540 на историю по объемам добычи жидкости, нефти и обводненности продукции при применении: *а* – одного значения скин-фактора для всех пропластков; *б* – различных значений скин-фактора по пропласткам

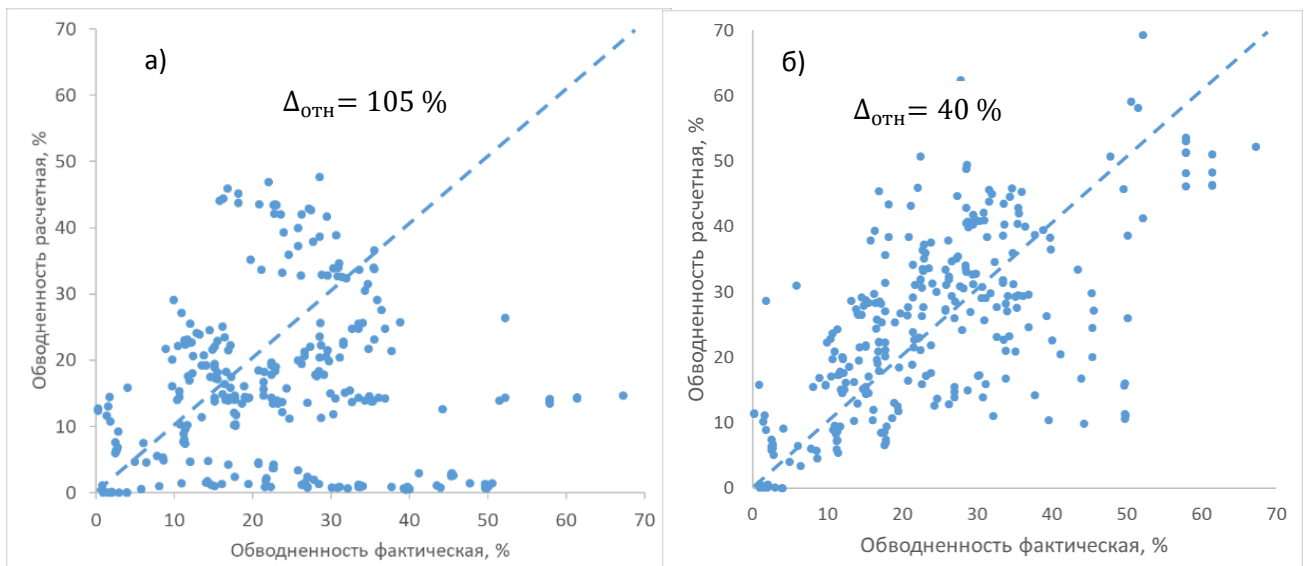


Рисунок 39 – Результаты настройки скважины № 540 на историю по параметру «обводненность продукции»: *а* – применение одного значения скин-фактора для всех пропластков; *б* – различные значения скин-фактора по пропласткам

Реализуемый подход настройки гидродинамической модели становится основой моделирования последующих кислотных ОПЗ, включая применение комплексных ОПЗ с отклонителями.

Реализация предложенной методики выводит процесс прогнозирования показателей работы скважин при запуске из бурения с применением технологии освоения монокислотными системами на качественно новый уровень. Основываясь на статистике данных ГДИ, значениях скин-фактора по запущенным скважинам из бурения становится возможным с большей степенью достоверности, используя гидродинамическую модель, спрогнозировать параметры ввода новых скважин из бурения при сохранении технологии освоения (типа применяемой кислоты, удельного расхода на 1 м эффективной нефтенасыщенной толщины вскрытого разреза, скорости закачки кислоты и др.).

Необходимо отметить, что при проведении повторных монокислотных обработок скважин преимущественному воздействию будут подвергнуты интервалы с ранее сформированными червоточинами. Без кардинального изменения технологии обеспечить формирование новых червоточин в разрезе будет затруднено. В связи с этим необходимо отметить высокую роль первой кислотной обработки при освоении скважины из бурения. При использовании

кислоты без замедлителей реакции низкие темпы закачки определяют формирование базовых червоточин в лучшем случае только по малой части разреза, что не позволит с требуемой эффективностью вовлечь в разработку весь продуктивный разрез скважины.

### **5.3. Методика прогнозирования дебита скважины после кислотной обработки с отклоняющими системами**

Прогноз результата применения комплексных кислотных систем с отклонителями с использованием ГДМ также требует своего эффективного решения. Учитывая предложенные решения оценки и определения радиуса измененной зоны каждого выделенного интервала разреза, становится возможным определить объем растворенной горной породы в режиме червоточин, а значит, и обосновать объем требуемого отклонителя. Полагая, что размещение отклоняющих систем в червоточинах позволит перенаправить кислоту на часть разреза, ранее подвергнутую компактному растворению, можно, реализуя вышеописанный подход, рассчитать радиус измененной зоны данных интервалов и обосновать новые значения скин-фактора, заложив которые в гидродинамическую модель получим расчет, прогноз технологической эффективности комплексного кислотного воздействия.

Предлагаемая методика решения данной задачи основана на дополнении к вышеописываемому методу моделирования кислотных обработок с отклонителями следующих положений:

1. Для скважины (группы скважин), подлежащей прогнозу эффективности использования кислотных обработок с отклонителями, необходимо выполнить адаптацию ГДМ по всей истории работы скважины, начиная от ввода из бурения с использованием вышеописанного методического подхода, что позволит дифференцировать значения скин-фактора для каждого пропластка по разрезу, определить объем измененного пустотного пространства за счет червоточин и за счет компактного растворения поровой среды.



2. Полученные значения протравленного кислотой объема породы являются основанием необходимого объема отклонителя, когда объем отклонителя равен объему червоточин.

3. Зная данные по пропласткам, где были червоточины, оставляем проницаемость, значения скин-фактора неизменными, исключаем их из расчета, а на остальную часть разреза, подставляя уже измененные значения пористости, повторяем расчет по варианту для СКО без отклонителей.

4. По результатам расчетов получаем дифференцированные значения скин-фактора по пропласткам, подвергшимся воздействию отклонителя и кислотного состава.

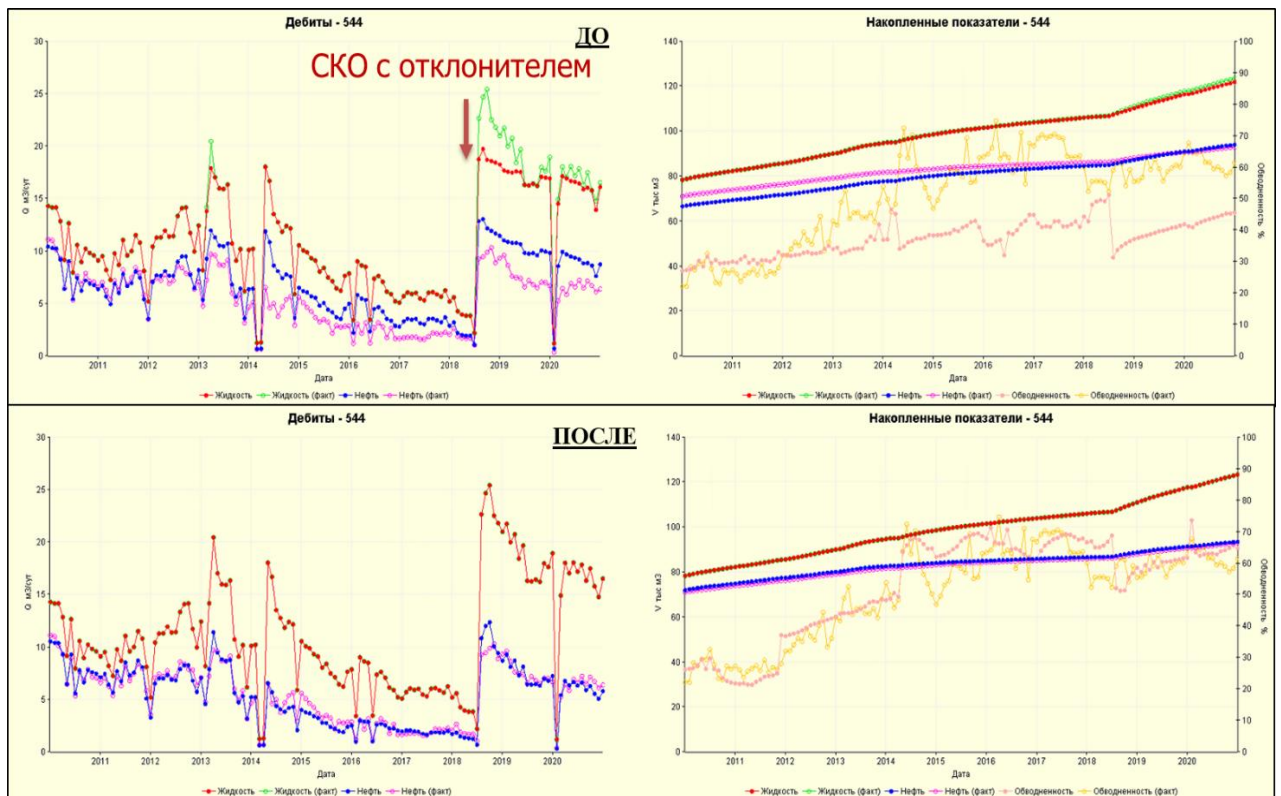


Рисунок 40 – Пример прогнозирования СКО с отклонителем до и после настройки гидродинамической модели по предлагаемой методике. Скважина № 544, башкирская залежь Уньвинского месторождения

На Рисунках 40 и 41 показаны примеры расчета до и после реализации методического подхода моделирования комплексных кислотных систем с отклонителями. На скважинах № 544 и 892 башкирской залежи Уньвинского месторождения были проведены СКО с отклонителями. Прогноз показателей

работы скважин до применения настройки ГДМ до использования предложенной методики настройки ГДМ с использованием дифференцированных значений скин-фактора по пропласткам приводит к отсутствию сходимости по жидкости, тогда как после настройки ГДМ с различными скин-факторами по пропласткам – к практически полному совпадению расчетных прогнозных показателей с фактическими по жидкости и нефти.

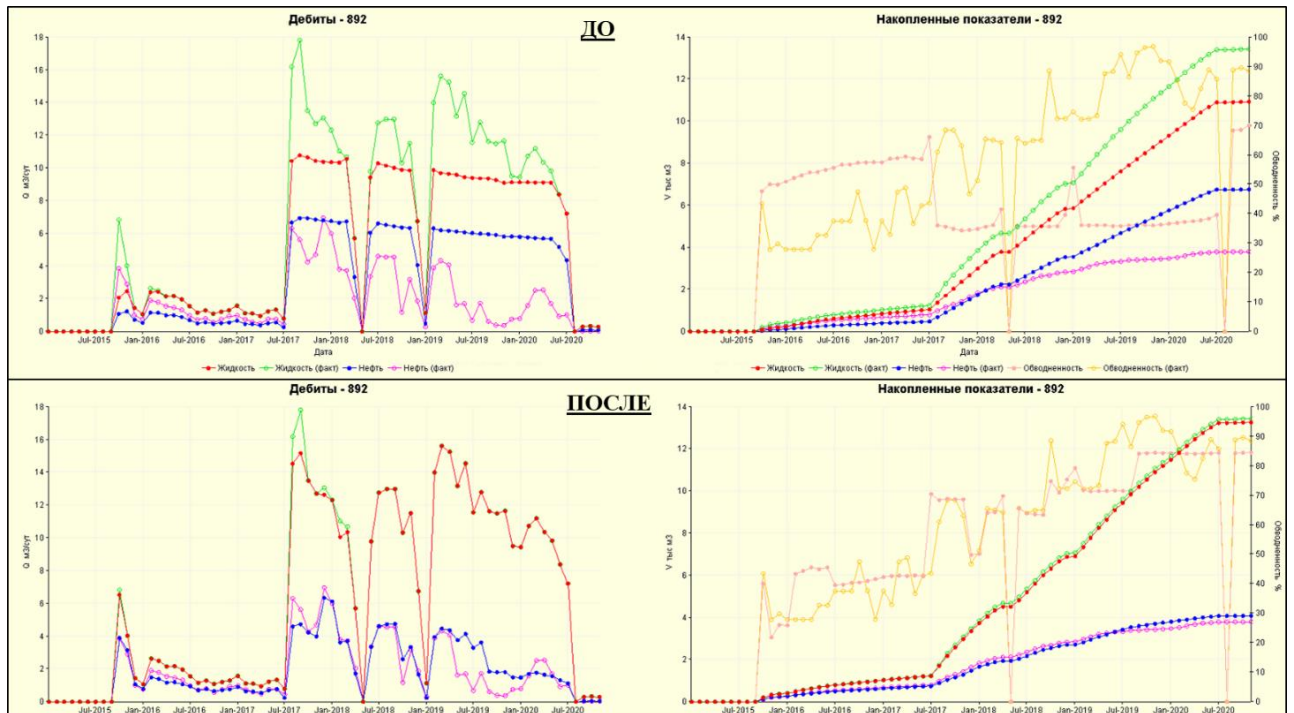


Рисунок 41 – Пример прогнозирования СКО с отклонителем до и после настройки гидродинамической модели по предлагаемой методике. Скважина № 892, башкирская залежь Уньвинского месторождения

Выводы по главе 5:

1. Предлагаемый методический подход позволяет решать задачи моделирования и прогнозирования эффективности воздействия на призабойную зону скважин с применением комплексных кислотных обработок с отклонителями.

2. Основой для расчетов по ГДМ является распространенный комплекс информации, включающий данные ГИС, ГДИ, параметров технологии проведения работ.

3. При освоении скважин из бурения первой кислотной обработкой требуется исключение режима компактного растворения и обеспечение формирования червоточин для каждого вскрытого продуктивного пропластка.

4. Режим формирования червоточин является предпочтительным при воздействии кислотных систем, поскольку создает больший, в том числе на порядок, радиус измененной призабойной зоны скважины в сравнении с компактным растворением. Данному режиму соответствуют минимальные значения скин-фактора, т.е. большая продуктивность скважины.

5. В случае формирования червоточин только на части разреза создание червоточин на оставшейся части с компактным растворением возможно с применением отклоняющих систем.

6. Объем червоточин является основанием объема отклонителя при комплексной кислотной обработке и позволяет совершенствовать технологию проведения работ.

7. Блокировка интервалов с сформированными червоточинами, в том числе временная, и дальнейшее направление кислотного состава на пропластки, подвергшиеся только компактному растворению, позволяют осуществлять интенсификацию добычи нефти в условиях обводненности добываемой продукции до 80 %, подключать в работу ранее не дренируемые пропластки.

8. В условиях послойной неоднородности для повышения эффективности воздействия кислотными системами с отклонителями рекомендуется проведение работ по реперфорации низкопроницаемых пропластков в разрезе, что обеспечит связь с коллектором пропластков, подвергшихся ранее кислотному воздействию в режиме компактного растворения.

9. Для формирования высокопроводящих каналов, подобных червоточинам, может использоваться технология радиального бурения. Адресное заложение радиальных каналов в интервалах компактного растворения обеспечит требуемое селективное воздействие на призабойную зону скважины.

10. Учитывая важность сохранения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта после воздействия, в том числе с целью исключения влияния жидкости глушения после проведения кислотной обработки, автором предложен и запатентован «Способ обработки призабойной зоны скважины» [135].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Оптимальной отклоняющей системой технологии селективной КО для условий послойно-неоднородного разреза башкирских отложений месторождений Пермского края с ранее сформированными червоточинами является инвертная эмульсия, обладающая вязкопластичными свойствами с возможностью регулирования вязкости в широком диапазоне и обеспечивающая снижение фазовой проницаемости по воде.

2. Для условий послойной неоднородности карбонатных отложений с использованием общепринятой геолого-промысловой информации впервые разработан способ определения поинтервальных значений скин-фактора, на основе решений итерационного типа для режимов компактного растворения или формирования червоточин, что позволяет обосновать объем отклонителя и повысить эффективность воздействия.

3. Впервые установлено, что пористость является определяющим параметром режима формирования червоточин, а проницаемость и нефтенасыщенность – режима компактного растворения.

4. Разработанная методика адаптации гидродинамической модели залежи на основе учета дифференцированных значений скин-фактора по пропласткам, повышает степень сходимости расчетных с фактическими показателями обводненности продукции и позволяет прогнозировать эффективность воздействия кислотными системами с отклонителями за счет целевого изменения скин-фактора пропластков ранее подвергнутых воздействию в режиме компактного растворения.

На башкирских отложениях проведено 167 КО с отклонителем на основе инвертной эмульсии, средний прирост нефти составил 4,2 т/сут. При этом средний прирост КО без отклоняющих систем составил 3,7 т/сут. На 38 скважинах с ГДИ до и после проведения КО с отклонителем отмечен прирост пластового давления в среднем на 17%. Приведённые показатели подтверждают эффективность предложенных решений.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ**

1. 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.
2. Сараева, С.Д. Строение порового пространства пород с различными фильтрационно-емкостными свойствами / С.Д. Сараева // Особенности строения и формирования сложных коллекторов: сб. науч. тр. ВНИГНИ. – 1982. – Вып. 239. – С. 31–36.
3. Мерсон, М.Э. Фильтрационно-емкостные особенности башкирских карбонатных коллекторов Соликамской депрессии / М.Э. Мерсон, В.А. Силайчева // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 2. – С. 21–23.
4. Кривошеков, С.Н. О влиянии типа структур на их нефтегазоносность на территории Соликамской депрессии / С.Н. Кривошеков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 12. – С. 19–23.
5. Бояршинова, М.Г. Литологические аспекты формирования коллекторов башкирско-Серпуховской толщи Северо-Востока Соликамской депрессии / М.Г. Бояршинова, Е.Е. Винокурова // Осадочные комплексы Урала и прилегающих регионов и их минерагения: материалы XI Уральского литологического совещания, Екатеринбург, 17–19 октября 2016 года. – Екатеринбург: Институт геологии и геохимии им. академика А.Н. Заварицкого, 2016. – С. 39–41.
6. Кочнева, О.Е. Влияние структурно-фациальных особенностей башкирских отложений на формирование коллекторов нефти и газа Пермского Прикамья / О.Е. Кочнева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 11. – С. 13–15.
7. Митрофанов, В.П. О кавернозности карбонатных продуктивных отложений / В.П. Митрофанов, А.А. Злобин, В.Б. Бейзман // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – № 10. – С. 37–43.

8. Распопов, А.В. Влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на добычу нефти / А.В. Распопов, А.А. Щипанов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 6. – С. 97–99.

9. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Избранные тр. / В.Е. Гавура [и др.]; ВНИИОЭНГ. – М., 2001. – 339 с.

10. Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии / Н.И. Хисамутдинов, М.М. Хасанов, А.Г. Телин [и др.]; ВНИИОЭНГ. – М., 1994. – 251 с.

11. Борисов, Ю.П. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений / Ю.П. Борисов, В.В. Воинов, З.К. Рябинина. – М.: Недра, 1979. – С. 288.

12. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.И. Колганов, А.В. Гавура [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 230 с.

13. Регулирование процесса разработки нефтяных месторождений / Б.Т. Баишев, В.В. Исайчев, С.В. Кожакин [и др.]. – М.: Недра, 1978. – С. 197.

14. Петров, В.Н. Подбор оптимального сценария разработки неоднородной многопластовой залежи нефти на основе компьютерного проектирования / В.Н. Петров, Д.Т. Киямова, И.Н. Хакимзянов // Нефтяная провинция. – 2015. – № 4(4). – С. 44–69.

15. Галкин, С.В. Зональность распределения вязкостей пластовой нефти, проницаемости и коэффициента подвижности для башкирских залежей территории Пермского края / С.В. Галкин, А.А. Ефимов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12, № 6. – С. 43–53.

16. Ефимов, А.А. Коллекторские свойства и структурно-фациальные особенности башкирских отложений Сибирского месторождения / А.А. Ефимов, О.Е. Кочнева // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 1. – С. 72–75.

17. Манапов, Т.Ф. Влияние послойной неоднородности коллекторов на технологические показатели разработки залежи на поздней стадии / Т.Ф. Манапов //

Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 6. – С. 49–54.

18. Чудинова, Д.Ю. Влияние геологической неоднородности на эффективность выработки запасов нефти / Д.Ю. Чудинова, М.Ю. Бурумбаева, А.И. Гарайшин // *Фундаментальная наука и технологии – перспективные разработки: материалы XIII Международной научно-практической конференции, North Charleston, USA, 17–18 октября 2017 года / н.-и. ц. «Академический».* – North Charleston, USA: CreateSpace, 2017. – С. 14–17.

19. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан / А.Ф. Яртиева, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина. – Казань: Ихлас, 2016. – 189 с.

20. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений: теория, методы, практика / Р.Р. Ибатуллин [и др.]. – М.: Недра, 2004.

21. Черепанов, С.С. Результаты промышленного тиражирования технологий кислотных обработок с применением отклоняющихся систем на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / С.С. Черепанов, Т.Р. Балдина, А.В. Распопов [и др.] // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2019. – № 6 (330). – С. 19–28

22. Казанцев, А.С. Лабораторные исследования самоотклоняющихся составов для комплексных кислотных обработок скважин в условиях послойной неоднородности карбонатных коллекторов / А.С. Казанцев // *Нефтяное хозяйство.* – 2020. – № 11. – С. 94–97.

23. Развитие технологий гидравлического разрыва пласта на месторождениях Пермского края / В.Л. Воеводкин, А.А. Алероев, Т.Р. Балдина [и др.] // *Нефтяное хозяйство.* – 2018. – № 11. – С. 108–113.

24. Влияние мониторинга разработки на повышение эффективности эксплуатации нефтяных месторождений Пермского края / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, Д.В. Антонов [и др.] // *Нефтяное хозяйство.* – 2012. – № 6. – С. 58–61.

25. Опыт и перспективы применения технологий ограничения водопритока на месторождениях Пермского края / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, Д.В. Андреев

[и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 41–45.

26. Повышение эффективности ОПР за счет изменения подхода к выбору технологий воздействия на пласт (на примере добывающего фонда группы месторождений Соликамской депрессии) / А.В. Распопов, А.С. Казанцев, А.Ю. Карманов, В.А. Жигалов // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 7. – С. 27–34.

27. 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.

28. Комплексные лабораторные исследования технологии кислотной обработки терригенного и карбонатного коллекторов, в том числе с применением самоотклоняющихся кислотных составов / Н.Н. Барковский, В.В. Плотников, О.И. Якимов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 7. – С. 36–43.

29. Эффективность различных видов солянокислотных обработок скважин / Р.Р. Шагалева, Ф.Ф. Комаров, М.В. Горюнова, А.И. Хакимова // Проблемы экономики, организации и управления в России и мире: материалы XIV Международной научно-практической конференции, Прага, Чешская республика, 28 апреля 2017 года / Ответственный редактор Н.В. Уварина. – Прага, Чешская республика: World Press, 2017. – С. 185–188.

30. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах: монография / Н.А. Петров, А.Я. Соловьев, В.Г. Султанов [и др.]. – М.: Химия, 2008. – 440 с.

31. Исследование технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений: сб. науч. тр. / под ред. А.В. Фомкина, С.А. Жданова. – М.: Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 2018. – Вып. 157. – 228 с.

32. Кожевников, И.А. Оценка избирательной фильтрации селективных составов с применением двухслойных керновых моделей для условий добывающих скважин / И.А. Кожевников, К.В. Дмитриев // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 9. – С. 29–32.



33. ГОСТ 18995.1–73. Продукты химические жидкие. Методы определения плотности. – М., 1973.

34. ГОСТ 33–2000. Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости. – М., 2000.

35. Economides, M.J. Reservoir Stimulation / M.J. Economides, K.G. Nolte. – 3rd ed. – Wiley, 2002.

36. 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. DOI: 10.30713/0207-2351-2018-3-19-28.

37. Лысенков, А.В. Интенсификация притока нефти из гидрофобизированных карбонатных коллекторов с высокой обводненностью / А.В. Лысенков, Ю.В. Антипин, Ю.Н. Стеничкин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 36–39.

38. Анализ применения комплексной технологии воздействия на карбонатные коллекторы (СНПХ-8310, 8320) на объектах ОАО «Удмуртнефть» / О.В. Лукьянов, Б.Я. Маргулис, Г.В. Романов [и др.] // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. – 2008. – № 3(122). – С. 4–8.

39. Омелянюк, М.В. Разработка технологии селективной кислотной обработки скважин нефтегазовых месторождений Краснодарского края / М.В. Омелянюк, И.А. Пахлян, А.А. Рогозин // Научный потенциал вуза – производству и образованию: сборник статей по материалам I Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 60-летию Армавирского механико-технологического института, Армавир, 07–08 декабря 2018 года. – Армавир: Армавирский государственный педагогический университет, 2019. – С. 91–95.

40. К вопросу выбора технологии кислотного воздействия для интенсификации добычи нефти / Ю.В. Зейгман, А.В. Лысенков, В.В. Мухаметшин [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 6. – С. 44–50.

41. Интенсификация притока из карбонатных коллекторов для условий Волго-Урала / А.П. Чижов, В.Е. Андреев, А.В. Чибисов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 3(105). – С. 35–42.

42. Развитие технологических аспектов использования кислотных стимулирующих композиций «КСК-Татнефть» и первые результаты их промышленного внедрения / Р.М. Рахманов, Ф.З. Исмагилов, Г.Н. Фахрутдинов [и др.] // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М., 2011. – С. 221–231.

43. Повышение продуктивности добывающих скважин при применении самоотклоняющегося кислотного состава (на примере скважин Оренбургского НГКМ) / О.Д. Ефимов, Ю.Ш. Рахматуллина, М.Ф. Валиев [и др.] // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2015. – № 7(46). – С. 48–50.

44. Саган, Д.П. Обработка призабойной зоны скважин с применением селективного отклонителя кислотного состава – временного селективного кольматанта / Д.П. Саган // Вестник науки. – 2019. – Т. 3, № 6(15). – С. 425–427.

45. Опыт проведения направленной кислотной обработки карбонатных коллекторов с использованием самоотклоняющейся кислотной системы / Д.В. Ткачев, Г.Г. Печерский, Ю.В. Кускильдина [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 5. – С. 21–26.

46. Глущенко, В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности / В.Н. Глущенко // Интерконтакт Наука. – 2008. – 725 с.

47. Орлов, Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко. – М.: Недра, 1991. – 225 с.

48. Макеев, Г.А. Исследование водоизолирующих свойств материалов для карбонатных пластов / Г.А. Макеев, В.А. Санников // Нефтяное Хозяйство. – 1987. – № 7. – С. 46–49.

49. Орлов, Г.А. Исследование реологических и фильтрационных свойств обратных эмульсий для совершенствования направленного химического воздействия на слоисто-неоднородный пласт / Г.А. Орлов, М.Х. Мусабиров, Я.И. Сулейманов // Совершенствование эксплуатации нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки: сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1989. – Вып. 65. – С. 51–61.

50. Исследование гидрофобных эмульсий. Сообщение 3. Исследование реологических и фильтрационных характеристик эмульсий на основе нефти девонских пластов / Ю.А. Котенев, В.Н. Хлебников, В.Е. Андреев [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2004. – Т. 11, № 3. – С. 42–47.

51. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов [и др.]. – Уфа: Гилем, 2010. – 392 с.

52. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти карбонатных коллекторов: уч. пособие / В.Е. Андреев, Ю.А. Котенев, А.Г. Нугайбеков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 137 с.

53. Nasr-El-Din, H.A. Propagation of Crosslinkers Used in In-Situ Gelled Acids in Carbonate Reservoirs / H.A. Nasr-El-Din, K.C. Taylor, H.H. Al-Hajji // SPE 75257, 2002.

54. Taylor, K.C. Laboratory Evaluation of In-Situ Gelled Acids for Carbonate Reservoirs / K.C. Taylor, H.A. Nasr-El-Din // SPE 87331. – 2003.

55. Lessons Learned and Guidelines for Matrix Acidizing With Viscoelastic Surfactant Diversion in Carbonate Formations / H.A. Nasr-El-Din, J.B. Chesson, K.E. Cawiezel [et al.] // SPE 102468. – 2006.

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

57. Пестриков, А.В. Самоотклоняющиеся кислотные системы на основе вязкоупругих ПАВ: эксперимент и модель / А.В. Пестриков, М.Е. Политов // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 4. – С. 529–562.

58. Schechter, R.S. The change in pore size distribution from surface reactions in porous media / R.S. Schechter, J.L. Gidley // AIChEJ. – 1969. – Vol. 15, № 3. – P. 339–350.

59. Увеличение охвата пласта кислотным воздействием / О.М. Мирсаатов, М.А. Хазиев, Б.Г. Ахмадуллин, И.М. Насибулин // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 9. – С. 17–24.

60. 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.

61. Мищенко, И.С. Влияние скорости движения соляной кислоты на скорость растворения карбонатной породы / И.С. Мищенко, С.А. Трошков // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 5. – С. 48–49.

62. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения кислотного воздействия на низкопроницаемых карбонатных коллекторах / Н.Н. Орлов, А.Р. Туриянов, Р.Р. Загиров, К.Ю. Прочухан, Ю.А. Прочухан // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 3. – С. 37–42.

63. Хузин, Р.А. Лабораторные исследования влияния концентрации и скорости закачки кислоты на развитие «червоточин» в пластовых условиях / Р.А. Хузин, Г.П. Хижняк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – № 4. – С. 356–372. DOI: 0.15593/2224-9923/2019.4.5

64. Глущенко, В.Н. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / В.Н. Глущенко, О.А. Пташко // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 11. – С. 46–56.

65 Hawkins, M.F.Jr. A note on the skin effect / M.F.Jr. Hawkins // Trans. AIME. – 1956. – Vol. 207. – P. 356–357.

66. Жучков, С.Ю. Обзор методов моделирования кислотных обработок карбонатного пласта / С.Ю. Жучков // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 2. – С. 29–33.

67. Насибулин, И.М. Инновационные решения для карбонатных коллекторов с целью проектирования методов стимуляции малодебитных скважин / И.М. Насибулин // Георесурсы. – 2012. – № 4(46). – С. 54–56.

68. Дубинский, Г.С. Моделирование и обработка карбонатного пласта модифицированным кислотным составом / Г.С. Дубинский, А.В. Андреев // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала, Октябрьский, 25 марта 2016 года. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2016. – С. 203–211.

69. Солодовников, А.О. Формирование червоточин кислотообразующими реагентами в модели карбонатного пласта / А.О. Солодовников, О.В. Андреев, К.В. Киселев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 6. – С. 59–63.

70. Комплексный подход к разработке дизайна кислотных обработок скважин месторождения им. Р. Требса / А.Е. Фоломеев, С.А. Вахрушев, А.Р. Шарифуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.

71. Моделирование кислотной обработки призабойной зоны скважины с учетом ее ухудшенных фильтрационно-емкостных характеристик (часть 1) / К.А. Турегелдиева, У.К. Жапбасбаев, Б.К. Асилбеков, А.Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 50–54.

72. Турегелдиева, К.А. Моделирование кислотной обработки призабойной зоны скважины с учетом ее ухудшенных фильтрационно-емкостных характеристик (часть 2) / К.А. Турегелдиева, У.К. Жапбасбаев, Б.К. Асилбеков, А.Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 108–110.

73. Хузин, Р.А. Моделирование многократных кислотных обработок карбонатных коллекторов с учетом комплексного строения околоскважинной зоны пласта / Р.А. Хузин, Г.П. Хижняк // Евразийское Научное Объединение. – 2020. – № 3-6(61). – С. 421–426.

74. Гильманов, А.Р. Математическое моделирование кислотных обработок скважин / А.Р. Гильманов, Р.А. Майский, Д.К. Сагитов // Инновационный потенциал развития науки в современном мире: сборник статей по материалам международной научно-практической конференции, Уфа, 31 октября 2019 года. – Уфа: Науч.-изд. центр «Вестник науки», 2019.

75. Daccord, G. Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon / G. Daccord, E. Touboul, R. Lernormand // SPE Prod. Eng. – 1989. – Vol. 4, № 1. – P. 63–68.

76. Hoefner, M.L. Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media / M.L. Hoefner, H.S. Fogler // AIChE J. – 1988. – Vol. 34, № 1. – P. 45–54.

77. Fredd, C.N. Influence of transport and reaction on wormhole formation in porous media / C.N. Fredd, H.S. Fogler // AIChE J. – 1998. – Vol. 44. – № 9. – P. 1949.

78. Wells, J.T. A lattice gas automata model for heterogeneous chemical-reactions at mineral surfaces and in pore networks / J.T. Wells, D.R. Janecky, B.J. Travis // *Physica D.* – 1991. – Vol. 47. – P. 115–123.

79. Experiments on flow focusing in soluble porous media, with application to melt extraction from the mantle / P.B. Kelemen, J.A. Whitehead, E. Aharonov, K.A. Jodrahl // *J. Geophys. Res.* – 1995. – Vol. 100, № B1. – P. 475–496.

80. Кремлева, Т.А. Моделирование процесса кислотной обработки карбонатных пластов с учетом эффекта образования каналов-червоточин / Т.А. Кремлева, А.С. Смирнов, К.М. Федоров // *Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа.* – 2011. – № 5. – С. 76–84.

81. Salles, J. Deposition in porous media and clogging / J. Salles, J.F. Thovert, P.M. Adler // *Chem. Eng. Sci.* – 1993. – Vol. 48. – P. 2839–2858.

82. Lattice Boltzmann simulation of chemical dissolution in porous media / Q. Kang, D. Zhang, S. Chen, X. He // *Phys. Rev. E.* – 2002. – Vol. 65.

83. Kang, Q. Simulation of dissolution and precipitation in porous media / Q. Kang, D. Zhang, S. Chen // *J. of Geophys. Research.* – 2003. – Vol. 108, № B10.

84. Kang, Q. Lattice Boltzmann porescale model for multicomponent reactive transport porous media / Q. Kang, P.C. Lichtner, D. Zhang // *J. of Geophys. Research.* – 2006. – Vol. 111, № B05203.

85. Huang, T. Prediction of wormhole population density in carbonate matrix acidizing / T. Huang, D. Zhu, A.D. Hill // *SPE 54723-MS.* – 1999. – P. 1–11.

86. Hung, K.M. A mechanistic model of wormhole growth in carbonate matrix acidizing and acid fracturing / K.M. Hung, A.D. Hill, K. Sepehrnoori // *J. of Petr. Techn.* – 1989. – Vol. 41, № 1. – P. 59–66.

87. Buijse, M.A. Understanding wormholing mechanisms can improve acid treatments in carbonate formations / M.A. Buijse // *Paper SPE 38166-MS.* – 1997. – P. 1–15.

88. Chen, W. Reaction front fingering in carbonate-cemented sandstone / W. Chen, P. Ortoleva // *Earth Sci. Rev.* – 1990. – Vol. 29. – P. 183–198.

89. Quintard, M. Dissolution of an immobile phase during flow in porous media / M. Quintard, S. Whitaker // *Ind. Eng. Chem.* – Vol. 38, № 3. – P. 833–844.

90. A discussion on a Darcy-scale modeling of porous media dissolution in homogeneous systems / F. Golfier [et al.] // *Comp. Methods in Water Resources*. – 2002. – Vol. 2. – P. 1195–1202.

91. A new matrix acidizing simulator based on a large scale dual porosity approach / C.E. Cohen, D. Ding, B. Bazin, M. Quintard // *Paper SPE 107755-MS*. – 2007.

92. Смирнов, А.С. О моделировании кислотного воздействия на карбонатный пласт / А.С. Смирнов, К.М. Федоров, А.П. Шевелев // *Изв. РАН. МЖГ*. – 2010. – № 5. – С. 114–122.

93. Вольнов, И.А. Фильтрационные эффекты растворения породы при кислотном воздействии на карбонатные нефтесодержащие пласты / И.А. Вольнов, Р.Д. Каневская // *Изв. РАН. МЖГ*. – 2009. – № 6. – С. 105–114.

94. Булгакова, Г.Т. Модель матричной кислотной обработки карбонатов: влияние осадка на процесс растворения / Г.Т. Булгакова, А.В. Байгизитова, А.Р. Шарифуллин // *Вестник УГАТУ*. – 2009. – Т. 13, № 2. – С. 256–264.

95. Логинов, Б.Г. Руководство по кислотным обработкам скважин / Л.Г. Малышев, Ш.С. Гарифуллин. – М.: Недра. 1966. – 218 с.

96. Neirode, D.E. and Williams, B.B.: Characteristics of Acid Reaction in Limestone Formations, *Soc. Pet. Eng. J.* (Dec.1071) 406-418; *Trans., AIME*, 251.

97. Новиков, В.А. Влияние геолого-технологических параметров на эффективность кислотных обработок в карбонатных коллекторах: экспериментальное и статистическое исследование / В.А. Новиков, Д.А. Мартюшев // *Георесурсы*. – 2024. – Т. 26, № 2. – С. 76–91.

98. Некрасов, А.С. О влиянии доломитизации на определение пористости карбонатных пород по геофизическим исследованиям скважин / А.С. Некрасов, Н.С. Попова // *Геофизика*. – 2015. – № 5. – С. 37–40.

99. Статистическое обоснование формирования значений скин-фактора при проведении кислотных обработок в слоисто-неоднородных башкирских отложениях Пермского края / А. С. Казанцев, Е. С. Ожгибесов, В. И. Галкин, И. Ю. Колычев // *Недропользование*. – 2024. – Т. 24, № 4. – С. 212-218.

100. Девис, Дж. Статистика и анализ геологических данных / Дж. Девис. – М.: Мир, 1977. – 353 с.

101. Галкин, В.И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, В.А. Репина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 19. – С. 145–154.
102. Montgomery, D.C. Introduction to liner regression analysis / D.C. Montgomery, E.A. Peck. – New York: John Wiley & Sons, 1982.
103. Поморский, Ю.Л. Методы статистического анализа экспериментальных данных: монография / Ю.Л. Поморский. – Л., 1960. – 174 с.
104. Watson, G.S. Statistic on spheres / G.S. Watson. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983.
105. Крамер, Г. Математические методы статистики / Г. Крамер. – М.: Мир, 1975.
106. Bartels, C.P.A. Exploratory and explanatory statistical analysis data / C.P.A. Bartels, R.H. Ketellapper. – Springer, Dordrecht, 1979.
107. Дементьев, Л.Ф. Математические методы и ЭВМ в нефтегазовой геологии / Л.Ф. Дементьев. – М.: Недра, 1987. – 264 с.
108. Математические методы в геологии и геофизике / М.М. Эллинский, А.М. Холин [и др.]. – М.: Недра, 1972. – 200 с.
109. Аронов, В.И. Математические методы обработки геологических данных на ЭВМ / В.И. Аронов. – М.: Недра, 1977. – 168 с.
110. Разработка многомерных статистических моделей для инженерно-геологического районирования территорий / В.И. Галкин [и др.] // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2017. – № 3. – С. 58–66.
111. Автеньев, Г.К. Об использовании частоты моды при сравнительной оценке магнитности горных пород / Г.К. Автеньев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 1971. – Т. 217. – С. 210–214.
112. On the generation of probabilistic forecasts from deterministic models / E. Camporeale, X. Chu, O. Agapitov, J. Bortnik // Space Weather – 2019. – Vol. 17. – P. 455–475.



113. Wijaya, N. Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity / N. Wijaya, J. Sheng // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 185, № 06646.

114. Галкин, В.И. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.В. Галкин; УрО РАН. – Екатеринбург, 2001. – 277 с.

115. Кошкин, К.А. Разработка вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности центральной части Пермского свода по структурно-мощностным критериям / К.А. Кошкин, И.А. Татарин // *Недропользование*. – 2021. – Т. 21, № 1. – С. 2–8. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.1

116. Ожгибесов, Е.С. Вероятностно-статистический прогноз нефтегазоносности локальных структур на территории Ижемской ступени / Е.С. Ожгибесов // *Недропользование*. – 2023. – Т. 23, № 4. – С. 159–165.

117. Галкин, В.И. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки эффективности применения пропантного гидравлического разрыва пласта (на примере объекта Тл-Бб Батырбайского месторождения) / В.И. Галкин, И.Н. Пономарева, А.Н. Колтырин // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2018. – Т. 17, № 1. – С. 37–49.

118. Федоров, К.М. Анализ чувствительности численных решений трехмерной двухфазной фильтрации к размерам расчетных блоков / К.М. Федоров, В.А. Дрейман // *Вестник Тюменского государственного университета*. – 2009. – № 6. – С. 94–101.

119. Лившиц, В.Р. Оценка параметров распределения скоплений нефти и газа по крупности в слабоизученных нефтегазоносных бассейнах / В.Р. Лившиц // *Геология и геофизика*. – 2003. – Т. 44, № 10. – С. 1045–1059.

120. Поплыгин, В.В. Анализ результатов проведения кислотных обработок в сложных геолого-технологических условиях / В.В. Поплыгин, Е.А. Белоглазова, А.С. Иванова // *Вестник Пермского национального исследовательского*

политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 10. – С. 83–90.

121. Моделирование геолого-технических мероприятий в карбонатных отложениях Шагиртско-Гожанского месторождения / С.В. Галкин, А.П. Савельева, А.А. Щербаков [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 24–27.

122. Андронов, Ю.В. Исследование применения ансамблей нейронных сетей для повышения качества решения задач регрессии / Ю.В. Андронов, А.В. Стрекалов // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13, № 1. – С. 50–55.

123. 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.

124. Математическая модель прогноза кратности увеличения дебитов скважин после кислотного воздействия на призабойную зону / А.П. Янукян, П.М. Сорокин, А.В. Гончарова [и др.] // Технологии нефти и газа. – 2019. – № 6(125). – С. 62–64.

125. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами / Н.И. Хисамутдинов, Ш.Ф. Тахаутдинов, А.Г. Телин [и др.]. – М.: ВНИИОНГ, 2001. – 184 с.

126. Манапов, Т.Ф. Повышение эффективности технологий регулирования фильтрационных потоков при заводнении неоднородных пластов / Т.Ф. Манапов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 21–27.

127. Кочнева, О.Е. Причины и анализ обводненности башкирско-серпуховской залежи Уньвинского нефтяного месторождения Соликамской депрессии / О.Е. Кочнева, И.А. Ендальцева // Вестник Пермского университета. Геология. – 2012. – № 3(16). – С. 74–79.

128. Ефимов, А.А. Исследование приемистости отложений башкирского яруса Сибирского месторождения в различных фациальных условиях / А.А. Ефимов, О.Е. Кочнева // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 3. – С. 16–25.

129. Новиков, В.А. Совершенствование технологии кислотного воздействия на карбонатные коллекторы (на примере башкирско-серпуховской залежи нефти Осинского месторождения) / В.А. Новиков, М.А. Сметкина // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – № 1. – С. 166–169.

130. Эффективность кислотных обработок скважин, эксплуатирующих башкирские отложения на месторождениях Пермского края / Е. Павловская, В.В. Поплыгин, Д.Ю. Иванов, И.Ю. Елисеев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 28–30.

131. Мингулов, И.Ш. Влияние технологических особенностей работы скважин и залежей на эффективность соляно-кислотных обработок / И.Ш. Мингулов // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов. – Уфа: Монография, 2017. – С. 222–226.

132. Салаватов, Т.Ш. Особенности стабилизации продуктивности скважин регулированием скин-фактора / Т.Ш. Салаватов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 7. – С. 67–70.

133. Мордвинов, В.А. Влияние свойств коллектора и состава кислотных растворов на эффективность обработок скважин / В.А. Мордвинов, В.Н. Глущенко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 11. – С. 22–26.

### **Патенты**

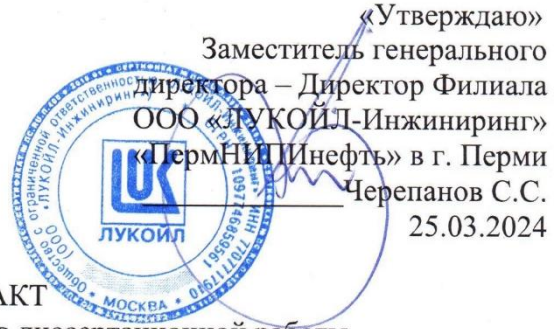
134. Патент РФ 2598256. Способ гидродинамического исследования пласта добывающей скважины / Казанцев А.С., Скворцов Д.Е., Глебов В.И. Заявл. 07.07.2015. Оpubл. 30.08.2016.

135. Патент РФ 2601960. Способ обработки призабойной зоны скважины / Казанцев А.С., Скворцов Д.Е., Глебов В.И. Заявл. 07.10.2015. Оpubл. 18.10.2015.

**Акт о внедрении результатов диссертационной работы в Филиале  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми**



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»**



«Утверждаю»  
Заместитель генерального  
директора – Директор Филиала  
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть» в г. Перми  
Черепанов С.С.  
25.03.2024

**АКТ**

о внедрении результатов диссертационной работы  
Казанцева Андрея Сергеевича на тему  
«Исследование и анализ эффективности селективной обработки призабойной  
зоны нефтяных пластов башкирских отложений Пермского края»

Комиссия в составе Филатова М.А. и Семеновой Т.В. рассмотрела вопрос об использовании результатов диссертационной работы Казанцева Андрея Сергеевича и установила следующее. Разработанный способ определения поинтервальных значений скин-фактора в условиях послойной неоднородности карбонатных отложений, методика адаптации гидродинамической модели залежи и прогнозирования режима работы скважин после воздействия используются специалистами при обосновании и планировании мероприятий кислотных обработок с отклонителями для скважин среднего карбона месторождений Пермского края.

Руководитель проекта  
(Разработка месторождений,  
Пермский регион и Республика Коми)  
(г.Пермь)

Филатов М.А.

Начальник Управления  
гидродинамического  
моделирования месторождений в  
Европейской  
части РФ (г.Пермь, г.Волгоград)

Семенова Т.В.

**Акт о внедрении результатов диссертационной работы  
в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора  
по разработке месторождений –

главный геолог  
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»



Б.Г. Алексеев

08.04.2024г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы  
Казанцева Андрея Сергеевича на тему  
«Исследование и анализ эффективности селективной обработки призабойной зоны нефтяных  
пластов башкирских отложений Пермского края»

Комиссия в составе Филиппова Е.В. и Игошева А.В. рассмотрела вопрос об использовании результатов диссертационной работы Казанцева Андрея Сергеевича и установила следующее. Рекомендуемые составы отклонителей и их характеристики, способ определения поинтервальных значений скин-фактора в условиях послонной неоднородности карбонатных отложений, методика адаптации гидродинамической модели залежи и прогнозирования режима работы скважин после воздействия используются специалистами при обосновании и планировании мероприятий кислотных обработок с отклонителями для скважин среднего карбона месторождений Пермского края. Всего по указанным отложениям проведено более 170 ГТМ со средним приростом 4,2 т/сут, расширены критерии применения для скважин с текущей обводненностью продукции до 80%.

Начальник управления разработки  
месторождений нефти и газа  
по Пермскому региону

Филиппов Е.В.

Начальник отдела разработки  
нефтяных и газовых месторождений  
по Пермскому региону

Игошев А.В.

## Результаты расчета значений скин-фактора по пропласткам

Месторождение	№ скважины	$K_{п}$	$K_{пр}$	$K_{н}$	$H_{пр}$	Скин-фактор
Гагаринское	309	0,145	25,6	80,2	1,5	-6,18
Гагаринское	309	0,105	4,0	66,5	1,56	-5,45
Гагаринское	309	0,107	4,4	67,4	1,2	-5,49
Гагаринское	309	0,08	1,3	53,4	0,7	-5,03
Гагаринское	309	0,106	4,2	66,9	0,74	-5,47
Гагаринское	309	0,136	16,9	77,7	0,02	-6,01
Сибирское	507	0,099	1,5	79,8	0,8	-4,55
Сибирское	507	0,111	2,9	82	1,2	-4,80
Сибирское	507	0,154	29,9	87	1,6	-5,75
Сибирское	507	0,122	5,3	91,8	1	-5,04
Сибирское	507	0,129	7,7	84,5	1,4	-5,19
Сибирское	507	0,131	8,6	84,7	0,56	-5,24
Сибирское	507	0,1	1,6	80	1,2	-4,57
Сибирское	507	0,114	3,4	82,5	0,7	-4,87
Сибирское	507	0,104	2,0	80,8	1,2	-4,65
Сибирское	507	0,1	1,6	70	0,96	-4,57
Сибирское	521	0,072	0,4	72,2	1,3	-2,33
Сибирское	521	0,104	2,0	80,8	1,6	-4,73
Сибирское	521	0,088	0,8	77,3	0,7	-2,65
Сибирское	521	0,094	1,2	78,7	0,7	-4,52
Сибирское	521	0,078	0,5	74,4	0,7	-2,45
Сибирское	521	0,094	1,2	68,1	2,3	-4,52
Сибирское	596	0,166	57,4	94	0,9	-4,68
Сибирское	596	0,187	179,1	89,3	0,18	-5,17
Сибирское	596	0,135	10,7	85,2	1,1	-2,05
Сибирское	596	0,162	46,2	87,7	0,7	-2,66
Сибирское	596	0,191	222,4	89,5	1,2	-5,26
Сибирское	596	0,119	4,5	74,8	1	-1,71
Сибирское	596	0,152	26,9	80,3	0,7	-2,43
Сибирское	596	0,144	17,4	79,2	0,7	-2,25
Сибирское	596	0,123	5,6	75,6	0,9	-1,79
Сибирское	596	0,123	5,6	75,6	0,7	-1,79
Сибирское	604	0,111	2,9	82	0,7	-1,51
Сибирское	604	0,172	79,4	88,4	1	-4,99
Сибирское	604	0,179	116,1	88,8	0,9	-5,15
Сибирское	604	0,17	71,3	82,4	1	-4,94
Сибирское	604	0,168	63,9	94	0,8	-4,90
Сибирское	604	0,127	6,9	84,3	1	-1,84
Сибирское	604	0,125	6,2	84	0,8	-1,80
Сибирское	604	0,137	11,9	85,4	1,4	-4,20
Сибирское	604	0,137	11,9	85,4	0,57	-4,20
Сибирское	604	0,119	4,5	83,2	1,8	-1,67
Сибирское	604	0,126	6,6	84,1	1	-1,82
Сибирское	604	0,097	1,4	79,4	0,8	-1,23
Сибирское	604	0,102	1,8	70,6	0,8	-1,32
Сибирское	604	0,093	1,1	78,5	0,8	-1,15
Сибирское	604	0,107	2,3	72	1	-1,42
Сибирское	604	0,076	0,4	47,4	0,7	-0,85
Сибирское	604	0,098	1,4	69,4	1	-1,25
Сибирское	604	0,084	0,7	76,2	0,54	-0,99

Месторождение	№ скважины	$K_n$	$K_{np}$	$K_n$	$H_{np}$	Скин-фактор
Сибирское	605	0,133	9,6	85	0,9	-5,15
Сибирское	605	0,126	6,6	84,1	0,8	-4,99
Сибирское	605	0,106	2,2	81,1	0,8	-4,56
Сибирское	605	0,099	1,5	79,8	1,1	-2,56
Сибирское	605	0,084	0,7	76,2	0,89	-2,25
Сибирское	605	0,12	4,7	83,3	1,1	-4,86
Сибирское	605	0,112	3,1	73,2	1	-4,69
Сибирское	605	0,109	2,6	72,5	2,1	-4,62
Сибирское	605	0,08	0,5	62,5	0,15	-2,17
Сибирское	605	0,123	5,6	75,6	1,4	-4,93
Сибирское	605	0,101	1,7	70,3	0,6	-4,45
Уньвинское	276	0,117	7,5	87,3	1	-2,00
Уньвинское	276	0,196	399,0	87,6	1	-5,39
Уньвинское	276	0,13	16,3	85,2	1,7	-2,32
Уньвинское	276	0,117	7,5	84,8	0,8	-2,00
Уньвинское	276	0,12	9,0	73,8	0,7	-2,07
Уньвинское	276	0,13	16,3	82,4	0,78	-2,32
Уньвинское	413	0,133	19,6	92,8	1,78	-5,30
Уньвинское	413	0,123	10,7	92	1	-5,05
Уньвинское	413	0,105	3,6	92,7	1,1	-4,61
Уньвинское	413	0,092	1,7	90,2	1	-4,31
Уньвинское	413	0,123	10,7	88,6	0,9	-5,05
Уньвинское	413	0,089	1,4	80,8	0,8	-2,25
Уньвинское	413	0,094	1,9	80,8	1,37	-4,35
Уньвинское	413	0,067	0,4	83,2	1,13	-1,76
Уньвинское	413	0,087	1,2	83	1,3	-2,20
Уньвинское	523	0,114	6,2	84,3	0,8	-2,04
Уньвинское	523	0,156	78,0	95,5	0,7	-3,09
Уньвинское	523	0,156	78,0	94,4	2,3	-3,09
Уньвинское	523	0,16	99,2	89,4	1,2	-5,05
Уньвинское	529	0,094	1,9	66	1,2	-0,74
Уньвинское	529	0,237	399,0	89,4	1,8	-5,39
Уньвинское	529	0,123	10,7	83,5	1	-1,38
Уньвинское	529	0,196	399,0	87,2	1,4	-5,49
Уньвинское	529	0,174	230,1	81,7	0,8	-5,27
Уньвинское	529	0,237	399,0	86,6	3	-5,39
Уньвинское	544	0,084	1,0	91,3	0,79	-2,33
Уньвинское	544	0,097	2,2	89,8	1,1	-2,64
Уньвинское	544	0,13	16,3	92,1	1,3	-5,21
Уньвинское	544	0,089	1,4	87,2	0,7	-2,45
Уньвинское	544	0,087	1,2	80,8	0,7	-2,40
Уньвинское	544	0,102	3,0	80,8	1,6	-2,77
Уньвинское	544	0,117	7,5	82,6	1,2	-4,88
Уньвинское	544	0,117	7,5	84,8	1,1	-4,88
Уньвинское	544	0,111	5,2	80	0,97	-2,99
Уньвинское	548	0,089	1,4	93,6	1,2	-2,62
Уньвинское	548	0,114	6,2	95,3	1,5	-3,21
Уньвинское	548	0,097	2,2	93,7	1,5	-2,80
Уньвинское	548	0,084	1,0	89,5	1,2	-2,50
Уньвинское	548	0,117	7,5	93,7	1,1	-5,22
Уньвинское	548	0,126	12,8	94,2	0,7	-5,44
Уньвинское	548	0,089	1,4	91,2	1,3	-2,62

Месторождение	№ скважины	$K_n$	$K_{np}$	$K_n$	$H_{np}$	Скин-фактор
Уньвинское	548	0,089	1,4	85,9	0,9	-2,62
Уньвинское	548	0,084	1,0	81,9	0,7	-2,50
Уньвинское	548	0,073	0,5	56,3	0,9	-2,26
Уньвинское	552	0,105	3,6	79,4	1,2	-2,62
Уньвинское	552	0,078	0,7	84,5	1,2	-2,00
Уньвинское	552	0,12	9,0	90,7	1,69	-2,99
Уньвинское	552	0,073	0,5	74,6	0,8	-1,89
Уньвинское	552	0,082	0,9	82	1,2	-2,09
Уньвинское	552	0,084	1,0	71,1	0,68	-2,13
Уньвинское	552	0,133	19,6	83,4	1,61	-3,64
Уньвинское	552	0,117	7,5	72,3	0,7	-2,91
Уньвинское	552	0,092	1,7	68,5	1,1	-2,32
Уньвинское	552	0,105	3,6	72,3	1,4	-2,62
Уньвинское	555	0,117	7,5	82	1,4	-3,01
Уньвинское	555	0,117	7,5	91,3	1,2	-3,01
Уньвинское	555	0,123	10,7	83,2	1,1	-4,81
Уньвинское	555	0,073	0,5	83,8	0,8	-1,99
Уньвинское	555	0,084	1,0	78,2	1,2	-2,23
Уньвинское	555	0,082	0,9	70,6	0,03	-2,19
Уньвинское	555	0,126	12,8	74	0,03	-4,88
Уньвинское	556	0,148	48,2	80,8	1	-5,65
Уньвинское	556	0,108	4,4	84,1	1	-4,65
Уньвинское	556	0,137	24,9	88,1	1,4	-5,37
Уньвинское	556	0,065	0,3	55,6	0,8	-1,58
Уньвинское	556	0,065	0,3	47,9	0,8	-1,58
Уньвинское	556	0,069	0,4	51,1	1	-1,67
Уньвинское	556	0,073	0,5	72,3	0,8	-1,75
Уньвинское	556	0,075	0,6	59,7	1	-1,79
Уньвинское	564	0,126	12,8	79,3	1,17	-3,02
Уньвинское	564	0,111	5,2	68,2	0,65	-2,65
Уньвинское	564	0,067	0,4	70,3	0,43	-1,65
Уньвинское	564	0,117	7,5	82,6	0,62	-2,80
Уньвинское	564	0,16	99,2	87	0,62	-5,40
Уньвинское	609	0,097	2,2	79,8	0,8	-2,42
Уньвинское	609	0,102	3,0	78,3	1,5	-2,54
Уньвинское	609	0,114	6,2	78,1	1,7	-4,71
Уньвинское	609	0,137	24,9	88,9	0,9	-5,28
Уньвинское	609	0,137	24,9	87,4	1,1	-5,28
Уньвинское	609	0,097	2,2	75,8	0,7	-2,42
Уньвинское	609	0,061	0,3	62,5	0,98	-1,62
Уньвинское	618	0,084	1,0	74	1,55	-1,79
Уньвинское	618	0,14	29,8	89	1	-3,18
Уньвинское	618	0,114	6,2	80,5	1,6	-2,51
Уньвинское	618	0,144	37,9	85,7	1,4	-5,34
Уньвинское	618	0,111	5,2	85,5	0,9	-2,44
Уньвинское	618	0,144	37,9	87,4	1,1	-5,34
Уньвинское	618	0,084	1,0	80,4	0,82	-1,79
Уньвинское	618	0,126	12,8	82,3	1,13	-2,82
Уньвинское	629	0,12	9,0	86,5	1,8	-5,58
Уньвинское	629	0,123	10,7	83,4	1,6	-5,65
Уньвинское	629	0,097	2,2	80	1,2	-5,00
Уньвинское	629	0,089	1,4	79,4	0,96	-2,55



Месторождение	№ скважины	$K_n$	$K_{np}$	$K_n$	$H_{np}$	Скин-фактор
Уньвинское	629	0,087	1,2	78,1	1	-2,51
Уньвинское	629	0,094	1,9	81,8	1,2	-4,93
Уньвинское	94	0,102	3,0	94,6	1,6	-5,17
Уньвинское	94	0,082	0,9	90,1	1	-2,51
Уньвинское	94	0,089	1,4	88,6	1,1	-2,67
Уньвинское	94	0,073	0,5	85	1,4	-2,31
Уньвинское	94	0,108	4,4	87,8	1,9	-5,31
Уньвинское	94	0,094	1,9	90,2	0,8	-4,98
Уньвинское	94	0,078	0,7	77	0,7	-2,42
Уньвинское	94	0,087	1,2	70,8	0,8	-2,63
Уньвинское	94	0,092	1,7	78,2	1,6	-4,93
Уньвинское	94	0,099	2,5	78,8	1,6	-5,09
Уньвинское	94	0,082	0,9	72,3	0,96	-2,51
Уньвинское	501	0,144	37,9	94,2	0,97	-4,50
Уньвинское	501	0,156	78,0	93,8	1,2	-4,81
Уньвинское	501	0,12	9,0	94	0,28	-2,08
Уньвинское	501	0,16	99,2	94,6	0,79	-4,92
Уньвинское	501	0,179	310,8	94,6	0,8	-5,42
Уньвинское	501	0,144	37,9	90,6	0,58	-4,50
Уньвинское	501	0,114	6,2	82,1	0,91	-1,93
Уньвинское	501	0,137	24,9	67,8	1,2	-2,51
Уньвинское	502	0,16	99,2	95,4	1,5	-2,87
Уньвинское	502	0,169	170,4	94,5	1,1	-3,11
Уньвинское	502	0,174	230,1	95,1	1,8	-5,45
Уньвинское	502	0,123	10,7	89,2	1,53	-1,92
Уньвинское	502	0,123	10,7	88,2	0,7	-1,92
Уньвинское	502	0,14	29,8	83,9	1	-2,35
Уньвинское	502	0,123	10,7	74,6	1,33	-1,92
Уньвинское	502	0,13	16,3	67,5	0,83	-2,10
Уньвинское	502	0,13	16,3	75,8	0,74	-2,10
Юрчукское	706	0,17	103,6	92,3	1,4	-4,31
Юрчукское	706	0,119	8,5	85,9	1,2	-2,10
Юрчукское	706	0,126	12,0	87,9	1,34	-2,23
Юрчукское	706	0,15	38,9	87,2	0,93	-2,71
Юрчукское	706	0,124	10,9	74,5	1,41	-2,19
Юрчукское	737	0,11	5,5	85,4	1,14	-4,89
Юрчукское	737	0,112	6,0	89,6	0,8	-4,92
Юрчукское	737	0,12	8,9	91,1	1,9	-5,08
Юрчукское	737	0,091	2,2	86,5	1	-2,41
Юрчукское	737	0,091	2,2	86,5	0,72	-2,41
Юрчукское	737	0,072	0,8	84,3	0,8	-2,04
Юрчукское	737	0,107	4,7	85,3	1,4	-2,69
Юрчукское	738	0,117	7,7	92,8	1,11	-5,13
Юрчукское	738	0,117	7,7	92	1,84	-5,13
Юрчукское	738	0,107	4,7	88,4	1,59	-4,94
Юрчукское	738	0,117	7,7	87,8	1,1	-5,13
Юрчукское	738	0,103	3,9	81,4	3,14	-2,69
Юрчукское	751	0,112	6,0	90,6	0,9	-5,13
Юрчукское	751	0,107	4,7	86,8	1,2	-5,04
Юрчукское	751	0,091	2,2	86,1	1,2	-4,75
Юрчукское	751	0,084	1,5	79,3	0,17	-2,42
Юрчукское	751	0,125	11,4	87,9	1,6	-5,38

Месторождение	№ скважины	$K_n$	$K_{np}$	$K_n$	$H_{np}$	Скин-фактор
Юрчукское	751	0,093	2,4	82,3	0,8	-4,78
Юрчукское	751	0,134	17,7	87,2	0,9	-5,56
Юрчукское	751	0,089	2,0	82	1	-2,53
Юрчукское	871	0,153	45,0	92,7	1,3	-2,43
Юрчукское	871	0,192	304,6	93,5	1,3	-5,09
Юрчукское	871	0,119	8,5	87,5	0,75	-1,77
Юрчукское	871	0,133	16,9	92	0,93	-2,04
Юрчукское	871	0,162	70,0	93,2	0,9	-2,62
Юрчукское	871	0,123	10,3	91,3	1,3	-1,84
Юрчукское	871	0,116	7,3	84	1,1	-1,71
Юрчукское	906	0,072	0,8	70,1	0,9	-2,23
Юрчукское	906	0,085	1,6	89	0,7	-2,48
Юрчукское	906	0,105	4,3	90,7	1,2	-2,85
Юрчукское	906	0,111	5,7	83,8	0,9	-2,96
Юрчукское	906	0,111	5,7	86	1	-2,96
Юрчукское	906	0,152	42,9	91,5	0,19	-5,76
Юрчукское	72	0,176	139,0	95	0,8	-5,23
Юрчукское	72	0,11	5,5	92,6	0,52	-2,07
Юрчукское	72	0,099	3,2	91,3	1,4	-1,87
Юрчукское	72	0,103	3,9	92,3	1	-1,94
Юрчукское	72	0,128	13,2	91,8	1,6	-2,41
Юрчукское	72	0,103	3,9	90,3	1,6	-1,94
Юрчукское	72	0,134	17,7	84,9	2,8	-4,38
Юрчукское	72	0,12	8,9	85,5	0,81	-2,26
Юрчукское	786	0,111	5,7	86,2	1	-2,30
Юрчукское	786	0,113	6,3	84,6	1,1	-2,14
Юрчукское	786	0,155	49,7	84,6	0,8	-4,76

Примеры ГДИ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
"Универсал-Сервис"



Россия 614000 г. Пермь ул. Петропавловская, 16-а тел. (342) 212-01-01, факс (342) 212-30-27

Утверждаю  
Гл. геолог

В.И. Пузиков  
13.11.2018

Месторождение	Уньвинское	скважина	94
---------------	------------	----------	----

Рис.1. Изменение забойного давления во времени при регистрации КВУ

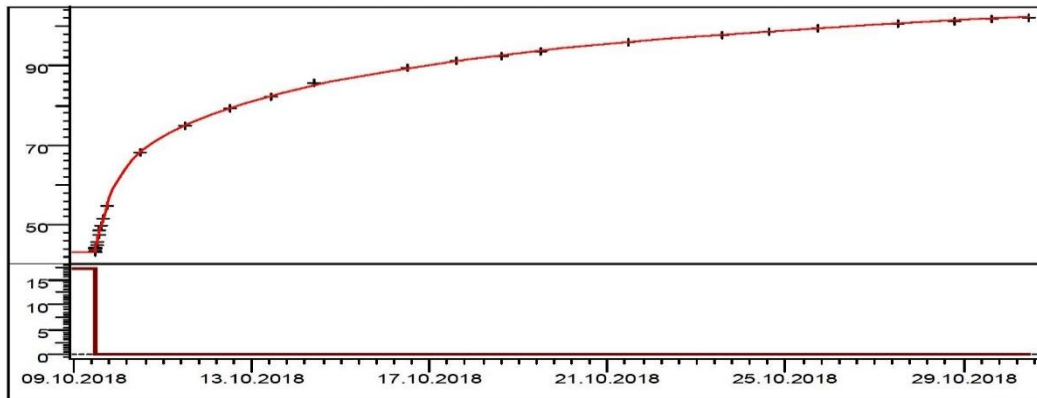
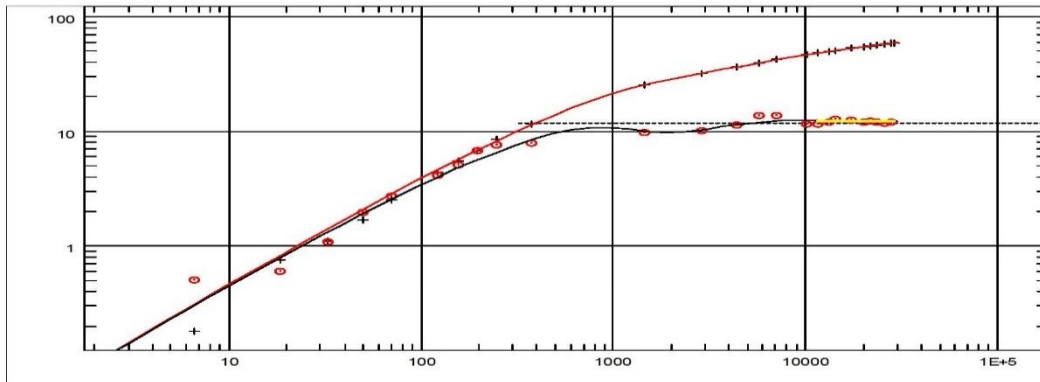


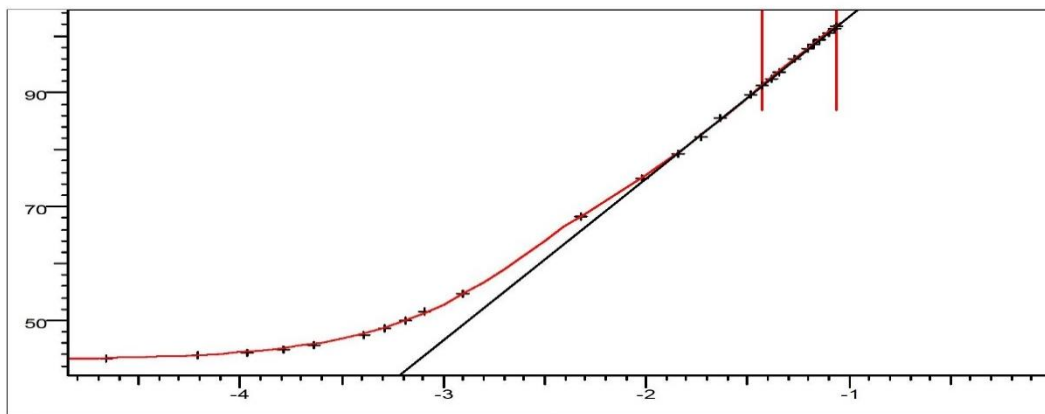
График данных (Давление [кг/см<sup>2</sup> ], Дебит жидкости [м<sup>3</sup>/D] в зависимости от Время [мин.]

Рис.2. Диагностический график КВУ



Билогарифмический график : dp и dp' [кг/см<sup>2</sup> ] в зависимости от dt [мин.]

Рис.3. Полулогарифмический график КВУ



Полулогарифмический график : p [кг/см<sup>2</sup> ] в зависимости от Superposition time

Интерпретатор

Меркушева Л.И.

Утверждаю  
 Зам.гл.геолога по ГДИС  Б.В.Косков  
 21.12.2023

	Месторождение	Уньвинское	скважина	276
--	---------------	------------	----------	-----

Рис.1. Изменение забойного давления во времени при регистрации КВД

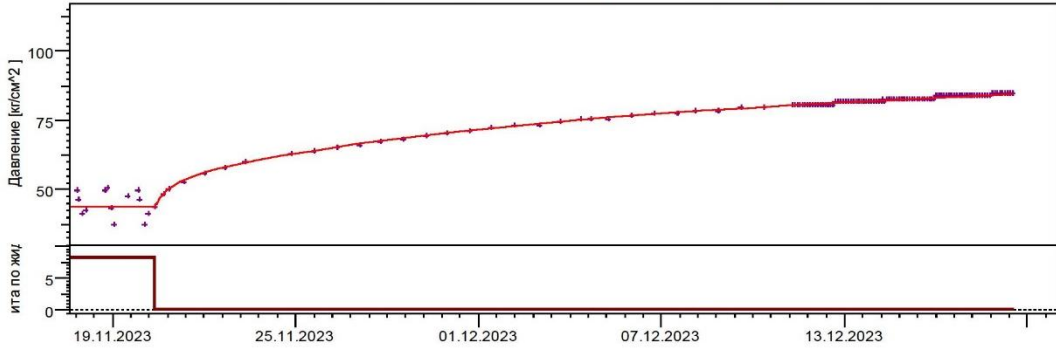
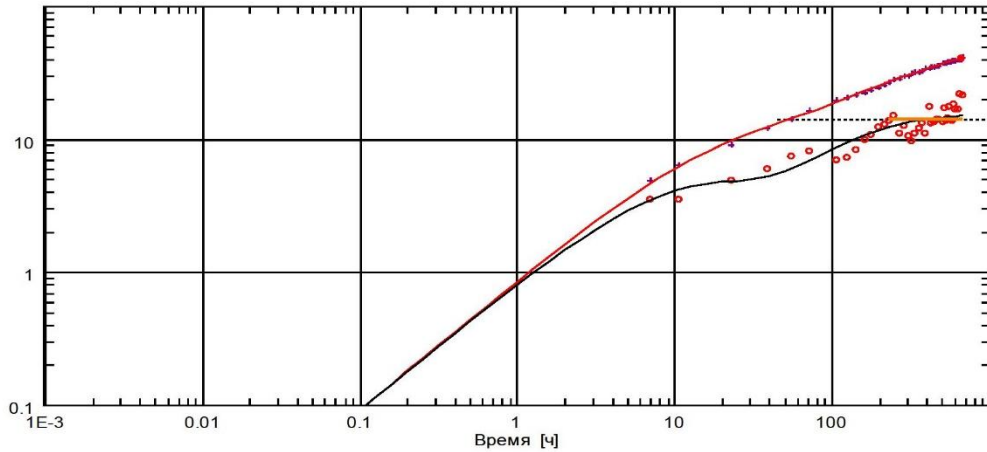


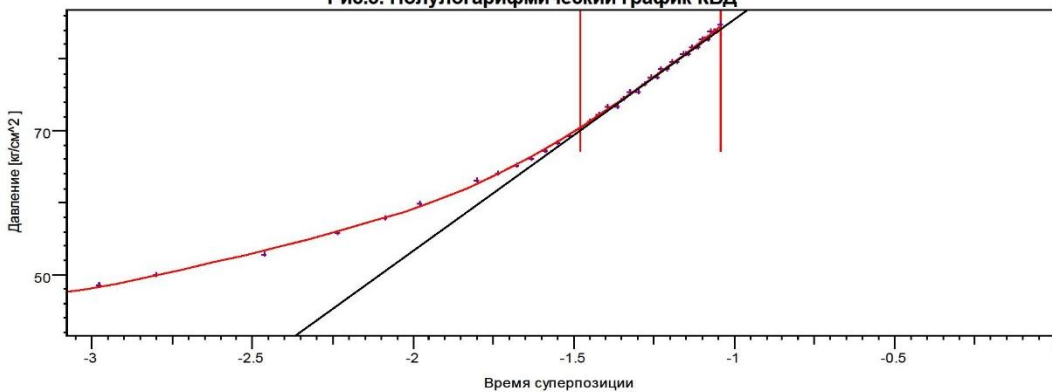
График данных (Давление [кг/см<sup>2</sup>], Величина дебита по жидкости [м<sup>3</sup>/D] в зависим. от Время [ч])

Рис.2. Диагностический график КВД



Диагностический график :  $p - p@dt=0$  и производная [кг/см<sup>2</sup>] в зависим. от  $dt$  [ч]

Рис.3. Полулогарифмический график КВД



Полулогарифмический график :  $p$  [кг/см<sup>2</sup>] в зависим. от Время суперпозиции

Интерпретатор



Уфимцева З.А.

Месторождение	Уньвинское	скважина	501
---------------	------------	----------	-----

Рис.1. Изменение забойного давления во времени при регистрации КВД

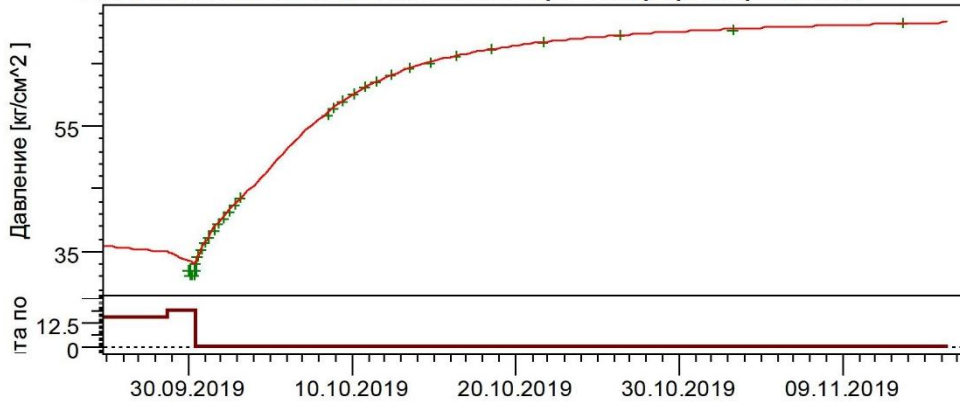
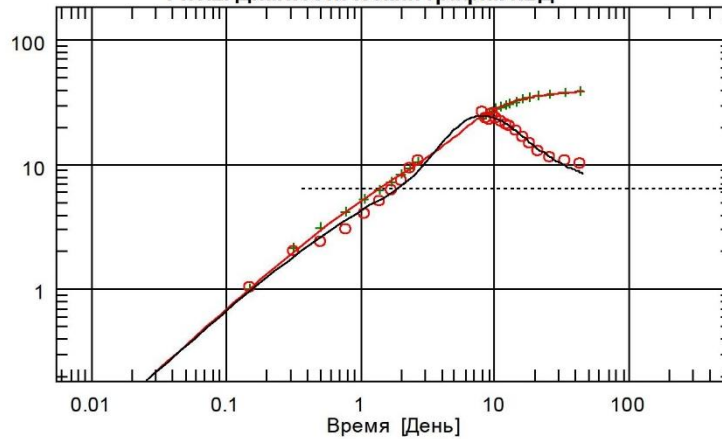


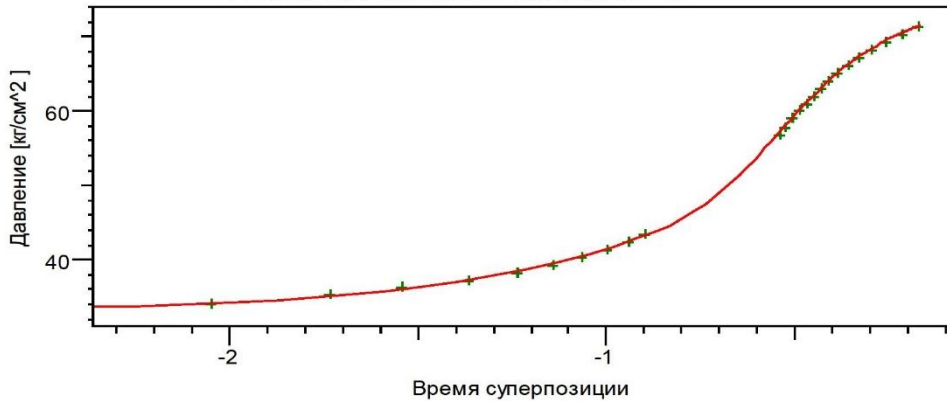
График данных (Давление [кг/см<sup>2</sup>], Величина дебита по жидкости [м<sup>3</sup>/Д] в зависим. от Время [День])

Рис.2. Диагностический график КВД



Диагностический график : p-p@dt=0 и производная [кг/см<sup>2</sup>] в зависим. от dt [День]

Рис.3. Полулогарифмический график КВД



Полулогарифмический график : p [кг/см<sup>2</sup>] в зависим. от Время суперпозиции

Интерпретатор

*К.В. Торсунова*

Торсунова К. В.

Месторождение	Сибирское	скважина	370
---------------	-----------	----------	-----

**Рис.1. Изменение забойного давления, рассчитанного по данным КВУ**

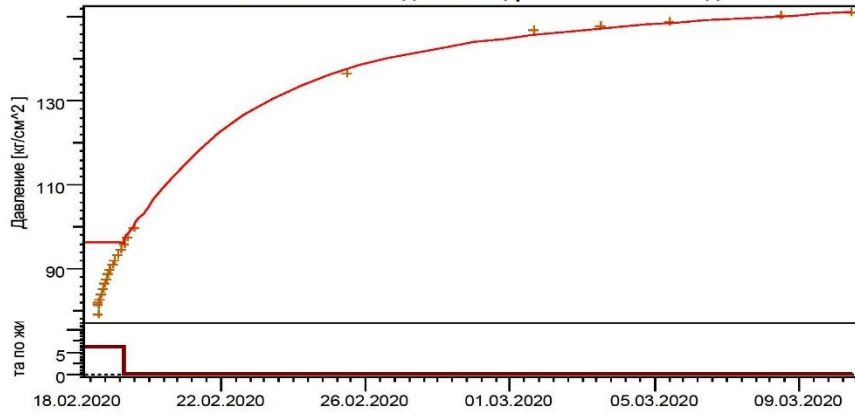
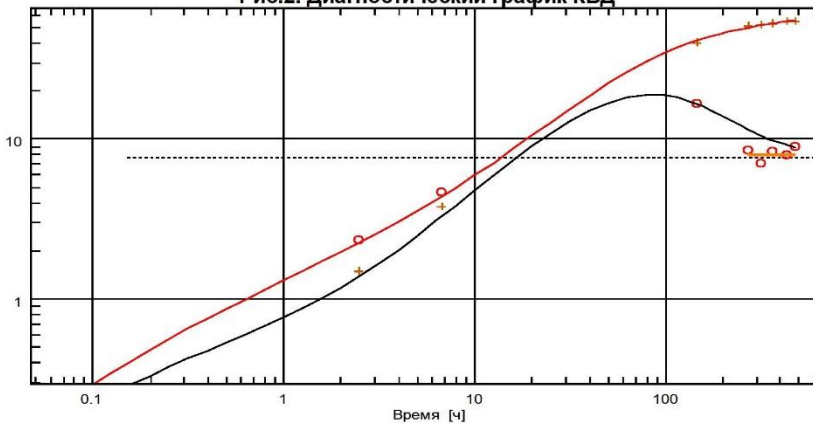


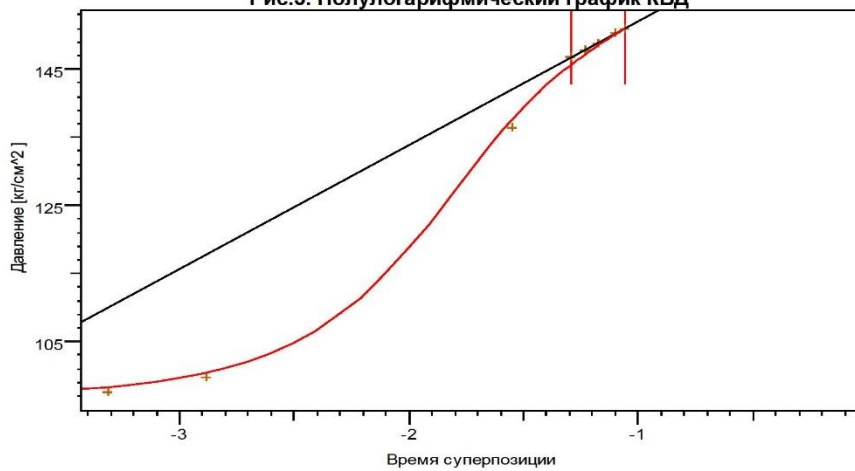
График данных (Давление [кг/см<sup>2</sup>], Величина дебита по жидкости [м<sup>3</sup>/D] в зависим. от Время [ч])

**Рис.2. Диагностический график КВД**



Диагностический график : p-p@dt=0 и производная [кг/см<sup>2</sup>] в зависим. от dt [ч]

**Рис.3. Полулогарифмический график КВД**



Полулогарифмический график : p [кг/см<sup>2</sup>] в зависим. от Время суперпозиции

Интерпретатор

*Орлов Д.О.*

Орлов Д.О.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
"Универсал-Сервис"



Россия 614000 г. Пермь ул. Петропавловская, 16-а тел. (342) 212-01-01, факс (342) 212-30-27

Утверждаю  
Гл. геолог *[Signature]* В.И. Пузиков  
11.09.2016

Месторождение	Сибирское	скважина	604
---------------	-----------	----------	-----

Рис.1. Изменение забойного давления во времени при регистрации КВД

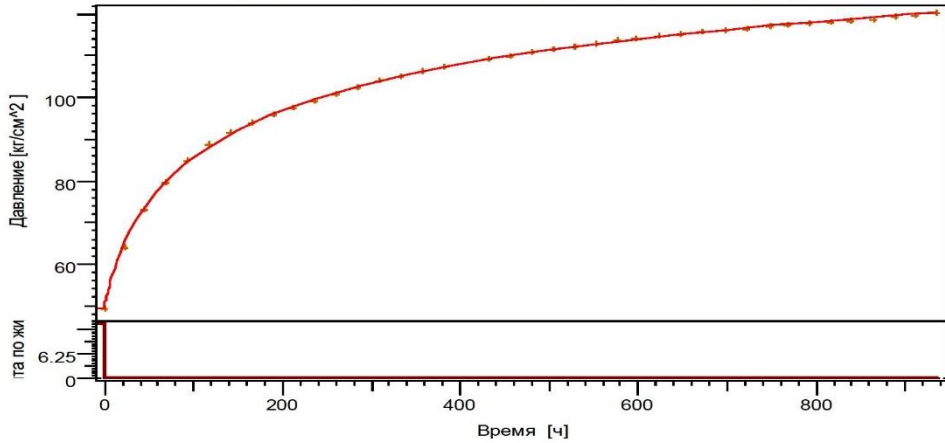
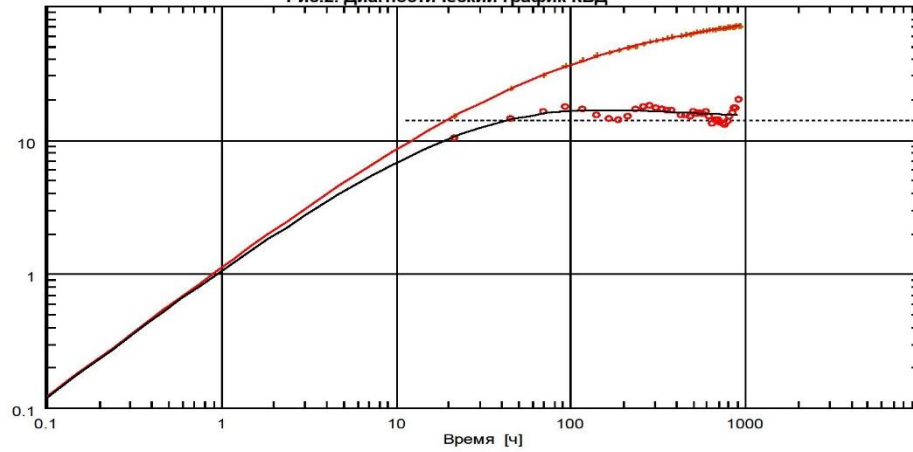


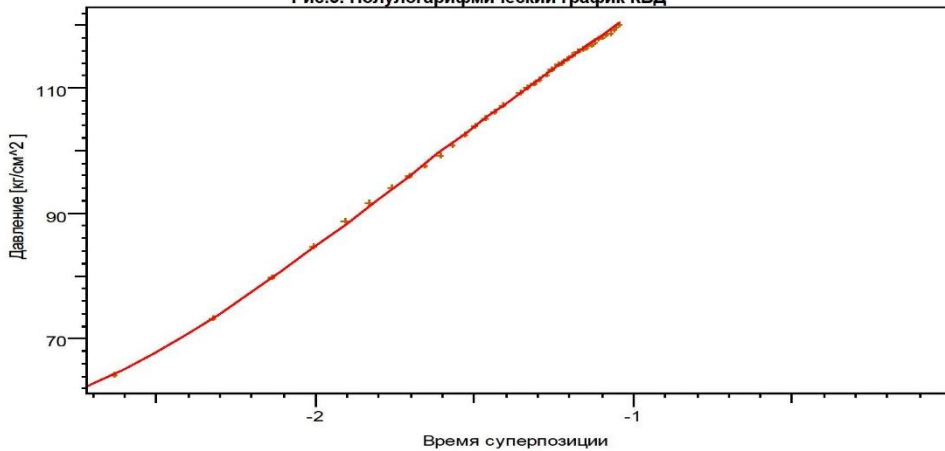
График данных (Давление [кг/см<sup>2</sup>], Величина дебита по жидкости [м<sup>3</sup>/D] в зависим. от Время [ч])

Рис.2. Диагностический график КВД



Диагностический график : p-p@dt=0 и производная [кг/см<sup>2</sup>] в зависим. от dt [ч]

Рис.3. Полулогарифмический график КВД



Полулогарифмический график : p [кг/см<sup>2</sup>] в зависим. от Время суперпозиции

Интерпретатор

*[Signature]*

Орлов Д.О.