

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

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь 2025

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Научный руководитель: **Турбаков Михаил Сергеевич**
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры «Нефтегазовые технологии»
ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», г. Пермь

Официальные оппоненты: **Салимов Олег Вячеславович**
доктор технических наук, менеджер отдела
выполнения и внедрения работ по СНТ/ОПИ
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень

Рошин Павел Валерьевич
кандидат технических наук, доцент кафедры
«Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений» ФГБОУ ВО
«Самарский государственный технический
университет», г. Самара

Ведущая организация: федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», г. Москва

Защита диссертации состоится в 16.00 31.03.2025 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (www.pstu.ru).

Автореферат разослан 07.02.2025.

Ученый секретарь,
диссертационного совета Д ПНИПУ.05.15,
кандидат технических наук, доцент

А. А. Мелехин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 послышной и латеральной неоднородностью. Особенностью большей части указанных отложений является отсутствие или ограниченность эффективной вертикальной гидродинамической связи между прослоями пород разной проницаемости.

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 послышной неоднородностью, занимались Б. Т. Баишев, 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. Насыбуллин, В. А. Новиков, В. Н. Петров, 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, О. М. Мирсаатов, 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 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 том числе 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 КО с отклонителем.

4. 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 гидродинамическими исследованиями (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 (акт от 25.03.2024) и в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (акт от 04.08.2024).

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, формулировании выводов, апробации и подготовке публикаций с основными результатами работы.

Степень достоверности. Достоверность и обоснованность полученных результатов исследований подтверждаются возросшим уровнем адаптации усовершенствованной гидродинамической модели к истории и подтверждением прогнозных показателей. При выполнении лабораторных исследований использовался керновый материал и модели пластовых флюидов башкирских отложений Пермского края, 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 «Нефтегазовые технологии» 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во **введении** представлено обоснование актуальности диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследований, показана научная новизна и практическая значимость работы, приведены сведения о методах исследования, сформулированы защищаемые положения.

В **первой главе** «Изучение опыта обработок призабойной зоны скважин башкирских отложений кислотными системами» приведена характеристика объекта исследования, выполнен обзор и оценка эффективности выработки запасов для слоисто-неоднородных отложений отечественных и зарубежных авторов.

Изучаемые отложения представлены, как правило, мономинеральным составом горной породы, преимущественно на 98 % состоящим из кальцита, характеризуются высокой расчлененностью, послойной неоднородностью, изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу, нефть маловязкая. Коллекторы в основном порового и порово-кавернозного типа.

Разработка залежей с заводнением приводит к опережающему продвижению 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. В отдельных случаях из-за несоответствия технологии освоения геолого-физическим условиям послойно-неоднородных отложений низкопроницаемая часть разреза остается не вовлеченной в разработку.

Анализ первого опыта кислотного воздействия с отклоняющими системами показал, что, наряду с ростом продуктивности, отмечается увеличение по части скважин пластового давления при отсутствии изменения режима работы системы поддержания пластового давления, что продемонстрировано на примере скважины № 571 Сибирского месторождения (Рисунок 1). Данное обстоятельство свидетельствует о подключении в работу части разреза, ранее не участвовавшего в фильтрации или имевшего незначительный приток.

Для обеспечения эффективного селективного воздействия кислотными составами на низкопроницаемую часть разреза необходимо провести комплекс экспериментальных и теоретических исследований, нацеленных на детальное изучение особенностей применения отклоняющих систем.

Во **второй главе** «Исследования влияния компонентов отклоняющих систем для комплексных кислотных обработок на фильтрационные свойства карбонатной горной породы» представлено экспериментальное обоснование оптимальной технологии кислотного воздействия с применением отклоняющих систем для условий порового коллектора и неоднородного разреза с червоточинами в околоскважинной зоне.

В настоящее время изучено и представлено много решений по использованию отклонителей для различных условий. При выборе составов сформулированы следующие требования: высокая проникающая способность, возможность регулирования вязкости в широком диапазоне, составы должны обеспечивать временное блокирование высокопродуктивных интервалов, предпочтительно селективного действия со снижением фазовой проницаемости по воде. В связи с этим отклоняющие составы на полимерной основе,

в том числе с добавлением механических компонентов, заведомо снижающих проницаемость без возможности ее полного восстановления, были отклонены.

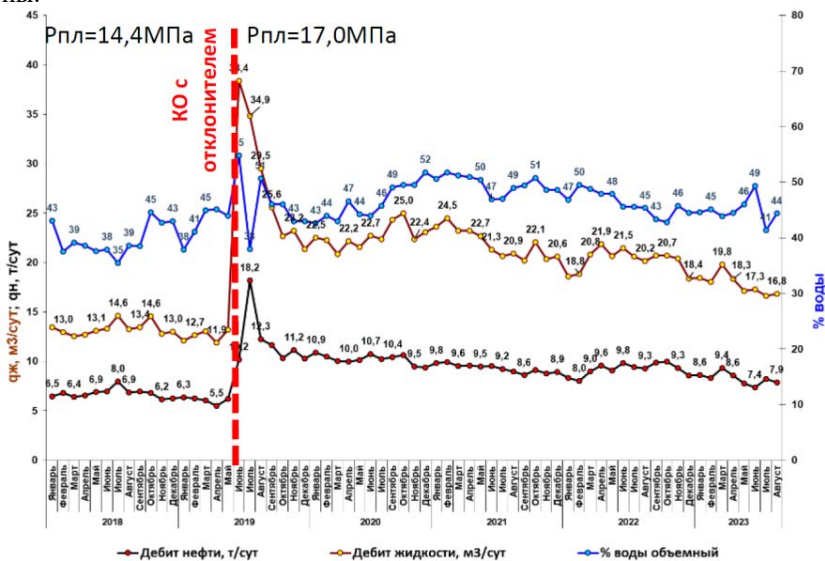


Рисунок 1 – График работы скважины № 571 Сибирского месторождения

Под указанные требования подходят два состава – инвертная эмульсия и самоотклоняющиеся кислотные системы (СОКС).

Для подтверждения заявленных характеристик предлагаемых сервисными компаниями составов, а также уточнения области их применения в конкретных геолого-физических условиях реализован комплекс лабораторных исследований в «свободном объеме» и фильтрационных испытаний на керне.

Лабораторные исследования в «свободном объеме» СОКС и отклонителя на основе инвертной эмульсии показали принципиальное различие их реологических свойств. Достигнутые максимальные значения вязкости СОКС при нейтрализации керновым материалом составляют 163–195 мПа·с при степени истощения 60–70 %.

Отклонитель на основе инвертной эмульсии обладает гораздо более высокой вязкостью – 1000 мПа·с и выше. Для инвертной эмульсии характерно вязкопластичное поведение, заключающееся в том, что при снижении скорости сдвига при удалении от ствола скважины возрастает ее эффективная вязкость.

Анализ фильтрационных испытаний СОКС и инвертных эмульсий на керне позволяет сделать следующие выводы.

1. Применение инвертной эмульсии снижает на более чем 96 % проницаемость керновых образцов по воде.

2. Рекомендуемая область применения СОКС – поровый коллектор с проницаемостью до 200 мД, при большей проницаемости не происходит существенного роста давления (менее 0,1 МПа), состав не создает фильтрационных сопротивлений и вымывается из образца.

3. Для коллекторов с проницаемостью более 200 мД и скважин с ранее сформированными червоточинами предпочтительным является применение отклонителей на основе гидрофобных эмульсий.

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.

В **третьей главе** «Теоретические исследования по определению значений скин-фактора отдельных пропластков слоисто-неоднородного карбонатного разреза» представлен способ определения радиуса измененной зоны и значений скин-фактора пропластков.

При воздействии на призабойную зону скважины кислотными составами возможны два режима растворения породы: первый вариант – компактное растворение, когда кислота движется по порам; второй – при росте давлений и скоростей закачки формируются червоточины.

Вопросу решения прямой задачи моделирования червоточин уделено внимание многих исследователей. Среди основных направлений научных исследований можно выделить следующие: аналитические модели на основе безразмерных параметров; применение методов решетчатых газов и решетчатых уравнений Больцмана; модели сети капиллярных трубок; крупномасштабные модели, включая модель двойной пористости и др. В основе предложенных подходов лежит сложный комплекс лабораторных исследований по определению требуемых параметров при моделировании кислотного растворения породы, требуется соответствующее описание неоднородности пород, многомасштабности пустотного пространства и др., применение указанных моделей не доведено до промышленного использования. Перенос решений одномерных или двухмерных моделей на условия прискважинной зоны затруднен.

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.

Через объем кислоты, закачанной в скважину, 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:

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

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.

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 свыше 47 раз. Отдельными исследователями получено увеличение проницаемости в среднем в 132 раза. Соответственно в случае формирования червоточин и компактного растворения первый множитель уравнения (1) стремится к -1.

Для расчета возможного 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.

Комплексный анализ уравнений (1) и (2) позволяет сделать вывод, что при расходах кислотных составов 1–3 м³/м радиус проникновения кислоты по порам при радиальной фильтрации составляет не более 3,3 м (при $K_{п} = 0,09$ долей ед.). Соответственно величина скин-фактора в случае компактного растворения не может принимать значения ниже -3,5 (Рисунок 2).

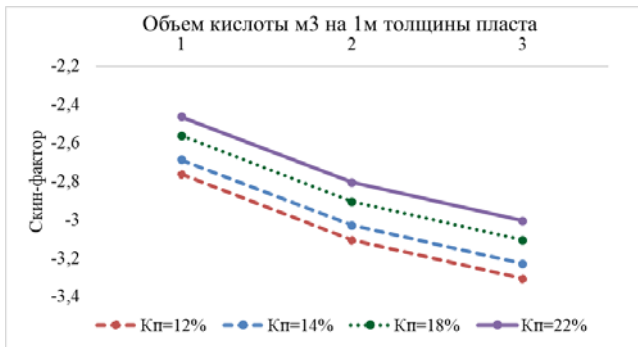


Рисунок 2 – Зависимость расчетного скин-фактора от объема кислотного состава на 1 м мощности пласта различной пористости при компактном растворении

Ряд исследователей отмечают невозможность достижения полученных на промысле дебитов в предположении равномерного растворения. Действительно, прямым счетом скин-фактора по формуле (1) для его значений -5 и ниже радиус измененной зоны должен быть не менее $15-20$ м (Рисунок 3). 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 10 до 225 футов (от 3 до $68,6$ м).

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

По заключению ряда исследователей установлено, что червоточины иницируются в порах, сечение которых больше определенного размера, в порах меньшего размера реализуется режим равномерного растворения. На основании данных исследований справедливо ожидать, что пропластки с большей пористостью будут в первую очередь подвергнуты воздействию в режиме формирования червоточин.

Глубина проникновения червоточины в пласт, радиус измененной зоны определяются по минимальным и близким к минимальным значениям скин-фактора после освоения скважин из бурения. Имея серию фактических минимальных значений скин-факторов по ряду скважин, в соответствии с зависимостью, приведенной на Рисунке 3, можно определить максимальный радиус фактического проникновения червоточины в пласт.

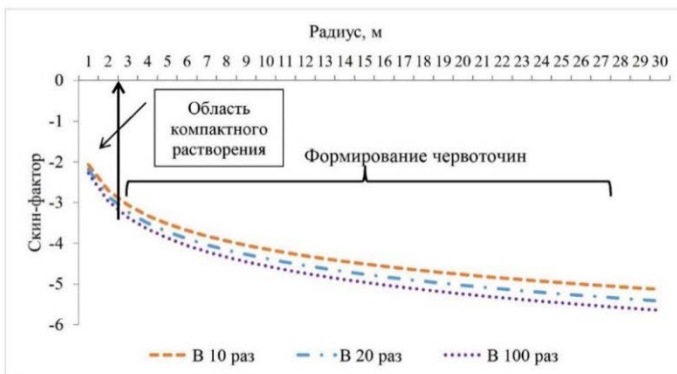


Рисунок 3 – Зависимость расчетного скин-фактора от радиуса измененной зоны при различной кратности изменения проницаемости

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.

Указанный первый расчет показывает, какой должен быть скин-фактор, если бы во всех пропластках разреза были сформированы червоточины. Сопоставляя со скин-фактором, полученным по данным фактических ГДИ после ввода скважины из бурения, задавая численным методом итерационного типа по пропласткам с меньшей пористостью и проницаемостью режим компактного растворения, находим значение граничной пористости. Для пропластков с пористостью ниже граничного значения происходит компактное растворение, тогда как при пористости выше этого значения формируются червоточины. Далее рассмотрим решение задачи нахождения значений скин-фактора по пропласткам.

Методом простых итераций, реализующим стратегию уточнения значения корня уравнения, уточним корень уравнения (1) с точностью до 0,001. Для этого выразим неизвестное из уравнения (1):

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

Должно соблюдаться следующее условие:

$$r_3 \in [1, \infty], S_3 = S; \quad (4)$$

$$\lim_{i \rightarrow \infty} (r_{3i}) = r_{3i}, r_{3i} \in [1, \infty], S_3 = S, \quad (5)$$

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

Тогда с 1-м шагом находим такое значение S_3 по пропласткам, чтобы оно удовлетворяло условию равенства значению скин-фактора в целом для скважины, определенному по данным фактических ГДИ.

Зная граничное значение пористости, меньше которого проникновение кислоты происходит по поровой среде в режиме компактного растворения, можно рассчитать объем кислоты, зашедшей в пласт, и радиус измененной зоны.

Изменение пористости при компактном растворении рассчитывается следующим образом:

$$K_{п.п} = K_{п} + \frac{M_{р.п}}{M_{п}}, \quad (6)$$

где $K_{п.п}$ – пористость после растворения породы, доли ед.; $M_{р.п}$ – масса растворенной породы, кг; $M_{п}$ – масса породы по радиусу проникновения кислоты при компактном растворении, кг; $K_{п}$ – пористость начальная, доли ед.

Наряду с широким изучением вопроса влияния технологии, параметров кислотного воздействия на горную породу, преимущественно с использованием керновых моделей, уделяется недостаточно внимания влиянию свойств пласта, определяющих различные режимы воздействия, которые сложно выявить на практике. Вопросу влияния геологических параметров, определяющих в пропластках режимы компактного растворения или формирования червоточин, посвящена четвертая глава диссертационной работы.

В **четвертой главе** «Построение прогнозных моделей скин-фактора для послойно неоднородных пластов» проведено исследование влияния параметров, определяемых при проведении обязательного комплекса геофизических исследований (ГИС) при строительстве скважин на характеристики околоскважинного пространства при кислотном воздействии.

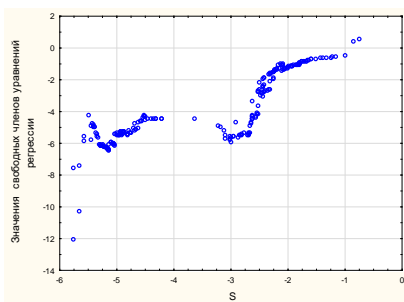
С учетом имеющихся данных ГДИ на основе передоложенного способа выполнены расчеты значений скин-фактора по пропласткам 34 скважин. Результаты определения значений скин-фактора по данным ГДИ указанных скважин оцениваются как удовлетворительные. Исходной информацией для построения статистических моделей оценки значений скин-фактора S служат данные о пористости $K_{п}$, проницаемости $K_{пр}$, толщине $H_{пр}$ и нефтенасыщенности $K_{н}$ пропластков.

Для комплексного изучения формирования значений скин-фактора S от геологических характеристик пропластков построены пошаговые многомерные уравнения регрессии. Формирование уравнений произведено на основе

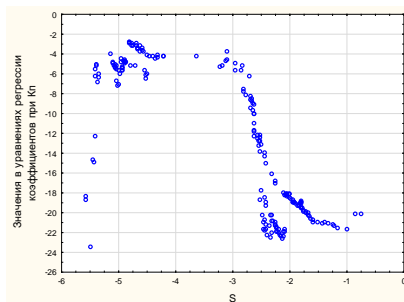
отсортированных по возрастанию значений скин-фактора наблюдений по принципу: первое уравнение регрессии построено по трем наблюдениям ($n = 3$), следующее при $n = 4$, и так далее до максимального значения S ($n = 233$). Всего было построено 231 уравнение регрессии. Параметры полученных уравнений визуализированы на графиках (Рисунок 4).

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

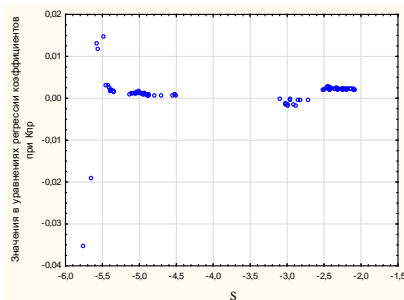
$$K - K_{II} = 1,4232S^3 + 11,925 S^2 + 23,42 S - 8,7373, \text{ при } R^2 = 0,821. \quad (7)$$



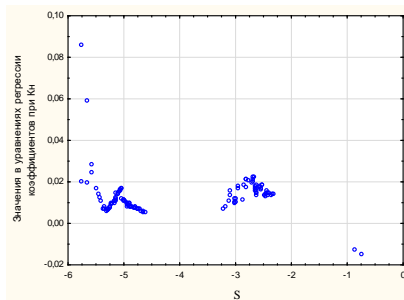
a



б



в



г

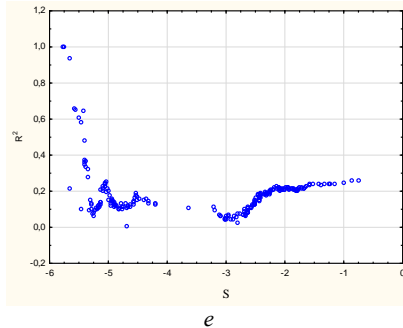
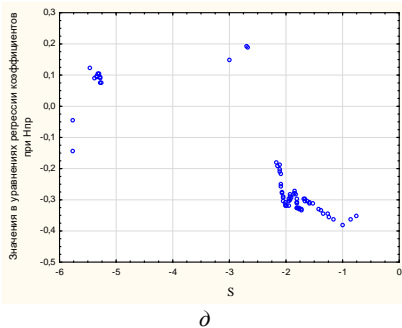


Рисунок 4 – Изменения значений: a – свободных членов; \bar{b} – угловых коэффициентов при K_{II} ; ϵ – угловых коэффициентов при $K_{пр}$; ε – угловых коэффициентов при K_{II} ; δ – угловых коэффициентов при $H_{пр}$; e – коэффициентов R^2

По данной формуле вычислены значения $K-K_{II}$ и сопоставлены со значениями S (Рисунок 5).

На основании траектории и интенсивности изменения параметров уравнения установлена граница по значению скин-фактора $S = -4$, по которой произведено разделение выборки на два класса: при $S < -4$ – класс «1», при $S > -4$ – класс «2».

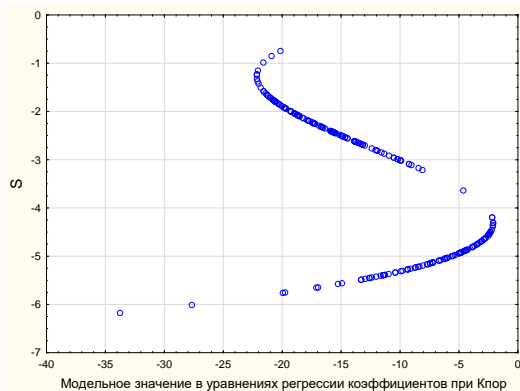


Рисунок 5 – Изменения значений S в зависимости от модельных значений коэффициентов при K_{II} в уравнениях регрессии

Для оценки различия выделенных классов по параметрам пропластков было проведено сравнение их распределений по критерию Пирсона χ^2 и их средних значений по t -критерию Стьюдента. Результаты сравнения приведены в Таблице 1.

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

Таблица 1 – Статистические характеристики классов

Показатель	$S < -4,00$	$S > -4,00$	Критерии $\frac{\chi^2}{p}$	Критерии $\frac{t}{p}$
K_n , доли ед.	$0,180 \pm 0,032$	$0,105 \pm 0,024$	$\frac{44,530}{0,000}$	$\frac{6,996}{0,000000}$
$K_{пр}$, мкм ²	$50,1 \pm 95,5$	$9,7 \pm 20,7$	$\frac{22,108}{0,000016}$	$\frac{4,774}{0,000003}$
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	$1,15 \pm 0,49$	$1,01 \pm 0,38$	$\frac{5,904}{0,05223}$	$\frac{2,422}{0,01621}$

После этого по каждому параметру пропластков были построены линейные вероятностные модели принадлежности к 1-му классу ($S < -4,00$) – $P(S)$. Уравнения полученных индивидуальных вероятностных моделей представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Индивидуальные вероятностные модели

Показатель	Уравнение вероятности принадлежности к $S1 < -4,00$	Диапазон изменения показателей	Диапазон изменения вероятностей
K_n , доли ед.	$P(K_n) = 0,127 + 3,2527 K_n$	0,061–0,237	0,325–0,897
$K_{пр}$, МКМ ²	$P(K_{пр}) = 0,476 + 0,0011 K_{пр}$	0,258–399,0	0,476–0,914
K_n , %	$P(K_n) = -0,459 + 0,0117 K_n$	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

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

$$P_{\text{комп}} = \frac{\prod P_i}{\prod P_i + \prod (1 - P_i)}, \quad (8)$$

где P_i – индивидуальные вероятности параметров.

Данный критерий позволяет определить вероятность принадлежности наблюдения к классу «1» на основании всех параметров пропластков в совокупности.

Для изучения влияния совокупности пар на значение S по выделенным группам построены многомерные регрессионные модели.

Регрессионное уравнение для пропластков со скин-фактором меньше –4 имеет следующий вид:

$$S_1 = -4,473 - 4,256 \cdot K_n, R = 0,348, p = 0,0004, \sigma = 0,369. \quad (9)$$

Параметры K_n , $K_{пр}$ и $H_{пр}$ в модель не включены ввиду их низкой значимости для прогнозирования скин-фактора в данной группе.

Регрессионное уравнение для пропластков со скин-фактором больше –4 имеет следующий вид:

$$S_2 = -0,653 - 0,005 \cdot K_{пр} - 0,019 \cdot K_n, R = 0,48, p < 0,000, \sigma = 0,449. \quad (10)$$

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 (модель по группам) представлено на Рисунке 6.

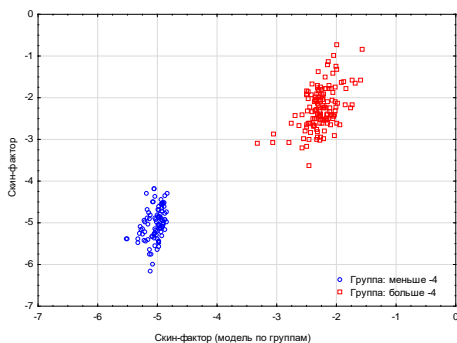


Рисунок 6 – Сопоставление фактических и модельных значений скин-фактора (модель по группам)

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:

$$\begin{aligned} S^M &= -0,534 - 20,163 \cdot K_{\text{н}} - 0,352 \cdot H_{\text{пр}} - 0,015 \cdot K_{\text{н}}, \\ R &= 0,508, p < 0,000, \sigma = 1,258. \end{aligned} \quad (11)$$

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

$$\begin{aligned} S &= 0,292 + 0,149S^M + 1,039(S_1 + S_2) + 0,04(S^M)^2 - \\ &\quad - 0,036 S^M(S_1 + S_2) + 0,022(S_1 + S_2)^2 \\ \text{при } R &= 0,959; p < 0,0001, \sigma = 0,41. \end{aligned} \quad (12)$$

Для сравнения полученных прогнозных математических моделей посчитаны средняя абсолютная и средняя относительная ошибки прогноза. Результаты расчета данных ошибок по каждой модели представлены в Таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение моделей по метрикам

Модель	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

Модели по группам и объединенная модель обладают более высокой точностью по сравнению с общей моделью.

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

Необходимо подтвердить корректность и возможность использования дифференцированных значений скин-факторов при настройке ГДМ на историю и моделирование кислотных обработок с отклонителями.

В пятой главе «Методика прогнозирования режима работы скважин после обработки призабойной зоны комплексными кислотными системами с отклонителями с использованием гидродинамической модели» приведен обзор методов прогнозирования дебита нефти после кислотных обработок. Показано, что использование ГДМ для прогнозирования режима работы скважин является предпочтительным, поскольку учитывает комплекс параметров: распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), остаточных запасов нефти, значений пластового давления и др., являющихся фундаментальными.

Применение дифференцированных значений скин-фактора по пропласткам при настройке ГДМ на историю ограничено высокой трудоемкостью и отсутствием соответствующего основания, как правило, требует опыта и высокой квалификации специалиста по моделированию.

При известном распределении проницаемости по пропласткам (Рисунок 7, а) реализация разработанного способа позволяет находить значения радиуса измененной зоны (Рисунок 7, б) и, соответственно, значения скин-фактора отдельно для пропластков с компактным растворением породы и режимом формирования червоточин (Рисунок 7, в).

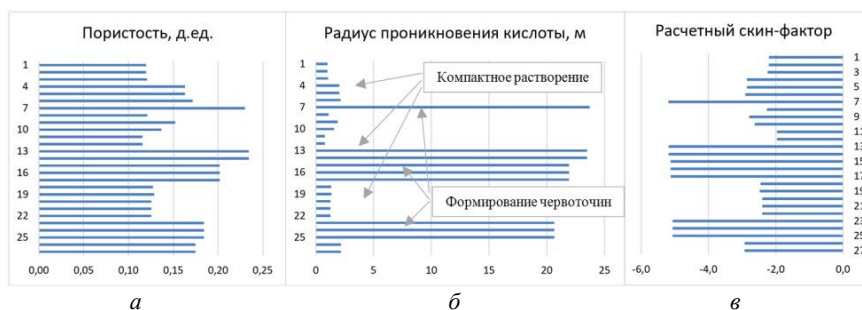
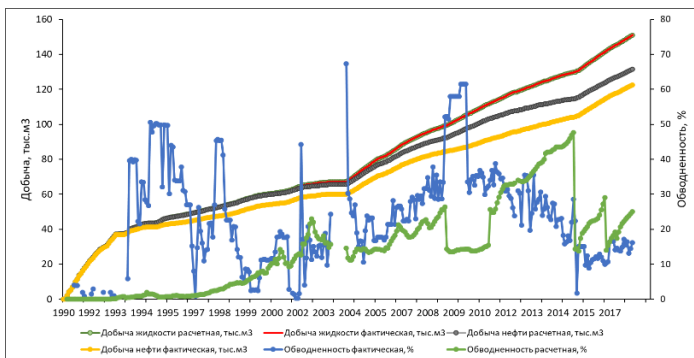
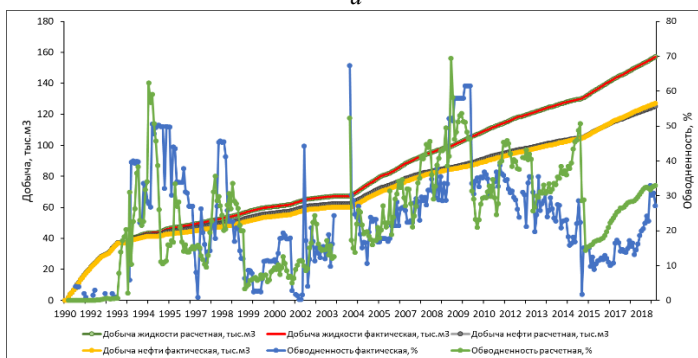


Рисунок 7 – Распределение радиуса измененной зоны и значений скин-фактора по пропласткам для скважины № 544 башкирской залежи Уньвинского месторождения

С учетом дифференцированных значений скин-фактора по пропласткам добывающих и нагнетательных скважин получено существенное улучшение настройки ГДМ на историю (Рисунок 8).



а



б

Рисунок 8 – Результаты настройки скважины № 540 на историю по объемам добычи жидкости, нефти и обводненности продукции при применении: *а* – одного значения скин-фактора на все пропластки; *б* – различных значений скин-фактора по пропласткам

Тем самым повышается прогностическая способность ГДМ в целом, и реализуемый подход настройки ГДМ является основой моделирования последующих КО призабойной зоны, включая применение комплексных КО с отклонителями.

Методика прогнозирования дебита скважины после кислотной обработки с отклоняющими системами заключается в следующем.

1. По разработанному автором способу определения поинтервальных значений скин-фактора для условий послонной неоднородности карбонатных отложений выполняется настройка ГДМ на историю и ее адаптация.

2. Для пропластков с червоточинами 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 КО без отклонителей.

3. По результатам расчетов получаем новые дифференцированные значения скин-фактора по пропласткам, ранее подвергнутых компактному раствору.

Пример использования методики прогнозирования КО с отклонителем представлен на Рисунке 9. После полученной ранее для одного значения скин-фактора по всем пропласткам неудовлетворительной адаптации имеем неподтверждение прогноза ГТМ (Рисунок 9, а), в отличие от разработанной методики с различными значениями скин-фактора для пропластков (Рисунок 9, б).



а



б

Рисунок 9 – Пример прогнозирования соляно-кислотной обработки (СКО) с отклонителем до и после настройки гидродинамической модели по предлагаемой методике. Скважина № 544, башкирская залежь Уньвинского месторождения:
а – по старой методике; б – по разработанной методике)

Заключение

1. Оптимальной отклоняющей системой технологии селективного кислотного воздействия для условий послыно-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 послынной 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 НАУЧНЫХ ТРУДОВ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Публикации в изданиях, индексируемых в международной базе цитирования Scopus

1. 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. – Текст : непосредственный // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 4. – С. 212–218.

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

3. **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. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 58–62.

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

Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России

5. 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. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Навации. – 2016. – № 7. – С. 27–34.

6. Опыт и перспективы применения технологий ограничения водопритока на месторождениях Пермского края / А. В. Распопов, **А. С. Казанцев**, Д. В. Андреев [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 41–45.

Патенты

7. 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.

8. 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.