



МАРТЮШЕВ ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**МЕТОДОЛОГИЯ УЧЕТА АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ
СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПЕРМСКОГО КРАЯ)**

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Пермь 2023

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

Научный консультант: **Галкин Сергей Владиславович**,
доктор геолого-минералогических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Мулявин Семен Федорович**,
доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»
(г. Тюмень)

Савенок Ольга Вадимовна,
доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»
(г. Санкт-Петербург)

Фаттахов Ирик Галиханович,
доктор технических наук, доцент,
начальник отдела организации работ по ПНП УРС и
ПНП ИА ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
(г. Альметьевск)

Ведущая организация: ООО Научно-производственное объединение
«Нефтегазтехнология» (г. Уфа)

Защита диссертации состоится 12 декабря 2023 года в 14.00 часов 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 12.10.2023 г.

Ученый секретарь,
кандидат технических наук, доцент

Мелехин А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Ключевым направлением для нефтяной отрасли является повышение эффективности добычи полезного углеводородного сырья. Увеличение нефтедобычи и полноты извлечения углеводородов обеспечивается за счет применения различных технологий на действующих, почти выработанных месторождениях, а также за счет ввода новых эксплуатационных объектов. Характерной особенностью нефтяных месторождений Пермского края является существенное различие в их геолого-физических характеристиках. Зачастую при проектировании и разработке активов используются идентичные методологические подходы к определению фильтрационных свойств, что приводит к принятию некорректных технологических решений. Одним из основных инструментов, используемых при проектировании разработки залежей углеводородного сырья, являются геолого-гидродинамические модели (ГГДМ). Применение цифровых аналогов нефтяных залежей требует обработки значительного объема различной промысловой информации. Одной из основных проблем в создании моделей, которые адекватно воспроизводят процессы фильтрации в реальных условиях пласта, является определение достоверных значений проницаемости зоны дренирования каждой скважины. Отдельная важная научная задача – дифференциация значений направленной проницаемости коллектора с учетом анизотропии, в частности, на вертикальную и горизонтальную составляющие. Отсутствие или недостоверность информации о проницаемости, а также ее дифференциации на вертикальную и горизонтальную составляющие зачастую приводит к невозможности эффективного проектирования разработки залежи в целом и планирования различного рода геолого-технических мероприятий (ГТМ). Как следствие, имеет место низкая обоснованность вариантов в проектных документах на разработку месторождений и невозможность фактического достижения запланированных в этих документах объемов добычи. На сегодняшний день следует отметить невысокую достоверность цифровых двойников нефтяных залежей и, соответственно, достоверное определение анизотропии фильтрационных свойств позволит в значительной мере повысить детализацию их

геологического строения, получить новые представления об особенностях реализации технологических процессов добычи нефти из сложнопостроенных объектов и, как следствие, принимать обоснованные и эффективные решения по управлению нефтегазовыми активами. С учетом повсеместного применения ГГДМ для проектирования и мониторинга разработки месторождений углеводородов, данный вывод свидетельствует об актуальности рассматриваемого направления.

Эффективным инструментом определения фильтрационных параметров пластовых систем и их дифференциации по различным направлениям, а также мониторинга процессов разработки месторождений углеводородов являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Применение современных измерительных устройств (аппаратуры) и технологий проведения ГДИС, позволяющих в режиме реального времени получать необходимые данные, и развитие методов и программных продуктов обработки получаемой информации в значительной мере повысили их результативность и качество. Однако появление новых технологий и решаемых с их помощью задач должно сопровождаться исследованием достоверности и точности определения параметров в различных условиях. В настоящее время в практике нефтедобычи используются две технологии, позволяющие проводить исследования без остановки скважин. Это метод стабилизации давления с получением соответствующей кривой (КСД) и метод, основанный на численном и графическом анализе истории добычи углеводородов (ДСА), обработка данных которых осуществляется в современных программных продуктах анализа и интерпретации гидродинамических исследований и мониторинга работы скважин. Стоит отметить, что на практике реализация нескольких технологий проведения исследований в одной скважине зачастую приводит к получению противоречивых результатов. Связано это, в первую очередь, с различной квалификацией специалистов и субъективностью принимаемых ими гипотез при интерпретации результатов. При этом вопрос верификации результатов, полученных при интерпретации данных различных исследований по истории эксплуатации залежи, в настоящее время изучен в недостаточной мере.

Таким образом, решаемые в диссертации задачи, связанные с повышением достоверности информации о фильтрационных свойствах пласта и их составляющих вдоль различных направлений, являются актуальными для проектирования и разработки сложнопостроенных залежей углеводородного сырья в индивидуальных геолого-физических условиях.

Степень разработанности темы исследований. Заметный вклад в развитие методов ГДИС и интерпретации их результатов внесли многие отечественные и зарубежные ученые: М. Н. Базлов, К. С. Басниев, С. Н. Бузинов, С. Г. Вольпин, А. И. Гриценко, В. А. Иктисанов, А. И. Ипатов, М. Л. Карнаухов, Л. Г. Кульпин, И. Н. Пономарева, И. Д. Умрихин, Б. С. Чернов, Р. Г. Шагиев, Amanat U. Chaudhry, K. Aziz, D. Bourdet, D.N. Dietz, R. S. Earlougher, M. J. Fetcovich, P. S. Hegeman, D. R. Horner, W. Hurst, C. A. Hutchinson, H. Kazemi, S. M. Tariq, A. F. Van-Everdingen и др.

Проблемы оценки достоверности определения фильтрационных параметров пластов по данным ГДИС в условиях месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а также вопросы движения флюидов в низкопроницаемых коллекторах рассматриваются в работах Г. И. Баренблатта, Ю. П. Борисова, С. Г. Вольпина, С. И. Грачева, А. И. Гриценко, А. И. Ипатова, М. И. Кременецкого, А. П. Крылова, Л. С. Лейбензона, П. В. Мангазеева, М. В. Панкова, В. Л. Сергеева, Т. Н. Силкиной, М. М. Хасанова, И. А. Чарного, Э. Б. Чекалюка, А. В. Dyes, D. R. Horner, C. A. Hutchinson, C. C. Miller, A. S. Odeh, F. Selig и др.

Проблематика влияния неоднородности сложнопостроенных карбонатных нефтяных пластов, в том числе анизотропии их проницаемости, на фильтрацию углеводородов изучается уже давно, и этой теме посвятили свои труды многие ученые: К. И. Багринцева, И. М. Бакиров, В. Д. Викторин, Ш. К. Гиматудинов, Р. Х. Гильманова, Л. Ф. Дементьев, С. О. Денк, В. М. Добрынин, С. Н. Закиров, Э. С. Закиров, И. М. Индрупский, Р. Д. Каневская, Ю. А. Кашников, Ф. И. Котяхов, А. П. Крылов, В. Д. Лысенко, Н. Н. Михайлов, Р. З. Мухаметшин, А. В. Насыбуллин, И. С. Путилов, М. Л. Сургучев, А. А. Ханин, R. Aguilera, E. C. Donaldson, R. A. Nelson, D. Tiab, T. D. van Golf-Racht и др.

Однако стоит отметить, что в выполненных ранее исследованиях детально не рассматривались вопросы верификации результатов определения фильтрационных параметров продуктивных пластов при применении ГДИ, а также методов КСД и ДСА. Также следует отметить, что, несмотря на значительное число публикаций в научной литературе, посвященных разработке сложнопостроенных коллекторов, исследование для них анизотропии проницаемости по-прежнему является актуальным. Важная роль влияния вертикальной проницаемости изучалась детально многими исследователями, в основном в контексте образования конусов обводнения и загазования добывающих скважин. Закономерности влияния анизотропии проницаемости на процесс выработки запасов в сложнопостроенных коллекторах в настоящее время изучены недостаточно.

В связи с этим как с научной, так и с практической точки зрения представляется актуальным научное обоснование методов достоверного определения фильтрационных параметров (с учетом их пространственных составляющих) сложнопостроенных пластовых систем и их применения для решения задач проектирования и разработки месторождений углеводородов.

Цель диссертационной работы – обоснование методологии учета анизотропии фильтрационных свойств продуктивных пластов при разработке залежей нефти, включая методы исследования и контроля за разработкой, с учетом особенностей геологического строения месторождений Пермского края.

Основные задачи исследования:

1. Обоснование условий и критериев применения методов КСД и ДСА для достоверного определения фильтрационных параметров пластовых систем в индивидуальных геолого-физических условиях нефтяных месторождений Пермского края.

2. Разработка методики верификации результатов гидродинамических исследований, основанная на статистическом анализе промысловых данных, позволяющая получить количественную оценку достоверности определяемых параметров. Установление индивидуальных статистических закономерностей зависимости дебита нефти от различных параметров и выделение основных факторов, определяющих дебиты скважин в терригенных

и карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края.

3. Обоснование методики оперативной оценки вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости пласта при интерпретации гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления (уровня), определение фактических значений анизотропии проницаемости сложнопостроенных массивных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края и изучение ее влияния на процессы выработки запасов.

4. Разработка комплексного критерия, позволяющего учитывать вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта и обоснованно дифференцировать карбонатный коллектор в пределах залежи на высоко- и низкопроницаемый. Исследование применения комплексного критерия для анализа процессов разработки месторождений углеводородов Пермского края.

5. Разработка многомерных статистических моделей для прогноза дебитов скважин, комплексно учитывающих вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта и позволяющих достоверно прогнозировать приток жидкости в скважины, эксплуатирующие сложнопостроенные карбонатные коллектора. Исследование закономерностей фильтрации жидкости в различных литолого-фациальных зонах карбонатных залежей нефтяных месторождений Пермского края.

6. Совершенствование геолого-гидродинамических моделей сложнопостроенных карбонатных массивных залежей ряда нефтяных месторождений Пермского края с учетом влияния анизотропии проницаемости на динамику их разработки. Использование усовершенствованных геолого-гидродинамических моделей для решения задач проектирования и повышения эффективности разработки месторождений углеводородов.

Объект исследования – терригенные и карбонатные объекты разработки нефтяных месторождений Пермского края.

Предмет исследования – научно-методические аспекты достоверного определения пространственных составляющих фильтрационных параметров пластовых систем и их учета при разработке нефтяных месторождений.

Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы представлена следующими положениями:

1. Впервые научно обосновано применение методов КСД и ДСА для определения фильтрационных параметров пластовых систем в индивидуальных геолого-физических условиях нефтедобычи Пермского края. Установлены параметры, оказывающие влияние на достоверность получаемых данных, а также критерии эффективного применения методов КСД и ДСА для определения фильтрационных параметров пластовых систем.

2. Впервые разработана и научно обоснована методика верификации результатов гидродинамических исследований, основанная на статистической обработке промысловых данных, позволяющая получить количественную оценку достоверности определяемых параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Пермского края.

3. Для сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермского края обоснована и апробирована методика, позволяющая дифференцированно определять вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта при интерпретации гидродинамических исследований скважин методами восстановления давления и/или уровня. Достоверность методики подтверждена сходимостью получаемых оценок с результатами других промысловых исследований, таких как вертикальное гидропрослушивание и испытание пластов на кабеле (MDT).

4. Впервые для месторождений Пермского края предложен комплексный критерий, учитывающий вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта, позволяющий обоснованно дифференцировать карбонатный коллектор в пределах залежи на высоко- и низкопроницаемый.

5. Разработаны многомерные статистические модели, учитывающие вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта, позволяющие достоверно прогнозировать дебиты жидкости скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные массивные карбонатные коллектора нефтяных месторождений Пермского края.

6. Впервые предложено использование процедуры построения и анализа многомерных статистических моделей для решения задач достоверного определения фильтрационных параметров пластовых систем при эксплуатации скважин нефтяных месторождений Пермского края.

7. Установлено отличие закономерностей фильтрации жидкости в различных литолого-фациальных зонах карбонатных массивных залежей нефтяных месторождений Пермского края и математически обоснованы факторы, оказывающие определяющее влияние на дебиты скважин в терригенных и карбонатных коллекторах.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1. Обоснованные в работе критерии применения методов КСД и ДСА позволяют с высокой степенью достоверности в индивидуальных геолого-физических условиях нефтяных месторождений Пермского края определять гидродинамические характеристики пластовых систем без остановки скважин на исследование, что, в свою очередь, позволяет снизить недоборы нефти и повысить коэффициенты эксплуатации скважин (акт внедрения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

2. Обоснованная методика определения анизотропии проницаемости в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Пермского края повышает соответствие геолого-гидродинамических моделей реальным условиям фильтрации, а также эффективность проектирования разработки и планирования геолого-технических мероприятий (акт внедрения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»).

3. Разработанная методика позволяет осуществлять по промысловым данным верификацию результатов различных технологий исследований скважин, получать не только качественную, но и количественную оценку их достоверности (акт внедрения филиала ООО ЛУКОЙЛ-Инжиниринг «ПермНИПИнефть» в г. Перми).

4. Разработанные методические решения по учету анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов, включающие комплексный критерий дифференциации на высоко- и

низкопроницаемые зоны, совершенствование геолого-гидродинамических моделей массивных карбонатных залежей и многомерные статистические модели для прогноза дебитов, обеспечивают повышение достоверности прогноза показателей при проектировании и разработке месторождений углеводородов.

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).

Методология и методы исследования. Поставленные в диссертационной работе задачи решены на основе геолого-промышленного и статистического анализа значительного объема геолого-физической и промышленной информации, материалов исследования скважин и пластов, лабораторных исследований полноразмерных и стандартных образцов кернa терригенных и карбонатных горных пород на современном оборудовании, с привлечением современных программных продуктов для статистического и графического анализа больших массивов данных (STATISTICA), интерпретации исследований скважин различного типа (KAPPA Workstation) и геолого-гидродинамического моделирования (Tempest MORE).

Положения, выносимые на защиту:

1. Обоснование критериев эффективного применения технологий КСД и ДСА без остановки скважин на исследование с целью достоверной оценки фильтрационных параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Пермского края.

2. Методика верификации достоверности определения фильтрационных параметров пласта в геолого-физических условиях нефтяных месторождений Пермского края при реализации различных технологий исследований скважин.

3. Методика определения анизотропии проницаемости коллекторов при обработке материалов гидродинамических исследований скважин, адаптированная для сложнопостроенных карбонатных массивных нефтяных залежей Пермского края.

- комплексный критерий, учитывающий вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта, для дифференциации коллектора в пределах залежи на высоко- и низкопроницаемый;

- многомерные статистические модели, учитывающие вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта, для анализа и прогноза дебита жидкости в сложнопостроенных карбонатных коллекторах Пермского края.

4. Методические решения по совершенствованию геолого-гидродинамических моделей сложнопостроенных карбонатных нефтяных залежей Пермского края на основе учета параметра анизотропии проницаемости в динамике процесса выработки запасов углеводородов.

Степень достоверности результатов работы обусловлена привлечением значительного объема геолого-промысловых данных и их обработкой с использованием методов математической статистики. Обоснованная методика оценки анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов подтверждается высокой сходимостью с результатами других промысловых методов (вертикальное гидропрослушивание, MDT). Ретроспективные варианты расчета технологических показателей разработки на усовершенствованных ГГДМ карбонатных нефтяных залежей характеризуются высоким качеством адаптации к фактическим данным. Разработанные многомерные статистические модели характеризуются высокими значениями показателей качества моделирования оцениваемых показателей.

Апробация результатов исследований. Основное содержание работы доложено на III Конкурсе филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов (г. Пермь, 2013); всероссийской с международным участием научно-практической конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2014); всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс–образование, наука и производство» (г. Альметьевск, 2014); всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородов и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2014, 2015); IX Международной научно-технической конференции «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт и инновации)» (г. Тюмень, 2014); III Международной конференции «Инновационные процессы в исследовательской и образовательной

деятельности» (г. Пермь, 2014); международной молодежной научной конференции «Нефть и газ» (г. Москва, 2015, 2016); международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Перспективны – 2015» (г. Красноярск, 2015); международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2017, 2018); международной научно-практической конференции «Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы» (г. Пермь, 2019); международной научно-практической конференции «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (г. Краснодар, 2018, 2020); 23-й Научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2021» (г. Геленджик, 2021); на конкурсах молодых работников на лучшую научно-техническую разработку ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (г. Пермь, 2015–2017); на научно-технических советах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (г. Пермь, 2017–2022); на научных семинарах кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета (г. Пермь, 2015–2023).

Публикации. Результаты выполненных исследований отражены в 62 научных работах (16 в моноавторстве), в том числе 21 статья в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 34 статьи в изданиях, входящих в международные базы цитирования Scopus и Web of Science, в одной монографии, получены два свидетельства ПрЭВМ и четыре патента на изобретение.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников, включающего 307 наименований. Работа изложена на 356 страницах машинописного текста, содержит 140 рисунков и 76 таблиц.

Автор выражает глубокую признательность, д-ру. техн. наук И. Н. Пономаревой, канд. техн. наук И. А. Черных, А. С. Чухлову, А. Г. Менгалиеву, плодотворная работа с которыми способствовала становлению и развитию идей, положенных в основу работы. Автор выражает благодарность С. И. Грачеву за ценные рекомендации,

которые способствовали повышению качества диссертационной работы.

Особую благодарность автор выражает научному консультанту – д.геол.-мин. наук Сергею Владиславовичу Галкину.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлена актуальность проблемы обоснования комплекса научно-методических решений по достоверной оценке и учету при анализе и прогнозе разработки нефтяных месторождений Пермского края анизотропии проницаемости горных пород. Сформулированы цель работы и задачи исследований, представлена научная, теоретическая и практическая значимость полученных результатов, защищаемые положения.

Первая глава посвящена научному обоснованию определения фильтрационных параметров пласта без остановки скважин на исследование. Одним из наиболее важных параметров, характеризующих петрофизические свойства горных пород и влияющих практически на все этапы управления пластом и эксплуатации скважин, в нефтяной инженерии является проницаемость. Инструментом, позволяющим определять фильтрационные параметры продуктивных пластов в любой период разработки нефтяных и газовых месторождений, являются ГДИС методом восстановления давления (уровня) с получением соответствующих кривых (КВД, КВУ). При этом данный вид исследований связан с необходимостью остановки скважин на длительное время, что приводит к так называемым «недоборам» добычи нефти. В современной практике большое внимание уделяется альтернативным методам определения фильтрационных параметров продуктивных пластов, позволяющим исключить присущие методам КВД, КВУ негативные факторы. Из их числа в работе рассматриваются два метода определения фильтрационных параметров продуктивных пластов без остановки скважин на исследование: метод стабилизации давления с получением соответствующей кривой (КСД) и метод, основанный на численном и графическом анализе истории добычи углеводородов (Rate Transient Analysis – RTA, Decline Curve Analysis – DCA). Данные

методы находят все большее применение при контроле за разработкой месторождений нефти и газа. Проблемами массового применения методов КСД и DCA следует считать отсутствие обоснованной оценки достоверности их результатов и физичности вычисленных параметров (увеличение времени мониторинга с ростом информативности неизбежно влечет за собой преумножение числа влияющих факторов).

Для решения указанных проблем привлечены и систематизированы материалы более 10 000 исследований нефтедобывающих скважин, эксплуатирующих карбонатные и терригенные объекты разработки более 50 месторождений Пермского края. Из общей выборки выделены материалы исследования скважин, на которых реализованы все три способа (КСД + DCA + КВД) определения фильтрационных параметров: суммарно 99 сочетаний, в том числе 60 – в визейских терригенных коллекторах и 39 – в карбонатных. Материалы являются кондиционными, высокоинформативными, полученными с использованием высокоточных глубинных приборов. Из общей выборки исключены данные, для которых характерно наличие помех, шумов, нарушение технологии (значительные скачки давлений, длительные перерывы записи давлений/дебитов, низкая дискретность и значительный разброс замеров дебита) и т.п. Все исследования обработаны в программном продукте KARPA Workstation с однозначным выбором адекватных интерпретационных моделей. В анализе участвовали исследования, характеризующие период эксплуатации скважин (методы КСД и DCA), а также исследования в остановленных в этот же период скважинах (метод КВД). Известно, что кондиционные исследования методом КВД, обработанные с использованием современных подходов, демонстрируют высокую степень достоверности, в связи с чем принято решение об их использовании в качестве эталона при верификации результатов методов КСД и DCA.

Поскольку все три метода (КВД, КСД и DCA) по своей сути являются косвенными, сравнение их результатов не позволяет дать однозначного заключения о достоверности интерпретации. Поэтому в диссертации предлагается новый подход, основанный на построении и сравнительном анализе многомерных статистических

моделей дебитов с использованием результатов интерпретации по всем трем технологиям исследований. Основная идея подхода заключается в следующем. Из теории подземной гидромеханики известно, что фильтрационные параметры продуктивных пластов в значительной степени влияют на приток флюида и, как следствие, могут быть использованы в качестве исходных данных в индивидуальных моделях определения дебитов скважин. Таким образом, построение серии индивидуальных статистических моделей дебитов скважин, включающих гидродинамические параметры, определенные по той или иной технологии исследования, и оценка их качества позволяют решить поставленную задачу. Наиболее достоверными следует считать те интерпретированные параметры, которые, будучи использованными в статистических моделях, позволяют добиться максимального соответствия рассчитанного (модельного) дебита его фактическому значению.

В качестве результата интерпретации к дальнейшему исследованию приняты характеристики удаленной (проницаемость) и призабойной (скин-фактор) зон пласта. Также при анализе для каждой исследованной скважины использовались следующие геолого-технологические характеристики: дебит жидкости на дату исследования ($Q_{ж}$, м³/сут); забойное давление ($P_{заб}$, МПа); пластовое давление ($P_{пл}$, МПа); обводненность добываемой продукции (W , %); средний коэффициент пористости ($K_{п}$, %); эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (h , м); вязкость нефти ($\mu_{н}$, мПа·с); объемный коэффициент нефти (b); полная сжимаемость системы (β_c , 1/МПа·10⁻⁴); газовый фактор ($G_{ф}$, м³/м³); глубина залегания объекта ($H_{пл}$, м). Соответственно, дебит жидкости выступает в качестве зависимого признака, остальные геолого-технологические параметры – в качестве независимых факторов. Многомерные модели построены с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА) по нескольким вариантам, отличающимся методом определения использованных значений проницаемости и скин-фактора. Для каждой модели вычислены статистические характеристики ее качества, в том числе коэффициент множественной корреляции (R), уровень значимости (p) и стандартная ошибка прогноза (S_0). Таким образом, построена

серия многомерных статистических моделей определения дебита жидкости, использующих в качестве фильтрационных параметров значения, определенные одним из анализируемых методов (модели в полном объеме приведены в тексте диссертационной работы). Все полученные уравнения характеризуются приемлемыми статистическими оценками качества (R изменяется в диапазоне от 0,766 до 0,824), что свидетельствует об успешности выполненной процедуры моделирования и целесообразности использования его результатов при оценке достоверности методов определения фильтрационных параметров продуктивных пластов. Интерес представляет не только статистическая оценка построенных моделей, но и сравнительный анализ их вида, в том числе сочетание использованных входных параметров и последовательность их включения в уравнение. Известно, что чем раньше параметр включается в модель ПРА, тем большее влияние на формирование прогнозируемой величины он оказывает. Выполненный сравнительный анализ моделей, построенных для терригенных и карбонатных коллекторов, показал их существенное различие. Так, во всех моделях, построенных для терригенных коллекторов, на первом шаге включается обводненность продукции, тогда как в моделях для карбонатных коллекторов данный параметр либо совсем не используется, либо присутствует на заключительных позициях. В то же время в модели для карбонатных коллекторов на ранних шагах включаются показатели энергетического состояния – пластовое и забойное давление, а в моделях для терригенных коллекторов эти параметры используются на заключительных позициях. Полученные выводы указывают на отличия типичных процессов выработки и условий эксплуатации скважин в коллекторах разного типа на месторождениях Пермского края. Если для терригенных коллекторов характерно эффективное поддержание пластового давления (ППД) и существенная зависимость продуктивности скважин от стадии обводнения, то для карбонатных коллекторов ППД имеет слабое влияние на выработку запасов, и эффективность добычи в большей степени связана с локальным энергетическим состоянием. В связи с этим в ходе дальнейших исследований терригенные и карбонатные коллектора рассматриваются независимо.

Анализ моделей, построенных для **терригенных коллекторов**, позволяет сделать вывод, что все они включают проницаемость удаленной зоны с положительным знаком, что свидетельствует о достоверности определения данного параметра при использовании каждого из методов. Выводы о достоверности значений скин-фактора по каждому из методов в целом аналогичны. Кроме того, построена серия моделей, использующая в качестве независимых переменных только фильтрационные параметры, определенные рассматриваемыми методами, что выполнено с целью контрастной оценки их комплексного влияния на формирование моделей дебита. При сравнении полученных уравнений можно сделать следующие выводы об особенностях и достоверности определения проницаемости и скин-фактора при использовании различных методов: (а) наиболее достоверные оценки фильтрационных параметров терригенных коллекторов достигаются при проведении исследований скважин методом КВД; (б) методы КСД и DCA демонстрируют несколько меньшую, чем метод КВД, но достаточную достоверность в случае применения их к терригенным коллекторам.

Аналогичные исследования, заключающиеся в последовательной детализации статистических моделей, выполнены применительно к **карбонатным коллекторам** Пермского края. При этом на одном из шагов детализации получена единственная работоспособная модель, использующая и проницаемость, и скин-фактор, определенные при обработке КВД. Кроме того, построена модель, включающая полученный при обработке DCA скин-фактор. Ни в одном случае не удалось получить работоспособную статистическую модель при использовании в качестве независимых переменных параметров, определенных по КСД. Таким образом, предложенный статистический подход для оценки применимости методов позволил установить, что в карбонатных коллекторах достоверные значения проницаемости и скин-фактора определяются только методом КВД. Методы КСД и DCA следует адаптировать с целью возможности практического применения в условиях рассматриваемых карбонатных объектов.

В рамках диссертационного исследования установлены следующие критерии применения методов КСД и DCA для

получения достоверных значений фильтрационных параметров пластовых систем: 1) регистрация забойного давления должна выполняться глубинными манометрами или блоками ТМС (телеметрическая система) на приеме насоса с разрешающей способностью не менее 0,01 МПа; требуемая дискретность замеров должна составлять не менее двух-трех раз в час при стабильной работе скважины; исследования должны быть достаточно продолжительными (1–2 месяца); 2) важно иметь информацию о начальном пластовом давлении (до запуска скважины в эксплуатацию); 3) замеры дебитов должны быть достаточно продолжительными, непрерывными, выполняться не реже одного раза в сутки; флуктуация его значений не должна превышать 10 %; 4) необходима информация о строении пласта, наличии границ, сведения о проведенных ГТМ; 5) окружающие скважины должны работать при стационарных режимах.

Вероятной причиной низкой достоверности методов КСД и ДСА в карбонатных коллекторах является сложность строения их пустотного пространства и, как следствие, протекающих в них процессов фильтрации. В связи с этим изучение особенностей строения пустотного пространства и их учет при проектировании и разработке месторождений углеводородов является актуальной задачей, которой посвящены следующие разделы настоящей диссертационной работы.

Необходимо отметить, что увеличение количества методов исследований скважин, различающихся как по технологическим особенностям проведения измерений, так и по математическим основам и принципам интерпретации, обуславливает целесообразность разработки научно обоснованных подходов к верификации их результатов с целью минимизации субъективности при выборе достоверных значений проницаемости.

Вторая глава посвящена разработке и научному обоснованию методики верификации результатов исследований скважин. В рамках первой главы установлено, что использование методов КСД и ДСА для определения значений проницаемости в карбонатных отложениях характеризуется неудовлетворительной достоверностью. Для определения фильтрационных параметров следует использовать методы КВУ и/или КВД, соотношение между

которыми в настоящее время для рассматриваемых месторождений составляет 77 и 23 % соответственно. Стоит отметить, что достаточно часто реализуется так называемая параллельная технология проведения исследований, заключающаяся в одновременном снятии КВУ и КВД, что обусловлено вероятными отказами датчиков под насосами, а также технологическими проблемами в регистрации устьевых параметров. При этом интерпретация данных, полученных методами КВУ и КВД, замеренных в один период в одной и той же скважине, зачастую приводит к значительной дифференциации определяемых параметров (Таблица 1).

Таблица 1 – Коэффициенты корреляции между анализируемыми параметрами

Объект (кол-во исследований)	Коэффициент корреляции r	
	$k_{узн}$	S
Тл, Бб, Мл ($n=4000$)	0,768	0,400
Бш-Срп ($n=2500$)	0,823	0,652
Т-Фм ($n=2500$)	0,599	0,402

В связи с этим важной задачей мониторинга разработки месторождений углеводородного сырья является обоснование подходов к верификации результатов исследований скважин и оценке достоверности определяемых фильтрационных параметров пластовых систем. Поскольку прямое определение всех параметров, получаемых в результате интерпретации ГДИС, невозможно, то разрабатываемый подход к верификации будет являться косвенным.

На первом этапе исследования в качестве основного математического инструмента решения задачи верификации в данной главе диссертационной работы используется многомерный регрессионный анализ. Для обоснования методики верификации в ходе диссертационного исследования привлечены цифровые массивы данных значительного объема – результаты многочисленных промысловых исследований скважин методом КВД (более 9000), эксплуатирующих более 50 месторождений региона, охватывающие все характерные его геолого-физические условия. К анализу приняты только высокоинформативные кондиционные исследования (восстановление пластового давления

более 95 % и с однозначным выделением режима радиальной фильтрации). Из общей выборки исключены данные, для которых характерно наличие помех, шумов, нарушение технологии и т.п. К практическому применению для верификации результатов ГДИС рекомендуется разработанный алгоритм, который включает в себя несколько этапов: 1) выбор расчетной модели в соответствии с геолого-технологическими условиями (объекты Тл-Бб, Т-Фм и Бш-Срп); 2) сбор промысловых данных – значений показателей, используемых в принятой модели; 3) вычисление модельного значения дебита жидкости с использованием результатов интерпретации исследования (КВУ/КВД/КСД/ДСА); 4) сопоставление модельного и фактического дебита жидкости. Наиболее достоверными следует считать результаты интерпретации по технологии, модельное значение дебита для которой имеет минимальное отклонение от фактического значения. Процедура построения многомерных статистических моделей дебита для всех характерных геолого-технологических условий Пермского края, анализ построенных моделей и диапазоны их применимости в полном объеме описаны в тексте диссертационной работы.

Практическая ценность разработанной методики верификации заключается в возможности ее применения не только при сравнительном анализе достоверности результатов использования рассмотренных технологий (КВУ, КВД, КСД и ДСА), но и при обосновании способа интерпретации материалов исследований, выбора программных продуктов и используемых моделей.

Анализ вида построенных многомерных математических моделей позволил установить для изучаемых объектов ключевые факторы, влияющие на приток флюидов, что обуславливает теоретическую значимость выполненных исследований и возможность их использования в качестве входных параметров для применения методов машинного обучения. В настоящее время в научной литературе имеется значительное количество публикаций, посвященных методам машинного обучения для прогнозирования проницаемости, но практически отсутствуют исследования, которые ориентированы на оценку данной величины, определенной по данным ГДИ скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллектора.

Преимущество прогнозирования проницаемости с помощью методов машинного обучения заключается в значительном снижении вычислительных затрат при сохранении высокой точности. В работе рассматривается ряд методов машинного обучения (нейронная сеть BP, сверточная нейронная сеть, нейронная сеть LSTM). Входными параметрами приняты динамические данные (дебит жидкости, обводненность, забойное давление, пластовое давление и др.), определенные посредством многомерного регрессионного анализа. Созданы и обучены методы машинного обучения для взаимосвязи между данными по эксплуатации скважин и проницаемостью коллектора. Для оценки точности каждого из методов использованы статистические параметры (S_0 , R). По результатам тестирования установлено, что наиболее достоверным для оценки значений проницаемости является метод сверточной нейронной сети (Рисунок 1) с ошибкой 10,2 мД (кросс-плоты между фактическими и рассчитанными значениями проницаемости свидетельствуют о тесной корреляционной связи между показателями на всем диапазоне моделирования). Процесс обучения, калибровка и сравнение методов машинного обучения в полном объеме описаны в тексте диссертационной работы. Методика верификации реализована в разработанном автором (в соавторстве) программном продукте Data Stream Analytics, на который получено свидетельство ПрЭВМ.

Таким образом, применение многомерного статистического моделирования позволило получить результаты, значимые для теории разработки месторождений углеводородов – выявить ключевые факторы в уравнениях дебитов, связанные с закономерностями выработки запасов в различных геолого-физических условиях нефтяных месторождений Пермского края. Полученные результаты можно использовать для обучения методов машинного обучения, позволяющих автоматически верифицировать значения проницаемости сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

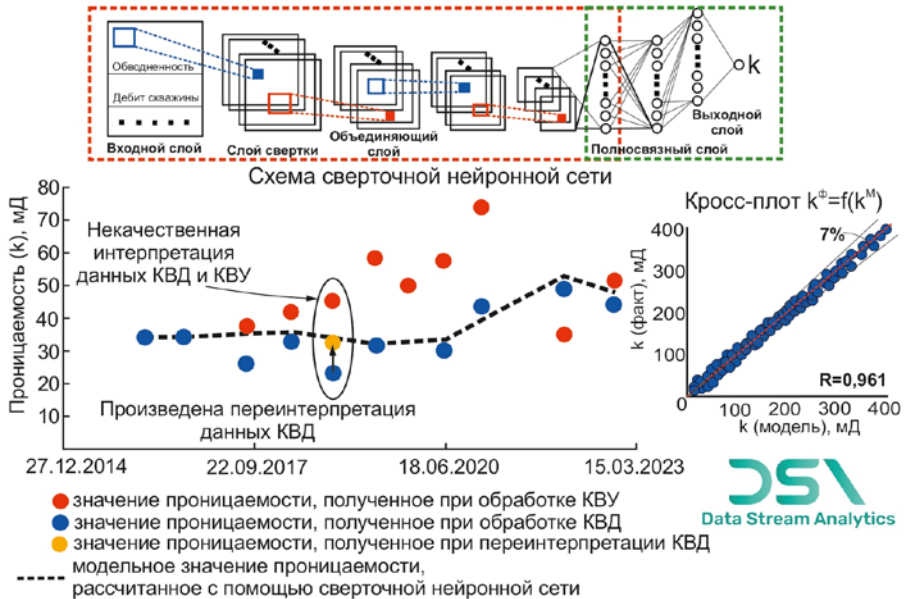


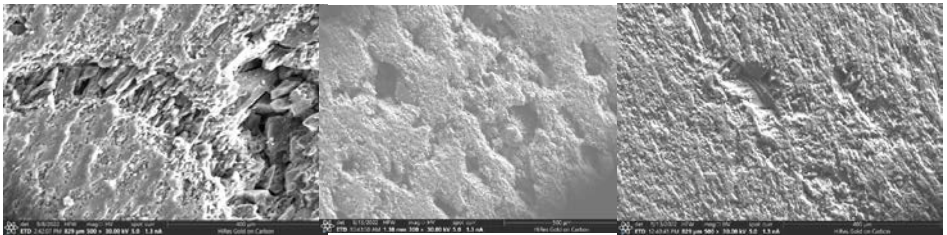
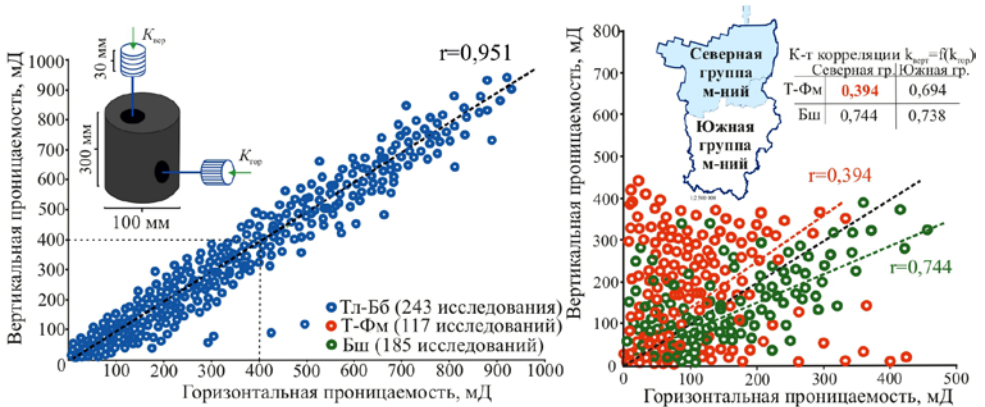
Рисунок 1 – Результаты верификации значений проницаемости с использованием методов машинного обучения

Таким образом, разработанная методика является основой как при верификации результатов исследований скважин, так и при оценке достоверности определяемых фильтрационных параметров пластовых систем. Наличие их достоверных значений позволяет изучать геологическое строение залежи, осуществлять мониторинг энергетического состояния месторождения, обосновывать и контролировать эффективность ГТМ и решать широкий спектр других промысловых задач.

Третья глава посвящена расширению круга производственных и научных задач, решаемых с помощью ГДИС. В настоящее время на практике на основе результатов интерпретации гидродинамических исследований определяют пластовое давление, скин-фактор и проницаемость. При этом существующие методические подходы к определению и учету проницаемости крайне редко предполагают ее разделение на вертикальную и горизонтальную составляющие. Следует отметить, что при проектировании разработки анизотропия проницаемости не

учитывается вообще, или значение коэффициента анизотропии без дополнительного обоснования принимается единым для всей залежи (например, горизонтальная проницаемость превышает вертикальную в 10 раз).

Для оценки целесообразности дифференциации фильтрационных свойств обобщен опыт специальных лабораторных исследований значительного количества образцов керна терригенных и карбонатных пород. Сопоставление полученных при этом значений горизонтальной и вертикальной составляющих проницаемости приведено на Рисунке 2.



Частично залеченная трещина

Каверны

Первичные пустоты

Разнообразие пустотного пространства Т-Фм коллекторов
Рисунок 2 – Результаты оценки анизотропии проницаемости образцов керна терригенных и карбонатных пород

Из Рисунка 2, а, следует, что на масштабе керна вертикальная и горизонтальная проницаемости терригенных коллекторов практически идентичны, о чем свидетельствует вид

соответствующего корреляционного поля. Аналогичное корреляционное поле для турнейско-фаменских и башкирских образцов керн имеет сложный вид (Рисунок 2, б), что подчеркивает актуальность проблематики определения анизотропии проницаемости для карбонатных коллекторов, особенно северной группы месторождений Пермского края.

Проведенный анализ мирового и отечественного опыта позволил установить отсутствие эффективных методов лабораторных и промысловых испытаний, не требующих значительных капитальных затрат, позволяющих на разных стадиях разработки определить значение вертикальной составляющей проницаемости в зоне дренирования скважины. Это препятствует оценке анизотропии горных пород как важной части фильтрационной характеристики массивных карбонатных залежей. Отсутствие в ГГДМ достоверных данных по анизотропии проницаемости приводит к неверному пониманию процессов фильтрации флюидов в продуктивном пласте, что соответственно влияет на снижение эффективности проводимых на скважинах ГТМ.

В диссертационной работе для условий более 20 сложнопостроенных карбонатных коллекторов севера Пермского края обоснована применимость методики определения вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости, основанной на обработке материалов ГДИС при неустановившихся режимах. Методика включает выделение сферического и радиального режимов течения и может быть использована для оценки анизотропии карбонатных массивных нефтяных залежей. Известно, что использование различных режимов течения для оценки анизотропии проницаемости по данным ГДИС часто осложнено их маскировкой эффектами влияния накопления флюидов в стволе и/или отсутствием четких признаков на кривых давления. На основе анализа данных более 1200 ГДИ добывающих и нагнетательных скважин автором в диссертационной работе показано, что для рассматриваемой группы объектов методика позволяет получать количественные оценки анизотропии проницаемости.

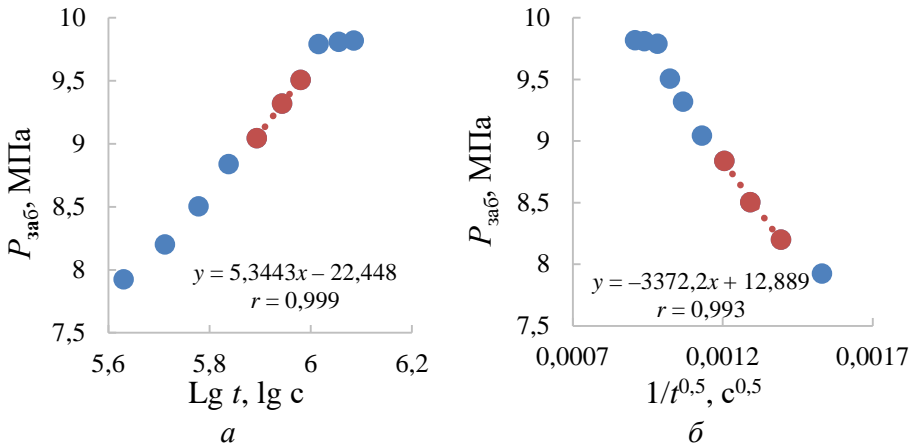


Рисунок 3 – КВД, перестроенная в координатах: $a - \langle P_{\text{заб}(t)} - \lg(t) \rangle$; $b - \langle P_{\text{заб}(t)} - 1/t^{0,5} \rangle$

Исходная КВД строится в координатах $\langle P_{\text{заб}(t)} - 1/t^{0,5} \rangle$ (Рисунок 3, б), выделяется прямолинейный участок так, чтобы время, соответствующее его окончанию, было меньше, чем время, соответствующее началу прямолинейного участка в координатах $\langle P_{\text{заб}(t)} - \lg(t) \rangle$ (Рисунок 3, а). В результате определяется уклон участка σ . В данном примере: $t = 687840$ с, $\sigma = 3372,2$ МПа \cdot с $^{-0,5}$. Используя величины вскрытой (работающей) толщины $h_{\text{вс}}$, σ , β и координаты последней точки прямой (t), построенной в координатах $\langle P_{\text{заб}(t)} - 1/t^{0,5} \rangle$, определяется общая толщина пласта:

$$h = \frac{h_{\text{вс}}}{\left(1 - \frac{\beta \cdot \sqrt{1,5 \cdot t}}{2,09 \cdot \sigma}\right)} = \frac{18,3}{\left(1 - \frac{5,3443 \cdot \sqrt{1,5 \cdot 687840}}{2,09 \cdot 3372,2}\right)} = 79,64 \text{ м}$$

Определяется значение вертикальной проницаемости ($k_{\text{в}}$):

$$k_{\text{в}} = \frac{0,229 \cdot K_{\text{п}} \cdot \mu \cdot h \cdot \beta}{P_{\text{пл}} \cdot \sigma} = \frac{0,229 \cdot 0,11 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} \cdot 79,64 \cdot 5,3443}{9,85 \cdot 10^6 \cdot 3372,2} = 374,44 \text{ мД}$$

где $K_{\text{п}}$ – пористость, доли ед.; $P_{\text{пл}}$ – текущее пластовое давление, МПа; μ – вязкость флюида в условиях пласта, МПа \cdot с.

Вычисляется вертикальная пьезопроводность:

$$\alpha_{\text{в}} = \frac{P_{\text{пл}} \cdot k_{\text{в}}}{\mu \cdot K_{\text{п}}} = \frac{9,85 \cdot 10^6 \cdot 374,44 \cdot 10^{-15}}{1,16 \cdot 10^{-3} \cdot 0,11} = 0,0289 \text{ м}^2/\text{с}$$

Вычисляется горизонтальная проницаемость (k_r):

$$k_r = \frac{Q \cdot T_{пл} \cdot \mu}{\pi \cdot \sigma \cdot \sqrt{3,3 \cdot \alpha_B}} = \frac{36,45 \cdot 10^{-5} \cdot 306 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 3372,2 \cdot 10^6 \cdot \sqrt{3,3 \cdot 0,0289}} = 39,55 \text{ мД}$$

где Q – дебит скважины перед исследованием, $\text{м}^3/\text{с}$; $T_{пл}$ – пластовая температура.

На заключительном этапе рассчитывается параметр анизотропии проницаемости:

$$v = \frac{k_B}{k_r} = \frac{374,44 \cdot 10^{-15}}{39,55 \cdot 10^{-15}} = 9,46$$

Преимуществами методики следует считать невысокую стоимость (по сравнению с иными методами, решающими аналогичную задачу) и возможность реализации в любой период разработки залежи, как на стадии разведки, так и в процессе промышленной эксплуатации. На методику получен патент РФ.

Для подтверждения достоверности полученных значений вертикальной составляющей проницаемости по методике произведено их сопоставление с данными условно «прямых» измерений (вертикальное гидропрослушивание и модульный испытатель пластов на кабеле (MDT)).

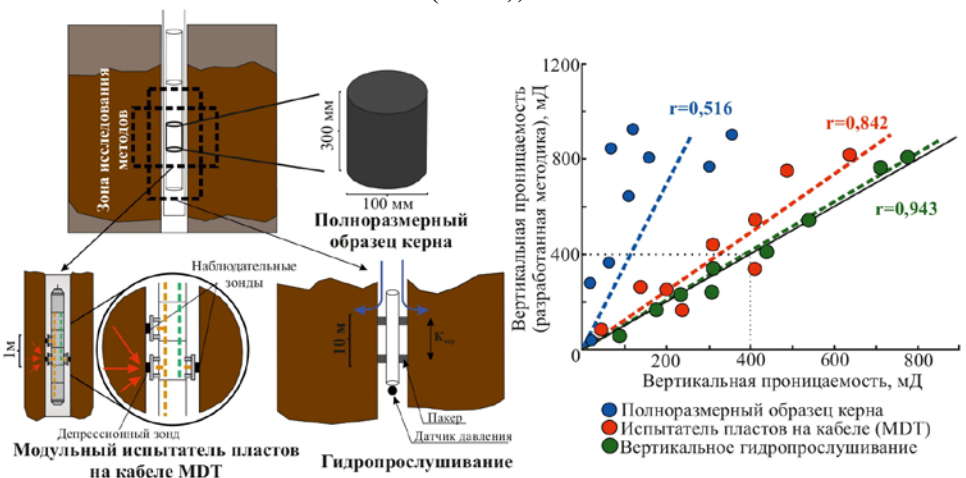


Рисунок 4 – Сопоставление значений вертикальной составляющей проницаемости, определенной по различным технологиям исследования

Уникальность привлеченных материалов обусловлена одновременным проведением всех указанных исследований на одних и тех же скважинах, что определяет корректность их сопоставления. В результате установлено, что значения вертикальной проницаемости, определенные по методике, с высокой степенью корреляции ($r=0,842$ и $0,943$) согласуются с данными «прямых» измерений (Рисунок 4). Таким образом, для условий массивных карбонатных залежей Пермского края ГДИС являются инструментом, позволяющим не только оценивать фильтрационные параметры продуктивных пластов, но и дифференцировать их в различных направлениях (горизонтальном, вертикальном).

Неоднородное строение карбонатных коллекторов затрудняет процессы проектирования, разработки и создания прогнозных моделей притока жидкости в скважину, что приводит к значительным неопределенностям в обосновании добычи углеводородов. Достоверное моделирование реальных карбонатных резервуаров и протекающих в них процессов фильтрации остается серьезной как научной, так и практической проблемой, решению которой посвящены следующие главы диссертационной работы.

Четвертая глава посвящена исследованию влияния анизотропии проницаемости на процессы фильтрации и разработки углеводородных активов. Наличие достоверной информации о составляющих проницаемости существенно расширяет спектр возможностей изучения геологического строения сложнопостроенных объектов и его влияния на процессы проектирования и разработки месторождений Пермского края. Выполненная интерпретация материалов ГДИС в карбонатных коллекторах позволила установить, что и вертикальная, и горизонтальная проницаемости в пределах одного объекта разработки могут изменяться в весьма значительном диапазоне, вплоть до трех порядков, и иметь как пониженные, так и повышенные значения. Для исследования закономерностей изменения проницаемости коллектора в пределах залежи использован критерий ($P_{\text{компл}}$), комплексно учитывающий ее пространственные составляющие и геолого-физическую информацию (h – нефтенасыщенная толщина пласта; $H_{\text{вск}}$ – глубина залегания объекта; $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости):

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

где $P_{\text{ин}}$ – индивидуальные вероятности $P(h)$, $P(H_{\text{вск}})$ и $P(K_{\text{п}})$ с учетом $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$; Π – произведение индивидуальных вероятностей.

Алгоритм построения моделей можно описать следующим образом: построены поля корреляции между геологическими факторами и $k_{\text{гор}}$, $k_{\text{верт}}$; по данным корреляционных полей выборка условно разделена на два класса (класс 1 – условно высокопроницаемый; класс 2 – низкопроницаемый) с границей 0,4 мкм² (для каждого класса характерны индивидуальные соотношения между параметрами); для приведения промысловых данных из разных единиц измерения к единой системе и сравнения их вклада в результирующее значение использован вероятностный подход; построены индивидуальные модели прогноза вероятности высокой проницаемости для каждого из геолого-промысловых показателей; выполнено сравнение плотностей распределения каждого из показателей (h , $H_{\text{вск}}$, $K_{\text{п}}$) для двух выделенных классов, при этом оптимальные интервалы вычислены по формуле Стерджесса; в каждом интервале вычислены вероятности соответствия значения данного показателя классу ($P(h)$, $P(H_{\text{вск}})$, $P(K_{\text{п}})$); по величинам ($P(h)$, $P(H_{\text{вск}})$, $P(K_{\text{п}})$) и h , $H_{\text{вск}}$, $K_{\text{п}}$, рассчитаны парные коэффициенты корреляции r и построены уравнения регрессии – линейные вероятностные модели позволяют оценить вклад индивидуальной информативности каждого из показателей в формирование повышенных значений проницаемости; выполнена корректировка моделей – среднее значение вероятностей для класса 1 должно быть больше 0,5, а для класса 2 – меньше 0,5.

Предложенный комплексный критерий позволяет обоснованно дифференцировать коллектор в пределах залежи на условно высоко- и низкопроницаемый. Построение схемы распределения его значений позволяет выделить в пределах залежи зоны с повышенной проницаемостью. В качестве примера на Рисунке 5 (а–в) показано, что для турнейско-фаменских залежей участки повышенных значений проницаемости приурочены к выделенным при литолого-фациальном моделировании (А. П. Вилесов, И. С. Путилов) зонам биогермного ядра рифа (данный вывод

справедлив для всех турнейско-фаменских карбонатных массивных залежей Соликамской депрессии), а также для ряда месторождений юга Пермского края (Рисунок 5, з), для которых отмечается незначительный диапазон и низкие значения критерия (до 0,57). Аналогичные исследования, проведенные для условий терригенных коллекторов, позволили сделать вывод, что их фильтрационные свойства изменяются в существенно меньшем диапазоне, а зоны с повышенной и пониженной проницаемостью в пределах залежей не выделяются. Данный вывод проиллюстрирован на примере бобриковской залежи Шершневского месторождения (Рисунок 5, д).

Исследования с применением комплексного критерия позволили уточнить геологическое строение более 20 сложнопостроенных массивных карбонатных резервуаров Пермского края. Также обосновано, что установленные закономерности геологического строения и распределения фильтрационных свойств в пределах залежи во многом обуславливают специфику выработки ее запасов. Предложенный показатель $P_{\text{комп}}$ тесно коррелирует с приведенными накопленными значениями добычи нефти и воды по всем скважинам (см. Рисунок 5, а), что также подтверждает факт влияния анизотропии проницаемости коллектора на реализацию технологических процессов добычи углеводородов и целесообразность ее учета посредством предложенного критерия. Выполненная дифференциация коллекторов и установленная зональность изменения фильтрационных свойств обуславливают необходимость ее учета при решении промысловых задач, в том числе моделирования притока флюида к скважинам и разработки объектов в целом. Отсутствие аналитических моделей притока флюидов в рассматриваемых условиях предопределяет целесообразность использования других инструментов, например методов математической статистики. В результате математической обработки значительного объема промысловых данных (более 3000) построены многомерные статистические модели, позволяющие прогнозировать дебиты жидкости скважин индивидуально для выделенных зон, учитывающие анизотропию фильтрационных свойств. Диапазоны применимости разработанных моделей представлены в тексте диссертации.

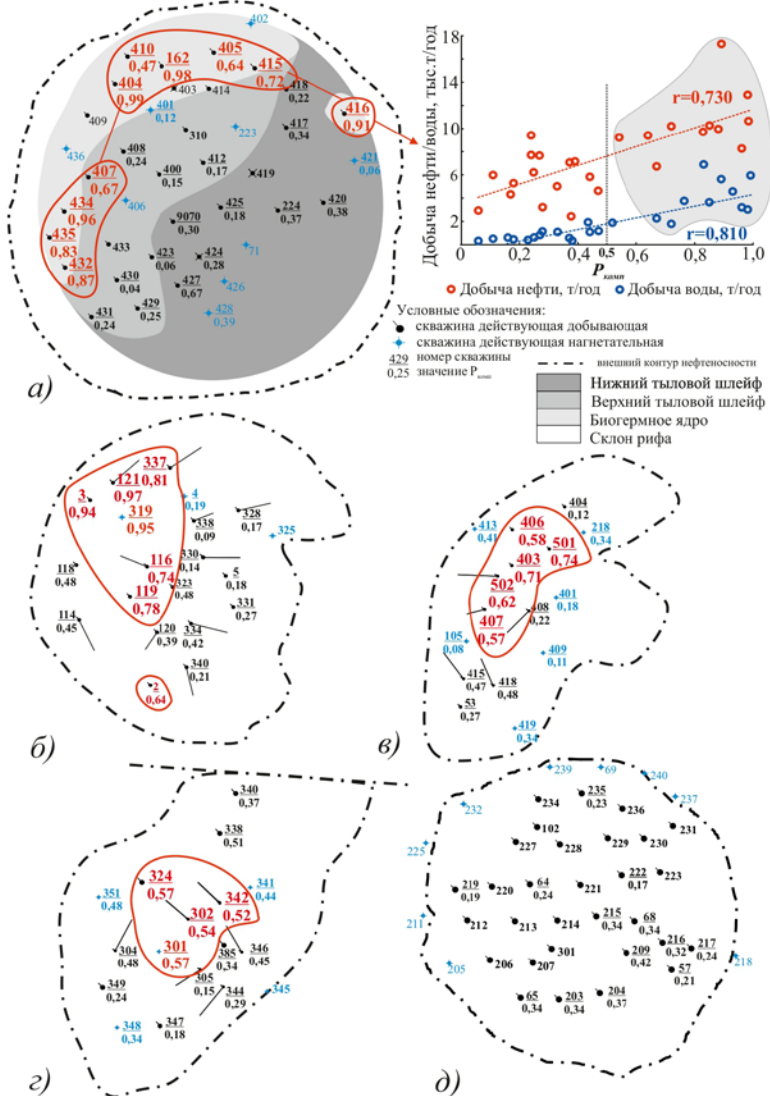


Рисунок 5 – Распределение средних значений $P_{\text{комп}}$ на нефтяных месторождениях: а – Гагаринское; б – им. Сухарева; в – Жилинское; г – Чернушинское; д – Шершневское (объект ББ)

Модель дебита жидкости, разработанная без учета значений $P_{\text{комп}}$, имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M0}} = 20,45 + 8,68k_{\text{гор}} + 1,21P_{\text{пл}} + 1,21K_{\text{п}} + 0,8k_{\text{верт}} - 0,24S + 0,91P_{\text{затр}} \quad (4)$$

при $R = 0,647$, $p < 5\%$, $S_0 = 6,59$ м³/сут. Значения коэффициентов R на шагах ПРА изменяются: 0,421; 0,562; 0,626; 0,634; 0,638; 0,647.

Модель дебита жидкости, построенная с учетом установленной зональности строения залежи (зона с $P_{\text{комп}} > 0,5$), имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M1}} = 8,03 + 6,06k_{\text{гор}} + 0,55P_{\text{пл}} + 0,9k_{\text{верт}} \quad (5)$$

при $R = 0,787$, $p < 5\%$, $S_0 = 3,20$ м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,531; 0,660; 0,787.

Модель дебита жидкости для скважин зоны с $P_{\text{комп}} < 0,5$ имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M2}} = -15,81 + 58,56k_{\text{гор}} + 2,63P_{\text{пл}} - 0,82S - 1,03P_{\text{заб}} + 1,31P_{\text{затр}} + 0,44W \quad (6)$$

при $R = 0,785$, $p < 5\%$, $S_0 = 2,55$ м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,541; 0,726; 0,765; 0,777; 0,782; 0,785.

Для более детальной оценки работоспособности моделей построены корреляционные поля, сопоставляющие фактические и рассчитанные по формуле (4) (Рисунок 6, а) и формулам (5–6) (Рисунок 6, б) значения дебитов, анализ которых демонстрирует тесную корреляционную связь между сравниваемыми показателями.

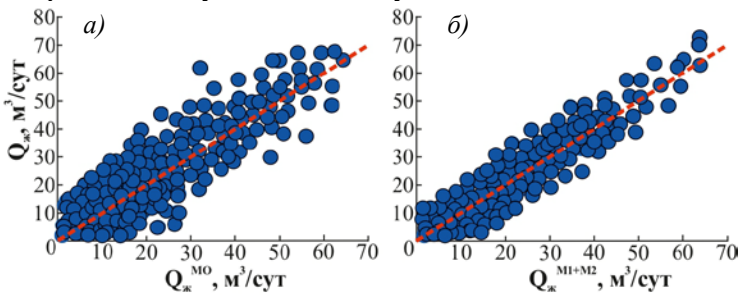


Рисунок 6 – Сравнение фактических и рассчитанных значений дебитов

Уравнения (5) и (6) характеризуются существенно более высокими статистическими оценками качества по сравнению с уравнением (4), что свидетельствует о целесообразности учета разработанного комплексного критерия при исследовании притока флюида в условиях сложнопостроенных карбонатных резервуаров. Кроме того,

сравнительный анализ построенных моделей позволил установить закономерность фильтрации жидкости на выделенных участках залежи. В зоне повышенной проницаемости течение соответствует трехмерной сферически-радиальной модели: на дебит жидкости оказывают влияние как горизонтальная, так и вертикальная составляющая проницаемости коллектора. В зонах условно пониженной проницаемости фильтрация соответствует двухмерной плоскорадиальной модели: на величину дебита жидкости, помимо прочих геолого-технологических показателей, оказывает влияние только горизонтальная составляющая проницаемости. При управлении процессами выработки запасов из выделенных и обозначенных на схеме участков залежи, характеризующихся повышенными значениями фильтрационных свойств, в обязательном порядке следует учитывать вертикальную проницаемость коллектора.

Для дополнительной оценки точности осуществлен сравнительный анализ полученных многомерных статистических и аналитических моделей притока жидкости с привлечением фактических дебитов жидкости (более 1500) скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллектора. В качестве многомерных статистических моделей использованы уравнения (5), (6). Также привлечены данные по дебитам скважин из ГГДМ и результаты вычислений по некоторым, наиболее известным из подземной гидромеханики аналитическим уравнениям (закон Дюпюи (*a*); уравнение притока в трещинном коллекторе (*b*); уравнение для трещинно-порового коллектора с учетом притока жидкости из проницаемой матрицы (*c*)). Коэффициенты корреляции между фактическими и модельными значениями дебита жидкости представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Сравнительная характеристика коэффициентов корреляции

Модель	Коэффициент корреляции r	
	$P_{\text{комп}} < 0,5$	$P_{\text{комп}} > 0,5$
Многомерная статистическая	0,927	0,841
Аналитическая (уравнение <i>a</i>)	0,578	0,264
Аналитическая (уравнение <i>b</i>)	0,842	0,618
Аналитическая (уравнение <i>c</i>)	0,821	0,631
ГГДМ	0,923	0,726

Анализ данных, представленных в Таблице 2, свидетельствует о максимальной достоверности прогноза дебита с использованием разработанных многомерных статистических моделей (уравнения (5), (6)) и ГГДМ для участка залежи с условно пониженной проницаемостью ($P_{\text{комп}} < 0,5$). Максимальная достоверность описания притока к скважинам, работающим в зонах с условно повышенной проницаемостью коллектора ($P_{\text{комп}} > 0,5$), также характерна для разработанных многомерных статистических моделей. Во всех случаях разработанные многомерные модели характеризуются значительно более высокой прогнозной способностью, чем известные аналитические решения, что указывает на невозможность их использования в сложнопостроенных коллекторах, характеризующихся анизотропией проницаемости горных пород. Отдельно следует отметить недостаточно высокую достоверность ГГДМ при описании процессов фильтрации в условиях повышенных значений проницаемости и выраженной ее анизотропии ($r=0,726$). Данный вывод свидетельствует об актуальности задачи разработки методических подходов, учитывающих анизотропию проницаемости, для повышения достоверности цифровых двойников сложнопостроенных карбонатных залежей.

Пятая глава посвящена разработке новых методических подходов для повышения достоверности проектирования и эффективности разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов с анизотропией проницаемости на основе ГГДМ. Анализ опыта проектирования разработки нефтяных месторождений показывает, что для скважин, дренирующих сложнопостроенные карбонатные залежи, между фактическими и расчетными технологическими показателями наблюдаются существенные расхождения ($r \approx 0,72$) при значительно лучшей сходимости адаптации ГГДМ в условиях поровых коллекторов ($r \approx 0,92$).

Для решения поставленной задачи с применением разработанной в диссертации методики определения анизотропии проницаемости горных пород обработаны материалы более 2000 исследований добывающих и нагнетательных скважин, эксплуатирующих карбонатные отложения нефтяных месторождений Соликамской депрессии. Анализ значений показателя анизотропии проницаемости позволил установить его изменчивость в процессе разработки и зависимость от величины забойного давления. В диссертации для

каждой литолого-фациальной зоны объекта построена зависимость показателя анизотропии проницаемости от забойного давления по всем анализируемым месторождениям. С помощью полученных зависимостей изменения параметра анизотропии проницаемости от забойного давления для каждой литолого-фациальной зоны рассматриваемых месторождений модифицированы ГГДМ. По причине высокой дифференциации абсолютных значений проницаемости в модель включены их множители (построены зависимости изменения проницаемостей по горизонтали и вертикали для каждой литолого-фациальной зоны залежей). Полный алгоритм усовершенствования ГГДМ приведен в тексте диссертации и схематично на Рисунке 7. Расчеты, выполненные на усовершенствованных ГГДМ, показали значительное улучшение качества адаптации к фактическим данным как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам ($r \approx 0,726 \rightarrow \approx 0,94$).

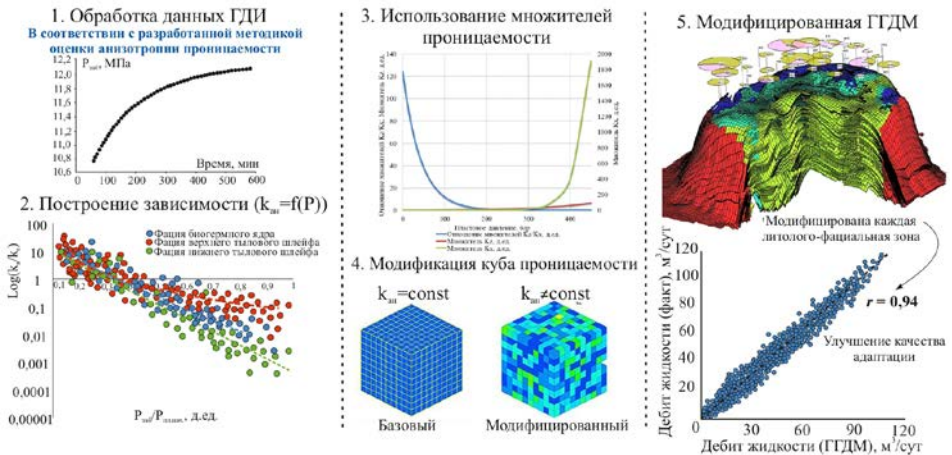


Рисунок 7 – Алгоритм усовершенствования ГГДМ

Также использование модифицированных ГГДМ позволяет более точно спрогнозировать направление фильтрационных потоков закачиваемого агента. Для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие в работе использовалась технология искусственного трассера, позволяющая визуальнo оценить распространение закачанной воды с меченым веществом в районе очага нагнетания (Рисунок 8). Проведенные расчеты позволили установить, что модифицированная

ГГДМ демонстрирует более достоверную фильтрационную картину и имеет достаточно высокую сходимость ($r \approx 0,91$) с данными, полученными при проведении трассерных исследований на данном очаге заводнения, по сравнению со стандартной ГГДМ ($r \approx 0,65$).

Стоит отметить, что рассматриваемые в работе карбонатные объекты характеризуются достаточно низкой эффективностью системы ППД, что подтверждается результатами фактически выполненных на месторождениях трассерных исследований и косвенно – выводами, полученными в главе 1 настоящего диссертационного исследования. В данных условиях задача совершенствования реализуемых технологий разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах является актуальной. Одним из перспективных направлений повышения эффективности систем ППД в условиях анизотропии проницаемости коллекторов является применение гидродинамических методов ПНП, таких как циклическое заводнение, планирование которого зачастую реализуется на синтетических ГГДМ, не в полной мере описывающих процессы, происходящие в пласте.

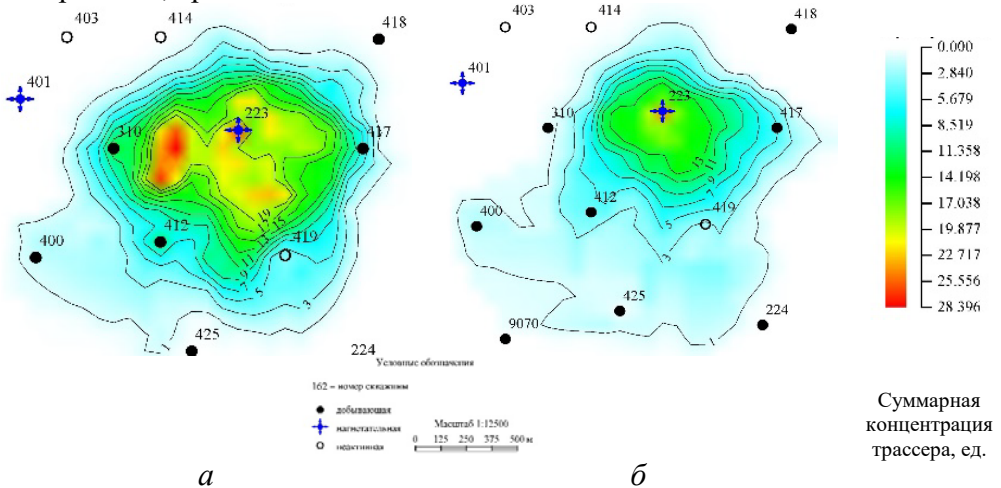


Рисунок 8 – Визуализация распространения закачанной воды с меченым веществом: *а* – модифицированная ГГДМ; *б* – стандартная ГГДМ

С использованием модифицированных в ходе диссертационного исследования ГГДМ для каждого из очагов заводнения рассматриваемых объектов смоделирована циклическая закачка (на десятилетний период) с различной продолжительностью полуцикла,

рассчитанная через встроенный модуль, содержащий элементы программирования (многовариантный прогноз). В Таблицах 3, 4 и на Рисунке 9 представлены результаты моделирования циклического заводнения на примере одного из очагов нагнетания.

Таблица 3 – Расчет технологической эффективности циклического заводнения в пределах очага

Полуцикл, дни	Модифицированная ГГДМ		Стандартная ГГДМ	
	нак. добыча нефти, тыс. т	обвод., %	нак. добыча нефти, тыс. т	обвод., %
Стационарное	267,6	60,6	277,5	67,4
3/3	270,3	56,8	278,6	67,1
5/5	273,8	51,1	279,3	67,3
7/7	269,8	53,2	276,3	65,3
10/10	264,7	59,4	275,9	65,2
15/15	264,9	58,7	272,6	64,8
20/20	265,1	59,5	274,9	65,1
30/30	245,8	59,8	274,5	66,2
40/40	233,5	60,8	272,4	66,0

Таблица 4 – Расчет технологической эффективности циклического заводнения индивидуально для скважин в пределах очага

Скв. №	Нак. добыча нефти, тыс. т		Абсолютное изменение добычи нефти, тыс. т
	стационарное	полуцикл 5/5	
412	64,2	59,4	-4,8
407	45,2	46,1	+0,9
423	44	48,6	+4,6
433	22,3	27,4	+5,1
9070	91,9	92,3	+0,4

Проведенные расчеты и моделирование циклического заводнения на модифицированных ГГДМ позволили установить оптимальную продолжительность полуцикла, позволяющую достичь максимального технологического эффекта (Рисунок 10, б). На определенных участках залежи рассматриваемых месторождений отмечается снижение обводненности добываемой продукции ($\approx 15\text{--}20\%$), сопровождающееся увеличением добычи нефти ($\approx 3,5\text{--}5,5\%$). Стоит отметить, что

реализации технологии циклического заводнения эффективна на участках залежи (Рисунок 10, *а*) с повышенными значениями вертикальной проницаемости ($P_{\text{комп}} > 0,5$), выделенных в рамках четвертой главы диссертационного исследования (см. Рисунок 5, *а*).

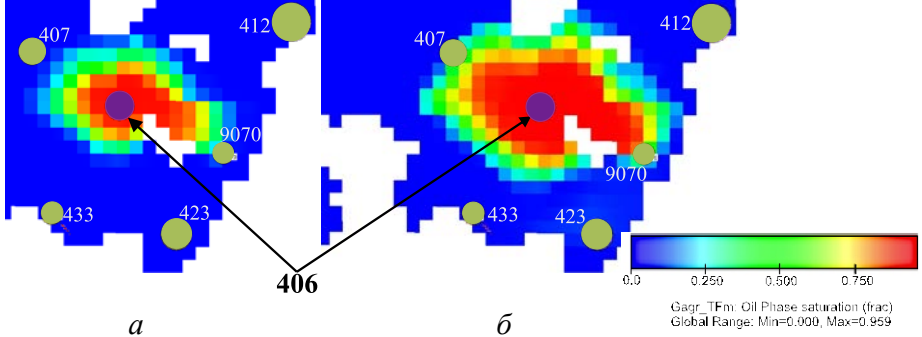


Рисунок 9 – Распределение фильтрационных потоков закачиваемого агента (один из слоев гидродинамической модели): *а* – циклическое заводнение; *б* – стационарное заводнение

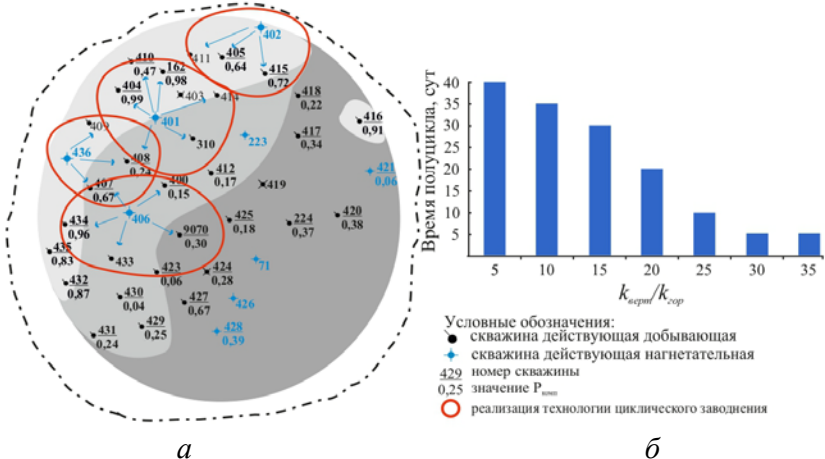


Рисунок 10 – Участки залежи с эффективной реализацией технологии циклического заводнения (*а*); влияние анизотропии проницаемости на продолжительность полуцикла при циклическом заводнении (*б*)

Установленные в ходе диссертационного исследования особенности строения пустотного пространства изучаемых коллекторов следует учитывать не только при проектировании разработки

месторождений углеводородов, но и при планировании проведения ГТМ. Из значительного количества проведенных мероприятий на рассматриваемых месторождениях наиболее распространенными являются различные модификации гидравлического разрыва пласта (ГРП), с которыми связан риск значительного увеличения обводненности добываемой продукции. В ходе выполненного анализа установлено, что проведение ГРП на скважинах, расположенных в зоне преобладающего влияния вертикальной проницаемости над горизонтальной ее составляющей ($P_{\text{комп}} > 0,5$), приводит к резкому обводнению добываемой продукции после мероприятия (Рисунок 11). Соответственно, при планировании методов воздействия на сложнопостроенные карбонатные коллектора обязательно следует учитывать анизотропию их проницаемости, например, посредством проведения ГДИ скважины-кандидата и обработки полученных материалов в соответствии с представленной в диссертации методикой.

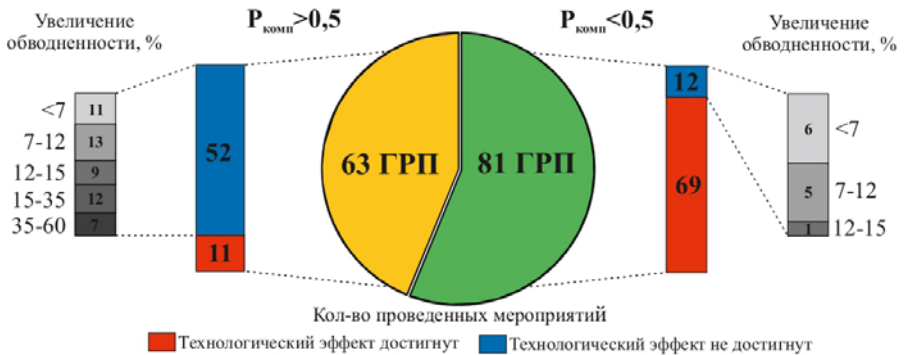


Рисунок 11 – Эффективность проведенных ГРП на различных участках залежей рассматриваемых месторождений

Данный подход продемонстрирован в работе на примере ряда добывающих скважин, на которых ранее запланировано проведение ГРП. Расчеты на модифицированный ГГДМ (в полном объеме приведены в тексте диссертации) показали целесообразность осуществления данного вида воздействия только на одной из скважин из общего перечня кандидатов. Для остальных скважин спрогнозирован резкий рост обводненности продукции. Фактическое проведение мероприятий подтвердило негативные прогнозные оценки. Интерпретация материалов ГДИС перед ГРП, выполненная с

применением представленной в диссертации методики, позволила установить практически десятикратное превышение вертикальной проницаемости над горизонтальной. Фактическое проведение ГРП на данной скважине привело к резкому росту обводненности продукции на 22,0 %, что соответствует прогнозному значению, полученному на усовершенствованной ГГДМ (20,4 %), и противоречит прогнозу, выполненному на стандартной ГГДМ (6,9 %), не учитывающей анизотропию проницаемости.

Таким образом, детализация геологического строения более 20 сложнопостроенных карбонатных коллекторов, заключающаяся в учете их трещиноватости и анизотропии проницаемости (по методикам автора), позволила значительно повысить достоверность ГГДМ и, как следствие, обоснованность проектирования и эффективность разработки месторождений в целом.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

В диссертационной работе выполнено научное обоснование условий и критериев достоверного применения двух современных методов определения фильтрационных параметров продуктивных пластов без остановки скважин на исследование: метода стабилизации давления с получением соответствующей кривой (КСД) и метода, основанного на численном и графическом анализе истории добычи (DCA). Проведены масштабные исследования (более 50 нефтяных месторождений), направленные на оценку применимости указанных методов для всех геолого-физических условий и территорий добычи нефти в Пермском крае.

Разработана процедура верификации результатов исследований скважин для основных групп объектов разработки Пермского края, основанная на применении адресных многомерных статистических моделей. Построение моделей основано на обработке цифровых массивов значительного объема – баз данных производственных предприятий, включающих результаты многочисленных промысловых исследований скважин за всю историю их эксплуатации. Преимущественной характеристикой предлагаемого подхода является возможность его применения не только при сравнительном анализе достоверности результатов интерпретации рассмотренных технологий (КВУ, КВД, КСД и DCA), но и для обоснования способа интерпретации

материалов исследований, выбора программных продуктов и используемых моделей.

С целью расширения функционала реализуемых технологий исследований скважин обоснована и апробирована методика определения вертикальной и горизонтальной составляющих проницаемости для массивных карбонатных залежей Пермского края, основанная на обработке материалов ГДИС при неустановившихся режимах. Преимуществами методики, наряду с подтвержденной высокой достоверностью, следует считать невысокую стоимость (по сравнению с методами, решающими аналогичную задачу), возможность реализации в любой период разработки залежи, как на стадии разведки, так и в процессе промышленной эксплуатации.

На основе данных о горизонтальной и вертикальной проницаемости коллектора, а также ряда других геолого-промысловых параметров разработан критерий ($P_{\text{комп}}$), комплексно учитывающий вероятность повышенных значений проницаемости коллектора. Данный критерий позволил обоснованно дифференцировать коллектор в пределах залежи на условно высоко- и низкопроницаемый и применим для всех турнейско-фаменских карбонатных массивных залежей Соликамской депрессии. Результаты согласуются с данными литолого-фациального моделирования.

Дифференциация коллекторов позволила обоснованно подойти к проблеме статистического моделирования дебитов жидкости. В результате обработки значительного объема промысловых данных получены многомерные статистические модели, позволяющие прогнозировать дебиты жидкости с учетом установленной в работе зональности распространения коллекторов в пределах залежей с более высокой точностью, чем распространенные способы прогноза (аналитические решения, ГГДМ).

С помощью полученных зависимостей изменения параметра анизотропии проницаемости от забойного давления для каждой литолого-фациальной зоны рассматриваемых месторождений Пермского края модифицированы ГГДМ залежей в карбонатных коллекторах. Выполненные расчеты показали значительное улучшение качества адаптации моделей к фактическим данным как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам ($r \approx 0,726 \rightarrow \approx 0,94$). Модифицированные ГГДМ демонстрирует более достоверную

фильтрационную картину и имеют достаточно высокую сходимость ($r \approx 0,91$) с данными, полученными при проведении трассерных исследований. Предложенные решения по применению технологии циклического заводнения на определенных участках залежи ($P_{\text{комп}} > 0,5$) позволят, согласно прогнозу, обеспечить снижение обводненности добываемой продукции ($\approx 15\text{--}20\%$), сопровождающееся увеличением добычи нефти ($\approx 3,5\text{--}5,5\%$). Использование модифицированных ГГДМ, результатов интерпретации материалов ГДИС, выполненных с применением разработанной методики, и критерия ($P_{\text{комп}}$) позволяет более обосновано осуществлять выбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ и производить оценку их эффективности.

Комплекс выполненных исследований, представленный в диссертационной работе, позволил для залежей нефти Пермского края существенно повысить достоверность и информативность применения ГДИС, уточнить геологическое строение карбонатных залежей со сложной структурой пустотного пространства, увеличить точность моделирования притока к отдельным скважинам, повысить достоверность проектирования и эффективность разработки залежей в целом.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, индексируемых в международных базах цитирования Scopus и Web of Science

1. Evaluation of void space of complicated potentially oil-bearing carbonate formation using X-ray tomography and electron microscopy methods / S. V Galkin, **D. A. Martyushev**, B. M. Osovetsky, [et. al.] // Energy Reports. – 2022. – Vol. 8. – P. 6245–6257.

2. Numerical simulation of hydraulic fracture height layer-through propagation based on three-dimensional lattice method / Z. Cong, Y. Li, J. Tang, **D. A. Martyushev**, Hubuqin, F. Yang // Engineering Fracture Mechanics. – 2022. – Vol. 264. – Article 108331.

3. Numerical simulation of fracture propagation in Russia carbonate reservoirs during refracturing / Dao-Bing Wang, Fu-Jian Zhou, Yi-Peng Li, Bo Yu, **D.A. Martyushev**, Xiong-Fei Liu, [et al.] // Petroleum Science. – 2022. – Vol. 19(6). – P. 2781–2795.

4. **Мартюшев, Д. А.** Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах сложнопостроенных резервуаров

/ Д. А. Мартюшев, В. И. Галкин, И. Н. Пономарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 11. – С. 117–126.

5. **Martyushev, D. A.** Conditions for effective application of the decline curve analysis method / D. A. Martyushev, I. N. Ponomareva, V. I. Galkin // *Energies*. – 2021. – Vol. 14(20). – P. 6461.

6. Особенности формирования призабойных зон продуктивных пластов на месторождениях с высокой газонасыщенностью пластовой нефти / В. И. Галкин, **Д. А. Мартюшев**, И. Н. Пономарева, И. А. Черных // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 249. – С. 386–392.

7. **Мартюшев, Д. А.** Оценка достоверности определения фильтрационных параметров продуктивных пластов с применением многомерного регрессионного анализа / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева, В. И. Галкин // *SOCAR Proceedings*. – 2021. – Special Issue 1. – P. 50–59.

8. Ponomareva, I. N. Operational method for determining bottom hole pressure in mechanized oil producing wells, based on the application of multivariate regression analysis / I. N. Ponomareva, V. I. Galkin, **D. A. Martyushev** // *Petroleum Research*. – 2021. – Vol. 6 (4). – P. 351–360.

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

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

11. Пономарева, И. Н. Исследование взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами на основе построения многоуровневых моделей / И. Н. Пономарева, **Д. А. Мартюшев**, К. А. Черный // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2021. – Т. 332, № 2. – С. 116–126.

12. Пономарева, И. Н. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных / И. Н. Пономарева, **Д. А. Мартюшев** // *Георесурсы*. – 2020. – Т. 22, № 2. – С. 8–14.

13. **Мартюшев, Д. А.** Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии / Д. А. Мартюшев // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318.

14. **Мартюшев, Д. А.** Планирование циклического заводнения на основе анизотропной гидродинамической модели карбонатной залежи Гагаринского месторождения / Д. А. Мартюшев, А. Г. Менгалиев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 12. – С. 84–93.

15. **Мартюшев, Д. А.** Оценка влияния напряженного состояния горных пород на проницаемость карбонатных коллекторов / Д. А. Мартюшев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 8. – С. 24–33.

16. Менгалиев, А. Г. Оценка технологической и экономической эффективности гидравлического разрыва пласта с использованием геолого-гидродинамической модели, учитывающая особенности строения карбонатных коллекторов / А. Г. Менгалиев, **Д. А. Мартюшев** // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 7. – С. 37–48.

17. Менгалиев, А. Г. Учет параметра анизотропии проницаемости в геолого-гидродинамических моделях карбонатных объектов (на примере Гагаринского месторождения) / А. Г. Менгалиев, **Д. А. Мартюшев** // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 5. – С. 7–17.

18. Пономарева, И. Н. Оценка достоверности определения фильтрационных параметров пласта на основе анализа добычи и кривых стабилизации давления / И. Н. Пономарева, **Д. А. Мартюшев** // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 111–113.

19. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе комплексного анализа данных микросейсмического мониторинга и геолого-промысловой информации / А. В. Растегаев, И. А. Черных, И. Н. Пономарева, **Д. А. Мартюшев** // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 122–125.

20. **Мартюшев, Д. А.** Влияние напряженного состояния горных пород на матричную и трещинную проницаемость в условиях различных литолого-фациальных зон турне-фаменских нефтяных залежей Верхнего

Прикамья / Д. А. Мартюшев, С. В. Галкин, В. В. Шелепов // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2019. – № 5. – С. 44–52.

21. **Мартюшев, Д. А.** Влияние петрофизических параметров рифогенных карбонатных коллекторов нефтяных месторождений турнейско-фаменских отложений Верхнего Прикамья на продуктивность добывающих скважин / Д. А. Мартюшев, Р. А. Зайцев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 11. – С. 77–85.

22. **Мартюшев, Д. А.** Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления / Д. А. Мартюшев, А. Ю. Слушкина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 10. – С. 26–32.

23. **Мартюшев, Д. А.** Исследование особенностей выработки запасов трещинно-поровых коллекторов с использованием данных гидродинамических исследований скважин / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 102–104.

24. Пономарева, И. Н. Оценка оптимальной продолжительности проведения гидродинамических исследований низкопродуктивных скважин на примере Озерного месторождения / И. Н. Пономарева, **Д. А. Мартюшев**, М. И. Ахметова // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 60–63.

25. **Мартюшев, Д. А.** Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти в условиях трещиновато-порового коллектора / Д. А. Мартюшев, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 22–24.

26. Оценка естественной трещиноватости карбонатного коллектора Сибирского месторождения / А. В. Лекомцев, **Д. А. Мартюшев**, М. Б. Савчик, И. А. Черных // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 25–27.

27. **Мартюшев, Д. А.** Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений / Д. А. Мартюшев, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 67–69.

28. Мордвинов, В. А. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи / В. А. Мордвинов,

Д. А. Мартюшев, В. И. Пузиков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 120–122.

29. **Мартюшев, Д. А.** Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятностно-статистическими методами / Д. А. Мартюшев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 51–53.

30. Оценка параметров пласта и продуктивности скважин при его разработке на естественном режиме / В. А. Мордвинов, **Д. А. Мартюшев**, И. А. Черных, В. И. Пузиков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 31–33.

31. Лекомцев, А. В. Сравнительный анализ методик определения забойного давления при проведении гидродинамических исследований скважин / А. В. Лекомцев, **Д. А. Мартюшев** // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 37–39.

32. **Мартюшев, Д. А.** Определение параметров естественных трещин карбонатного коллектора методом трассирующих индикаторов / Д. А. Мартюшев, К. А. Вяткин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 86–88.

33. Оценка анизотропии проницаемости карбонатных коллекторов по кривым восстановления давления / С. С. Черепанов, **Д. А. Мартюшев**, И. Н. Пономарева, Г. П. Хижняк // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 60–61.

34. Черепанов, С. С. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба / С. С. Черепанов, **Д. А. Мартюшев**, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

Публикации в ведущих рецензируемых изданиях

35. Статистическая оценка достоверности определения фильтрационных параметров пласта с применением кривых стабилизации давления и анализа добычи в различных геолого-физических условиях / И. Н. Пономарева, В. И. Галкин, **Д. А. Мартюшев** [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 11(347). – С. 63–67.

36. Менгалиев, А. Г. Определение и изменение показателя анизотропии проницаемости в процессе разработки карбонатной залежи нефтяного месторождения / А. Г. Менгалиев, **Д. А. Мартюшев** // Инженер-нефтяник. – 2019. – № 1. – С. 27–33.

37. **Мартюшев, Д. А.** Разработка методики оперативной оценки производительности добывающих скважин карбонатных коллекторов / Д. А. Мартюшев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 54–56.

38. **Мартюшев, Д. А.** Разработка методики определения коэффициента продуктивности карбонатных коллекторов соликамской депрессии / Д. А. Мартюшев // Бурение и нефть. – 2016. – № 2. – С. 96–99.

39. **Мартюшев, Д. А.** Сравнительный анализ методик Уоррена–Рута и Полларда на примере месторождений севера соликамской депрессии / Д. А. Мартюшев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 60–63.

40. **Мартюшев, Д. А.** Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 2. – С. 48–52.

41. **Мартюшев, Д. А.** Оценка влияния азимутального распространения естественных трещин на разработку сложнопостроенной карбонатной залежи / Д. А. Мартюшев // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 66–69.

42. **Мартюшев, Д. А.** Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турне-фаменской залежи Озерного месторождения / Д. А. Мартюшев, П. Ю. Илюшин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 33–41.

43. **Мартюшев, Д. А.** Регуляризирующий метод обработки кривых восстановления давления / Д. А. Мартюшев // Газовая промышленность. – 2015. – № 7(725). – С. 31–33.

44. **Мартюшев, Д. А.** Оценка влияния естественной трещиноватости на разработку трещинно-поровой карбонатной залежи / Д. А. Мартюшев // Бурение и нефть. – 2015. – № 10. – С. 18–20.

45. **Мартюшев, Д. А.** Оценка петрофизических и фильтрационно-емкостных характеристик карбонатных коллекторов Верхнего Прикамья на полноразмерных образцах керна / Д. А. Мартюшев // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 26–28.

46. **Мартюшев, Д. А.** Подход к определению производительности скважин в трещинно-порowych коллекторах Верхнего Прикамья / Д. А. Мартюшев // Бурение и нефть. – 2015. – № 2. – С. 44–46.

47. **Мартюшев, Д. А.** Обработка кривых восстановления давления регуляризирующим методом / Д. А. Мартюшев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 4. – С. 32–34.

48. **Мартюшев, Д. А.** Оценка фильтрационно-емкостных характеристик карбонатных коллекторов на полноразмерных образцах керна / Д. А. Мартюшев, Н. Д. Козырев // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 1. – С. 38–41.

49. **Мартюшев, Д. А.** Анализ методик обработки кривых восстановления давления в трещинно-порowych коллекторах / Д. А. Мартюшев, Т. С. Ладейщикова // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 54–58.

50. **Мартюшев, Д. А.** Особенности разработки сложнопостроенной карбонатной залежи (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) / Д. А. Мартюшев, Р. М. Рахимзянов // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 4. – С. 30–33.

51. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения / В. А. Мордвинов, Д. А. Мартюшев, Т. С. Ладейщикова, Н. П. Горланов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 14. – С. 32–38.

52. **Мартюшев, Д. А.** Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения / Д. А. Мартюшев, А. В. Лекомцев, А. Г. Котоусов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 16. – С. 61–69.

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

54. **Мартюшев, Д. А.** Определение рационального забойного давления добывающих скважин при разработке карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 22–24.

55. **Мартюшев, Д. А.** Оценка размеров зон дренирования скважин по данным гидродинамических исследований / Д. А. Мартюшев, Г. Н. Чумаков // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 11. – С. 46–48.

Монографии

56. Мониторинг гидравлического разрыва пласта на основе математической обработки геолого-промысловых данных: монография / А. В. Растегаев, В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, **Д. А. Мартюшев.** – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2020. – 95 с.

Авторские свидетельства и патенты

57. Data Stream Analytics (Модуль «Верификация») / Л. А. Захаров, **Д. А. Мартюшев,** И. Н. Пономарева, Р.А. Хайтин. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2023614401, 01.03.2023. Заявка № 2023613554.

58. Пат. Российская Федерация. Способ проведения гидравлического разрыва пласта в трещиноватых карбонатных коллекторах: 2789895 RU / **Мартюшев Д. А.,** Пономарева И. Н.; заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВО ПНИПУ. – № 2022112404; заявл. 06.05.2022, опубл. 14.02.2023.

59. Пат. Российская Федерация. Способ прогнозирования продолжительности периода проведения гидродинамических исследований низкопродуктивных скважин: 2774380 RU / **Мартюшев Д. А.,** Пономарева И. Н.; заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВО ПНИПУ. – № 2021110211; заявл. 12.04.2021, опубл. 20.06.2022.

60. Пат. Российская Федерация. Способ прогнозирования дебита скважин с учетом анизотропии проницаемости карбонатных горных пород: 2768341 RU / **Мартюшев Д. А.,** Галкин В. И.; заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВО ПНИПУ. – № 2021114912; заявл. 25.05.2021, опубл. 23.03.2022.

61. Пат. Российская Федерация. Способ определения анизотропии проницаемости горных пород: 2752913 RU / **Мартюшев Д. А.;** заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВО ПНИПУ. – № 2020140054; заявл. 04.12.2020, опубл. 11.08.2021.

62. Программный комплекс «R-TEST» / А. В. Желанов, И. Н. Пономарева, **Д. А. Мартюшев.** Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2020617423, 06.07.2020. Заявка № 2020614529 от 29.04.2020.