

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

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

Диссертация
на соискание ученой степени доктора технических наук

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

Пермь 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА БЕЗ ОСТАНОВКИ СКВАЖИН НА ИССЛЕДОВАНИЕ	16
1.1. Обзор предшествующих исследований и введение в проблематику	16
1.2. Построение и исследование многомерных статистических моделей зависимости дебита жидкости от фильтрационных параметров пластовых систем.....	29
1.2.1. Построение многомерных статистических моделей для терригенных объектов.....	29
1.2.2. Построение многомерных статистических моделей для карбонатных объектов.....	56
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1.....	92
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ВЕРИФИКАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	97
2.1. Обзор предшествующих исследований и введение в проблематику	97
2.2. Построение многомерных статистических моделей, позволяющих оценить достоверность результатов исследований при реализации различных технологий	104
2.2.1. Построение многомерных статистических моделей (объект Тл-Бб-Мл)	104
2.2.1.1. Построение многомерных статистических моделей с учетом методов интерпретации данных исследований	117
2.2.2. Построение многомерных статистических моделей (объект Т-Фм)	142
2.2.2.1. Построение многомерных статистических моделей с учетом методов интерпретации данных исследований	154
2.2.3. Построение многомерных статистических моделей (объект Бш-Срп)	170
2.2.4. Методика верификации результатов исследований скважин.....	182

2.2.5. Практическое применение разработанной методики верификации результатов исследований скважин.....	184
2.3. Верификация и прогнозирование значений проницаемости терригенных и карбонатных коллекторов на основе методов машинного обучения.....	187
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2.....	199
ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН.....	202
3.1. Обзор предшествующих исследований и введение в проблематику	202
3.2. Методика определения вертикальной проницаемости пласта в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.....	212
3.3. Оценка достоверности разработанной методики определения анизотропии проницаемости сложнопостроенных коллекторов.....	219
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3.....	226
ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ПРОЦЕССЫ ФИЛЬТРАЦИИ И РАЗРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ АКТИВОВ.....	228
4.1. Разработка комплексного критерия, позволяющего учитывать вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта	228
4.2. Разработка многомерных статистических моделей дебитов, комплексно учитывающих вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта	244
4.3. Сравнительный анализ разработанных моделей дебита жидкости с аналитическими уравнениями	253
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4.....	257
ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА НОВЫХ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С АНИЗОТРОПИЕЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ОСНОВЕ ГГДМ	259

5.1. Практическое применение значений анизотропии проницаемости при геолого-гидродинамическом моделировании.....	259
5.2. Планирование системы поддержания пластового давления в сложнопостроенных карбонатных коллекторах на основе модифицированных ГГДМ.....	268
5.3. Планирование геолого-технических мероприятий на скважинах, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллекторы, на основе модифицированных ГГДМ	289
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 5.....	306
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	308
СПИСОК УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	311
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	313
ПРИЛОЖЕНИЯ	351

ВВЕДЕНИЕ

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, A. V. 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 промышленным 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-промыслового и статистического анализа значительного объема геолого-физической и промысловой 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 DCA 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 «Перспектив – 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.

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.

ГЛАВА 1. НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА БЕЗ ОСТАНОВКИ СКВАЖИН НА ИССЛЕДОВАНИЕ

1.1. Обзор предшествующих исследований и введение в проблематику

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 [60, 85, 96]. Проницаемость считается основным свойством пласта, мерой неоднородности и тензором (сильная зависимость от направления), в то время как пористость является величиной скалярной. В свое время Вебер [298] сказал: «Неоднородность коллектора является одной из основных причин, которая влияет на эффективность всех проводимых геолого-технических мероприятий. Проекты, которые реализованы без детальной оценки коллектора, часто заканчиваются неудачами».

Результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС) являются ключевой информацией при проектировании, контроле и регулировании разработки месторождений [23, 32, 33, 36, 46, 52, 99, 103, 109, 117, 131, 166, 168, 204]. Они позволяют определить и уточнить геологическое строение залежи, осуществлять мониторинг энергетического состояния месторождения, обосновывать и контролировать эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов повышения нефтеотдачи пласта (ПНП).

При планировании программы ГДИС специалисты часто сталкиваются с проблемой значительных ограничений по лимиту потерь добычи нефти [54]. Одновременно с этим основной задачей при планировании ГДИС является оценка длительности исследования, обеспечивающая регистрацию данных при радиальном режиме фильтрации. Результаты исследований с длительностью, не позволяющей регистрировать радиальный режим течения, как правило, являются малоинформативными. В связи с этим при планировании продолжительности ГДИС необходимо определять баланс между затратами на проведение

исследования и ценностью получаемой информации [31, 62, 119, 131, 132, 172, 275, 285].

В настоящее время основным источником информации о фильтрационных параметрах пласта являются исследования скважин при неустановившихся режимах фильтрации методами восстановления давления и уровня (КВД и КВУ). При этом данный вид исследований связан с необходимостью остановки скважин на длительное время, что приводит к так называемым «недоборам» добычи нефти [80, 238]. Также основными причинами недостоверного определения фильтрационных параметров пласта и пластового давления методами КВД/КВУ являются:

- недостаточная продолжительность исследования (пластовое давление не восстановилось за время исследования) [91, 272];
- неявное выделение или отсутствие участка радиально-фильтрационного потока (РФП) на диагностическом графике;
- недостаточная разрешающая способность термоманометрических систем (ТМС) (разрешающая способность датчика ТМС (1,0 атм), как правило, проявляется в виде «ступенек» давления на КВД и не позволяет зафиксировать небольшие изменения давления, особенно на конечном участке кривой, характеризующем фильтрационные свойства коллектора) (рисунок 1.1).

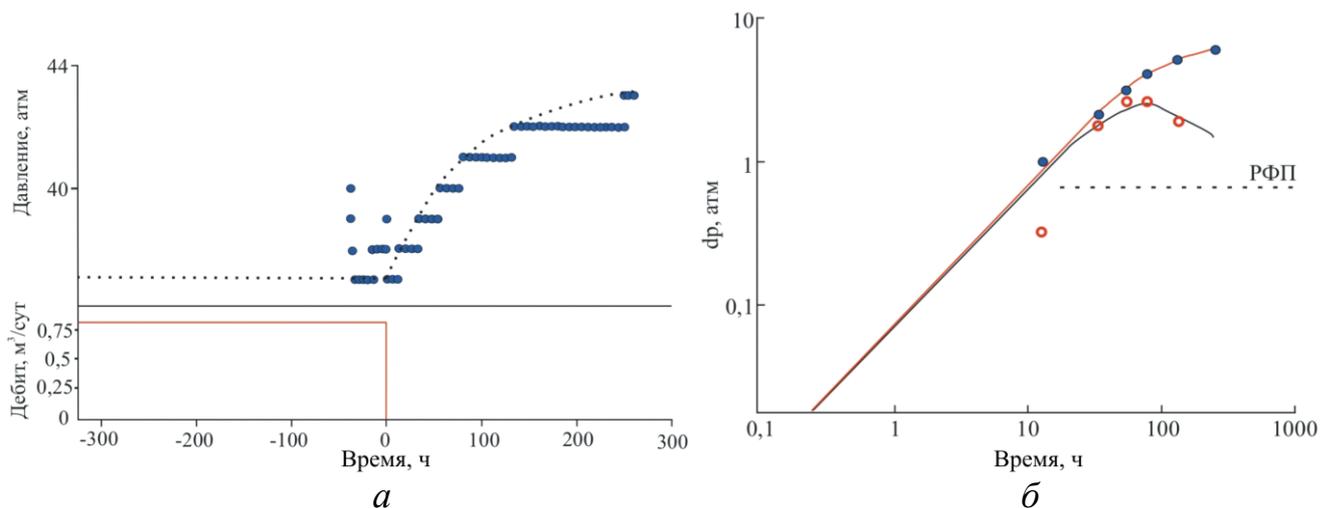


Рисунок 1.1 – Примеры некондиционных записей кривых восстановления давления: *а* – недостаточная разрешающая способность датчика ТМС; *б* – отсутствие РФП

Проведенный анализ результатов интерпретации данных КВД, снятых на добывающих скважинах нефтяных месторождениях Пермского края, позволил установить, что в большей части обработанных гидродинамических исследований (52 %) пластовое давление и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта определены оценочно; в 17 % исследований выявлено только пластовое давление, и в 31 % – пластовое давление и фильтрационные параметры пласта определены достоверно.

В последнее время осуществляется постоянный контроль (с пуска скважины в работу и в течение всего времени ее эксплуатации) над режимом работы насосов с помощью глубинных датчиков давления [81, 82, 83, 127, 154, 155]. Таким образом, для определения фильтрационных характеристик пласта, а также снижения потерь нефти при проведении гидродинамических исследований появилась возможность широко использовать метод исследования скважин без их остановки – метод стабилизации давления (КСД) [65, 112].

Decline Curve Analyze (DCA, RTA – Rate Transient Analysis) – анализ кривой падения (в русскоязычной литературе упоминается как анализ истории добычи скважин (АД)), реализованный в модуле Topaze программного обеспечения KAPPA Workstation v5.30.01, на сегодняшний день является одним из наиболее часто используемых в нефтяной инженерии [22, 28, 111, 159, 173, 180, 227, 276]. Данный метод является эмпирическим и используется для оценки добычи углеводородов, а также для фильтрационных параметров пласта и его состояния (скин-фактор). Для реализации данного метода необходимо использовать значения дебита жидкости скважины в течение длительного периода ее работы (желательно в течение месяца и более). Существенным преимуществом DCA является то, что данный метод не требует дополнительных технических, технологических решений и экономических вложений [128, 160, 178, 181, 184, 196]. Аккумулятивное измерение давлений забойного давления и дебита жидкости скважин могут являться основой для осуществления гидродинамического мониторинга и позволяют вести корректный анализ динамики изменения пластового давления во времени практически по всему фонду добывающих скважин [61, 107, 128, 154, 249, 277,

303]. Кроме того, метод DCA позволяет нивелировать проблему ввода сложных неопределенных исходных параметров, необходимых в моделях, основанных на физике. Стоит выделить и недостатки этого метода, которые отмечаются в ряде работ [188, 262, 294, 307]:

- кривая падения Арпса является классической моделью DCA, но она может применяться только для гранулярного типа коллекторов (предполагает постоянное забойное давление и скин-фактор), а также постоянный контур питания скважины, т.е. стабильная работа соседних скважин;

- модель Фетковича используется для неустановившихся режимов и режимов влияния границ, но добыча должна осуществляться при постоянном давлении и области питания скважины, а также должно соблюдаться условие стабильность значений скин-фактора во времени;

- модель экспоненциального спада (SEPD) может моделировать нестационарный поток, но для качественной оценки параметров требуется достаточно продолжительная история добычи (желательно с начала эксплуатации скважины);

- модель кривой падения для линейного режима потока требует использование серии проницаемостей матрицы коллектора, с определением которой возникают сложности;

- модель Дуонга используется для коллекторов сложного строения, характеризующихся низкой проницаемостью, но возникают трудности в прогнозировании параметров горных пород, характеризующихся наличием трещиноватости и кавернозности;

- DCA строится по данным постоянных забойного давления и условий эксплуатации (области дренирования) [280], но изменчивость (значительная флуктуация) этих параметров во времени («шумы» соседних скважин и др.) и влияние на качество получаемых данных на сегодняшний момент никем не оценивалось;

- значительная изменчивость и неопределенность режимов фильтрации, которые характерны для сложнопостроенных коллекторов (многослойные залежи;

залежи с наличием двойной и тройной пустотностями), не учитываются в методе DCA [269].

Таким образом, подводя итог использованию современных методов КСД и DCA, стоит отметить, что увеличение времени мониторинга с ростом информативности неизбежно влечет за собой преумножение числа влияющих факторов. Ряд параметров, которые традиционно принимаются постоянными при разовых ГДИС, становятся динамичными, тем самым усложняя процесс интерпретации и обоснования полученных результатов [99]. В таблице 1.1 представлена сравнительная характеристика особенностей интерпретации данных исследований скважин в KAPPA Workstation.

Таблица 1.1 – Сравнительная характеристика области применения методов исследования

Параметр	КВУ/КВД	КСД	DCA (АД)
Теоретическая основа	Одинаковые аналитические и численные модели		
Временной интервал	От дней до месяца	От недели до месяцев	От недели до нескольких лет
Анализируемый период	Остановка скважины	Эксплуатация скважины	
Область исследования	Объем залежи	Область питания (дренирования) одной или группы скважин	
Основной режим течения	Бесконечный радиальный фильтрационный поток (РФП)		Псевдоустановившийся режим (ПУР)
Рекомендации по применению метода	Глубинные манометры или ТМС с высокой разрешающей способностью 0,01 МПа и выше		Стабильный дебит и запись забойного давления
Определяемые параметры	Текущее пластовое давление; проницаемость пласта; скин-	Проницаемость пласта; скин-фактор; область дренирования скважины	Текущее пластовое давление; проницаемость пласта; скин-фактор; область дренирования

Параметр	КВУ/КВД	КСД	ДСА (АД)
	фактор		скважины; прогноз добычи и оценка запасов

Также на данный момент остается недостаточно изученным вопрос эффективности применения методов КСД и ДСА в различных геолого-физических условиях (терригенный и карбонатный типы коллектора) и обоснования факторов, влияющих на качество последующей интерпретации данных [70, 185]. Для решения данной задачи произведена интерпретация данных методов КВД, КСД и ДСА с последующим сопоставлением значений проницаемости и скин-фактора между собой.

Обработка данных КВД, КСД и ДСА производилась в современном программном продукте 5-го поколения KAPPA Workstation v5.30.01 (модули Saphir и Toraze), который учитывает значительное количество различных факторов, влияющих на качество получаемых результатов, а также объединяет большое число методик зарубежных ученых: K. Aziz, D. Bourdet, D. C. Gardner, E. Ozkan, R. Raghavan, S. M. Tariq и другие [206, 260, 267].

Для сравнения получаемых величин различными методами на первом этапе проведен сбор, систематизация данных исследований и выделена кондиционная выборка. Данная выборка исключает замеры, которые характеризуются: для метода КВД – недостаточной продолжительностью исследования (не полное восстановление давления), низкой разрешающей способностью скважинных датчиков и манометров; неявным выделением или отсутствием РФП на диагностическом графике; наличием помех, шумов, нарушением технологии и т.п.; для метода КСД – значительными скачками давлений и наличием длительных перерывов записи давлений; для метода ДСА – значительным разбросом замеров дебита, отсутствием замеров дебита во время регистрации КСД и низкой дискретностью замеров дебита.

В ходе проведенного анализа первичных данных выделено 152 кондиционных исследования (КВД+КСД+ДСА), из них – 100 проведены в терригенном коллекторе, 52 – в карбонатном (рисунки 1.2–1.4). На рисунках 1.2 и 1.4 приведены примеры кондиционных записей давления и замеров дебита на скв. 287 и скв. 925 Шагиртско-Гожанского месторождения (объект Тл-Бб).

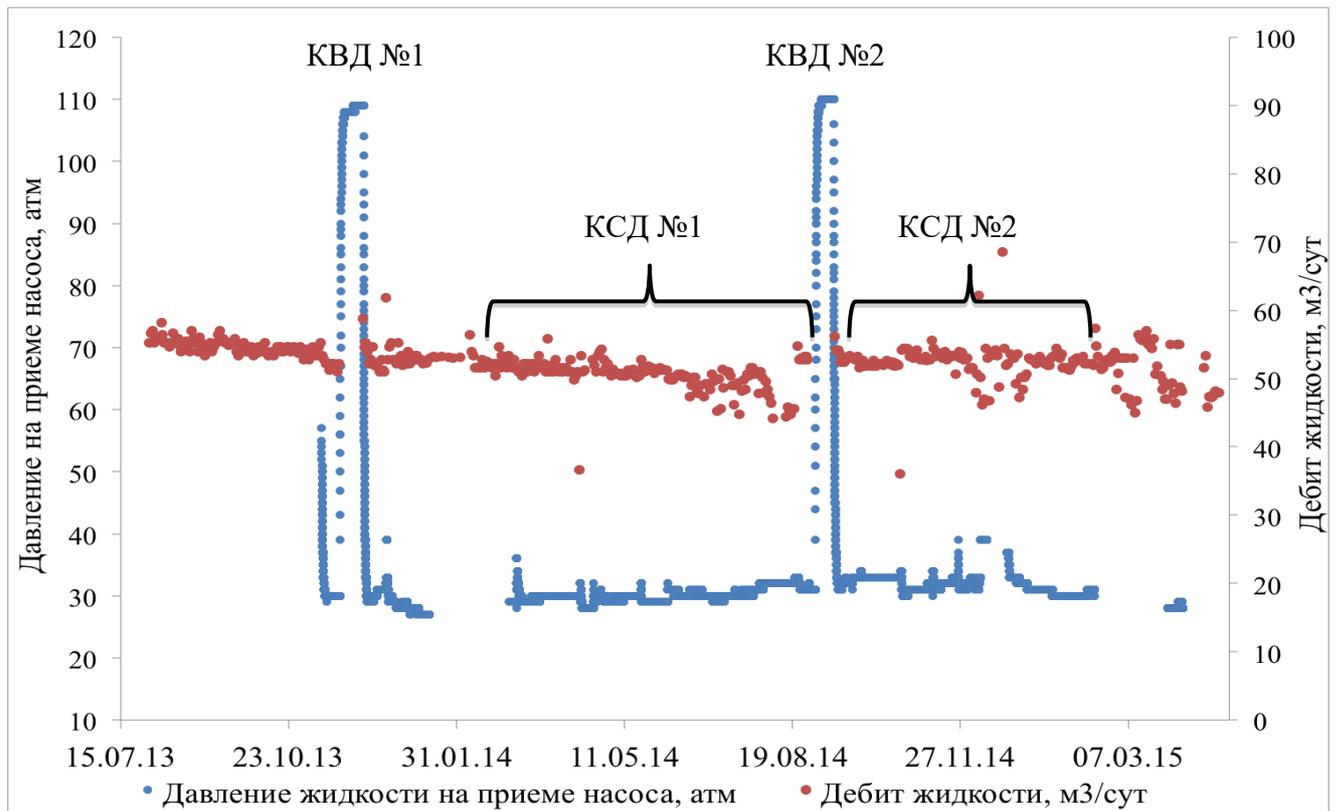
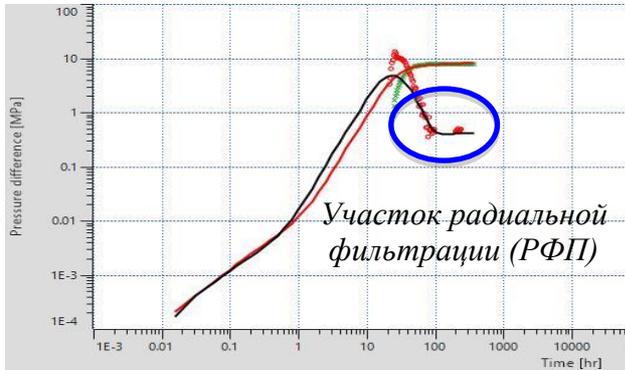


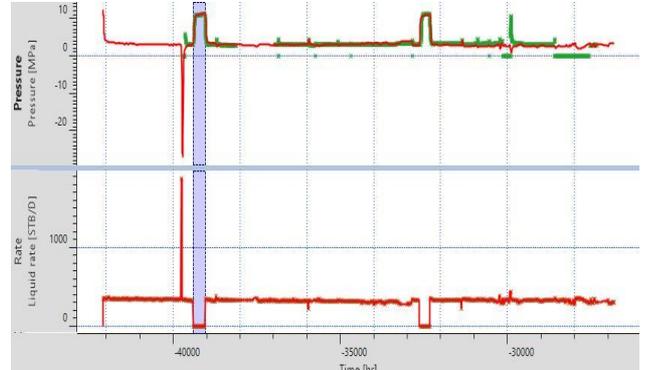
Рисунок 1.2 – Динамика эксплуатации скв. 287 Шагиртско-Гожанского месторождения (объект Тл-Бб)

На рисунке 1.3 представлены результаты интерпретации КВД (№1) и КСД (№1 и 2) в программном продукте KAPPA Workstation v5.30.01 (модуль Saphir). При анализе производной давления (рисунок 1.3, а, б) выбрана модель бесконечного пласта, с переменным влиянием ствола скважины по Negeman и модель скважины «вертикальная». Как можно заметить, теоретические кривые изменения давления и производной давления имеют высокую степень совпадения с фактическими кривыми. Хорошая сходимость фактических кривых и теоретических наблюдается и на полулогарифмическом графике. Необходимо обратить внимание и на графики наложения кривых моделирования на фактически замеренных кривых изменения давления (рисунок 1.3, а, б –

исторический плот). Из представленных графиков отмечается достаточно точное их совпадение. Таким образом, анализ трех графиков (билогарифмический, полулогарифмический и исторический плот) в модуле Saphir позволяет сделать заключение о получении параметров пласта с достаточно высокой точностью.

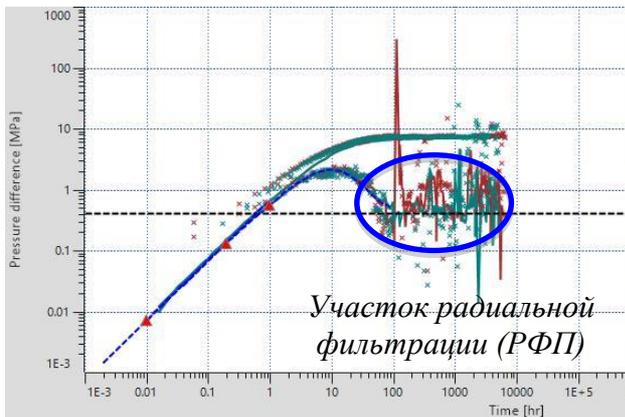


Диагностический график КВД

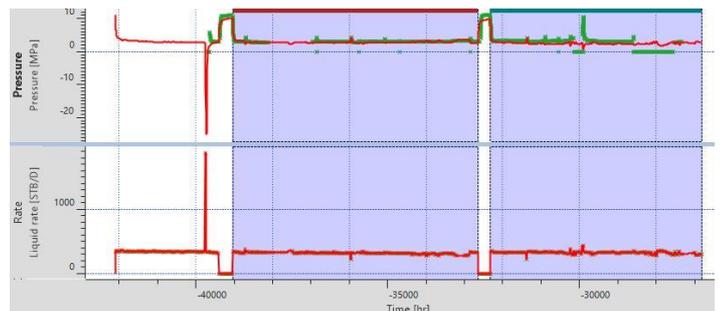


Исторический плот

а

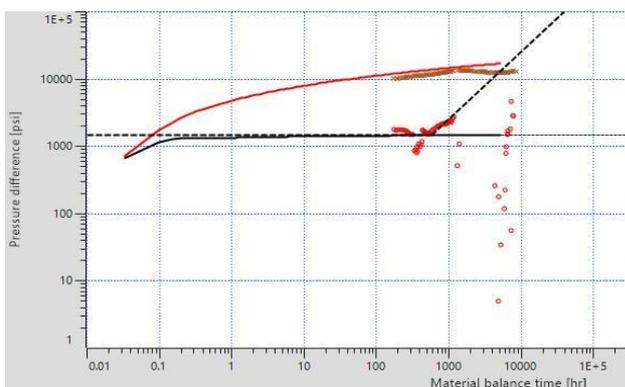


Диагностический график КСД

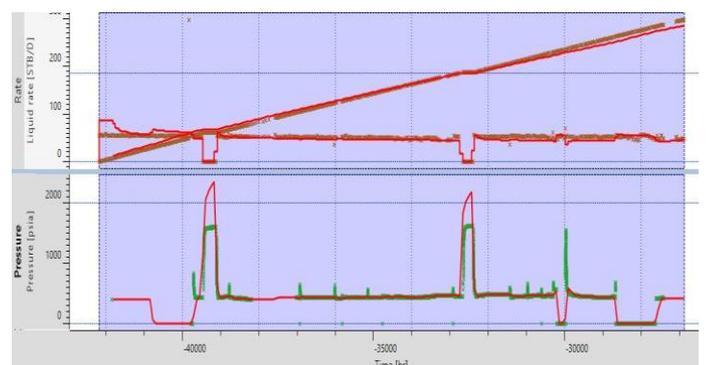


Исторический плот

б



Диагностический график DCA



Исторический плот

в

Рисунок 1.3 – Примеры интерпретации КВД (а), КСД (б) и DCA (в)

Метод DCA, реализованный в программном комплексе KARPA Workstation v5.30.01 (модуль Toraz), позволяет оценить тот же набор параметров пласта, что и

обработка данных, полученных методами КВД и КСД в модуле Saphir. Настройка модели, в первую очередь, производится по накопленной добыче и забойному давлению. Для этого строятся зависимости забойного давления, дебита жидкости и накопленной добычи от времени. На рисунке 1.3 представлен диагностический график математической модели кривой в билогарифмических координатах, на рисунке 1.3, в (исторический плот), – график моделирования забойного давления, дебита жидкости и накопленной добычи жидкости по скв. 287 Шагиртско-Гожанского месторождения. Сравнение результатов интерпретации данных, полученных методами КВД, КСД и DCA, по скв. 287 Шагиртско-Гожанского месторождения представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Сопоставление результатов интерпретации КВД, КСД и DCA по скв. 287 Шагиртско-Гожанского месторождения

Дата исследования	Вид исследования	Проницаемость, мкм ²		Скин-фактор		Метод ДМД*
		Saphir	Topaze	Saphir	Topaze	
22.11.2013 г.	КВД №1	0,0131	0,0174	0,54	-1	2,12
03.03.2014 – 28.08.2014 гг.	КСД №1	0,0140		-3,44		-
01.09.2014 г.	КВД №2	0,0142		1,53		2,19
21.09.2014 – 14.02.2015 гг.	КСД №2	0,0140		-3,44		

Примечание: * – метод детерминированных моментов давления (диагностический признак, находящийся <2,2, указывает на зонально-однородный пласт) [19].

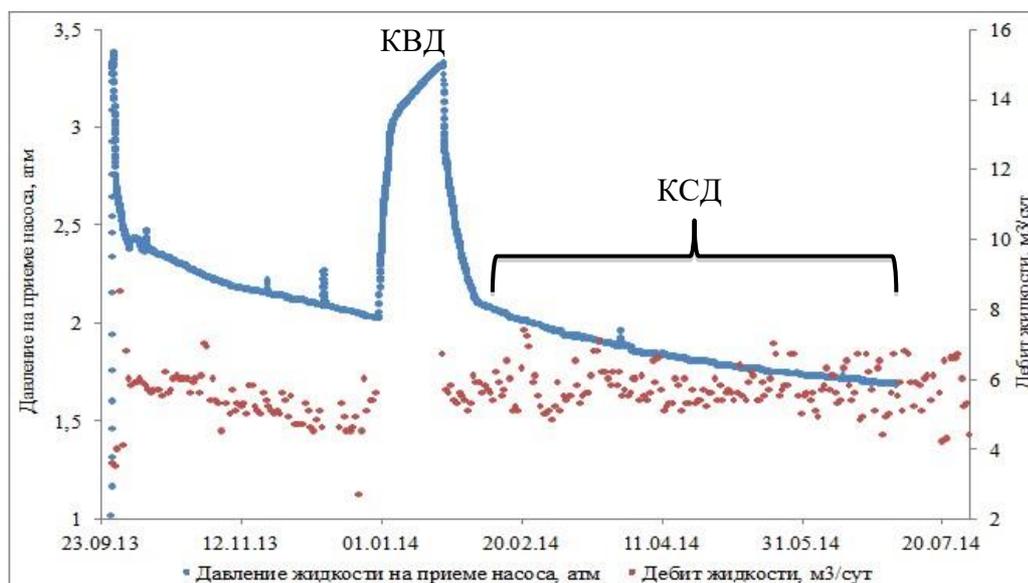
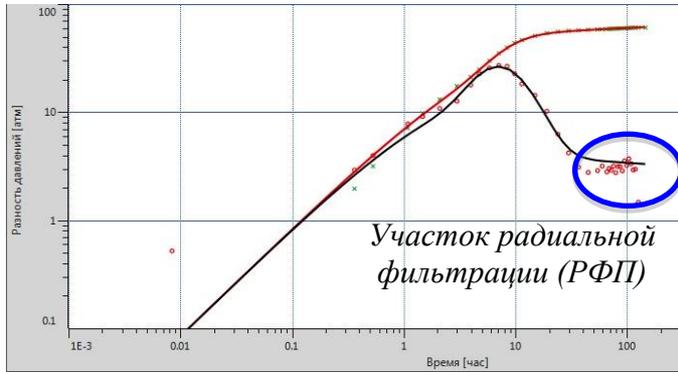
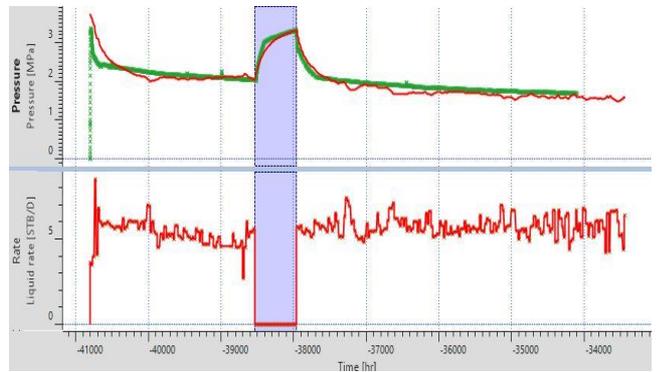


Рисунок 1.4 – Динамика эксплуатации скв. 925 Шагиртско-Гожанского месторождения (объект Тл-Бб)

На рисунке 1.5 представлены результаты интерпретации данных методами КВД, КСД и DCA в программном продукте KAPPA Workstation v5.30.01 (модули Saphir и Topaze).

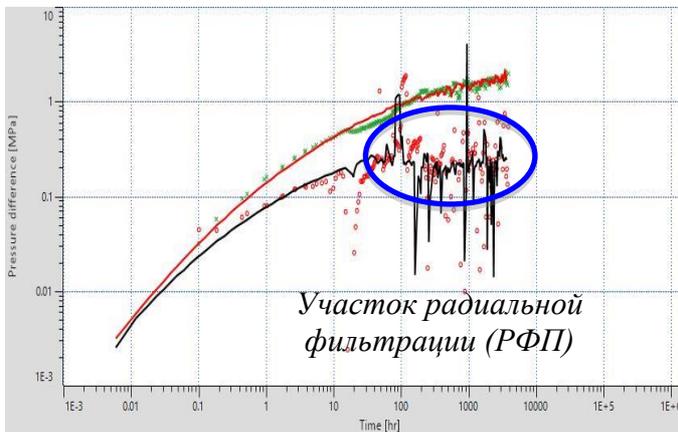


Диагностический график КВД

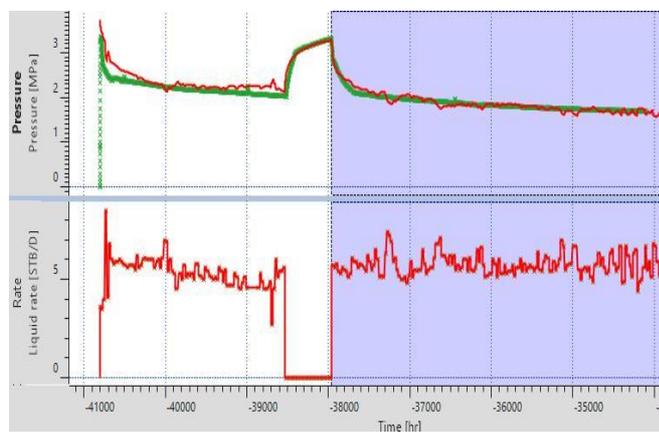


Исторический плот

а

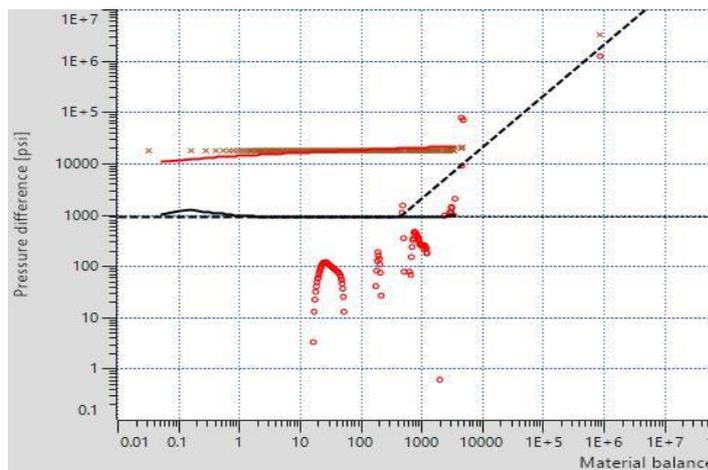


Диагностический график КСД



Исторический плот

б



Диагностический график DCA

в

Рисунок 1.5 – Примеры интерпретации методами КВД (а), КСД (б) и DCA (в)

Сравнение результатов интерпретации данных методами КВД, КСД и ДСА по скв. 925 Шагиртско-Гожанского месторождения представлено в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Сопоставление результатов интерпретации данных методами КВД, КСД и ДСА по скв. 925 Шагиртско-Гожанского месторождения

Дата исследования	Вид исследования	Проницаемость, мкм ²		Скин-фактор		Метод ДМД*
		Saphir	Topaze	Saphir	Topaze	
31.12.2013 г.	КВД	0,155	0,125	-4,3	-2,2	2,18
03.02.2014 – 02.07.2014 гг.	КСД	0,145		-4,5		

Примечание: * – метод детерминированных моментов давления (диагностический признак, находящийся <2,2, указывает на зонально-однородный пласт) [19].

Анализ таблиц 1.2 и 1.3 показывает, что наблюдается незначительное расхождение между параметрами (проницаемость и скин-фактор), определенными методами КВД, КСД и ДСА.

Таким образом, обработаны все 152 кондиционных исследования (КВД+КСД+ДСА) и проведен анализ сходимости полученных результатов по следующим параметрам: коэффициент проницаемости ($k_{узн}$) и скин-фактор (S). На рисунках 1.6–1.9 и в таблице 1.4 представлено сравнение значений проницаемости и скин-фактора, полученных по результатам интерпретации данных методами КСД и ДСА, со значениями, полученными по результатам интерпретации данных методом КВД. Известно, что кондиционные исследования методом КВД, обработанные с использованием современных подходов, демонстрируют высокую степень достоверности, и в связи с этим принято решение об их использовании при верификации результатов, полученных с помощью методов КСД и ДСА.

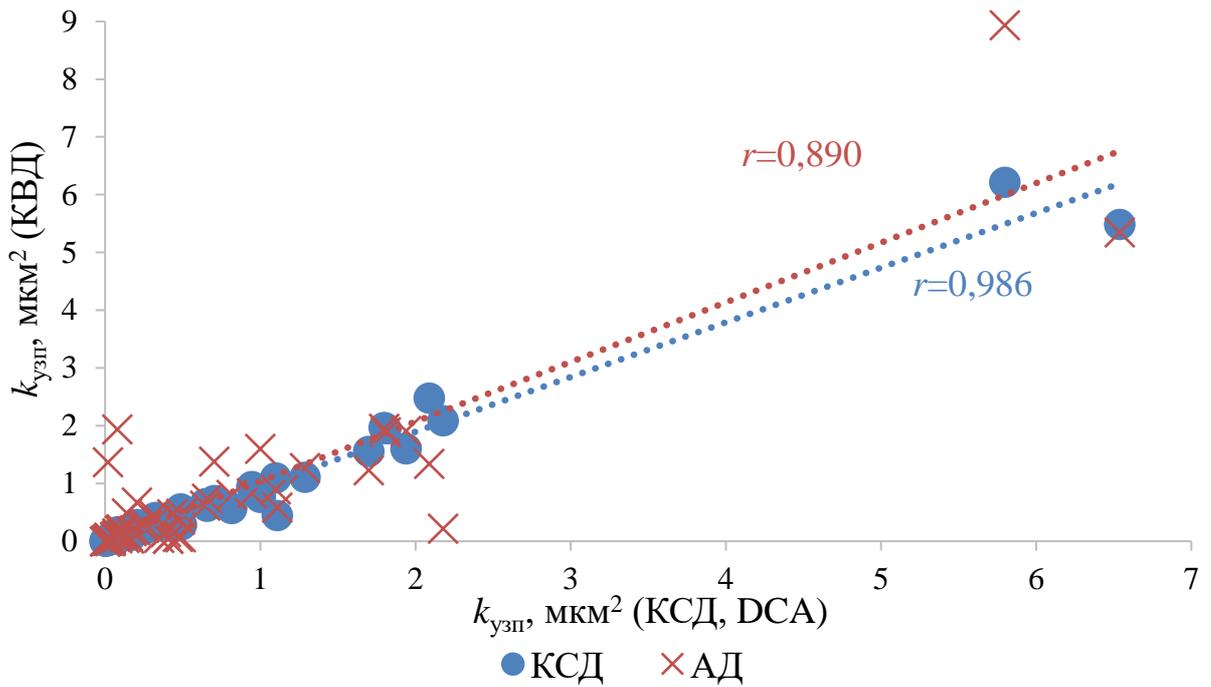


Рисунок 1.6 – Зависимость проницаемости, полученной при обработке данных методом КВД, от проницаемости, полученной при интерпретации данных методами КСД и DCA (терригенные отложения)

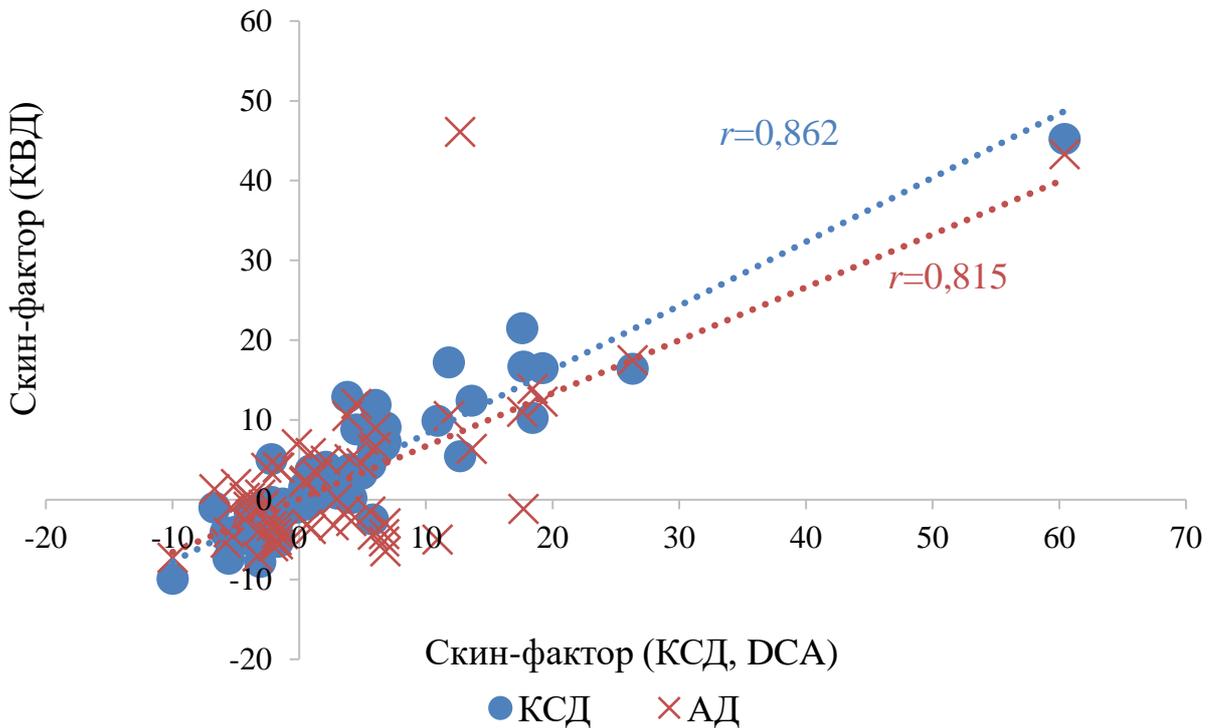


Рисунок 1.7 – Зависимость скин-фактора, полученного при обработке данных методом КВД, от скин-фактора, полученного при интерпретации данных методами КСД и DCA (терригенные отложения)

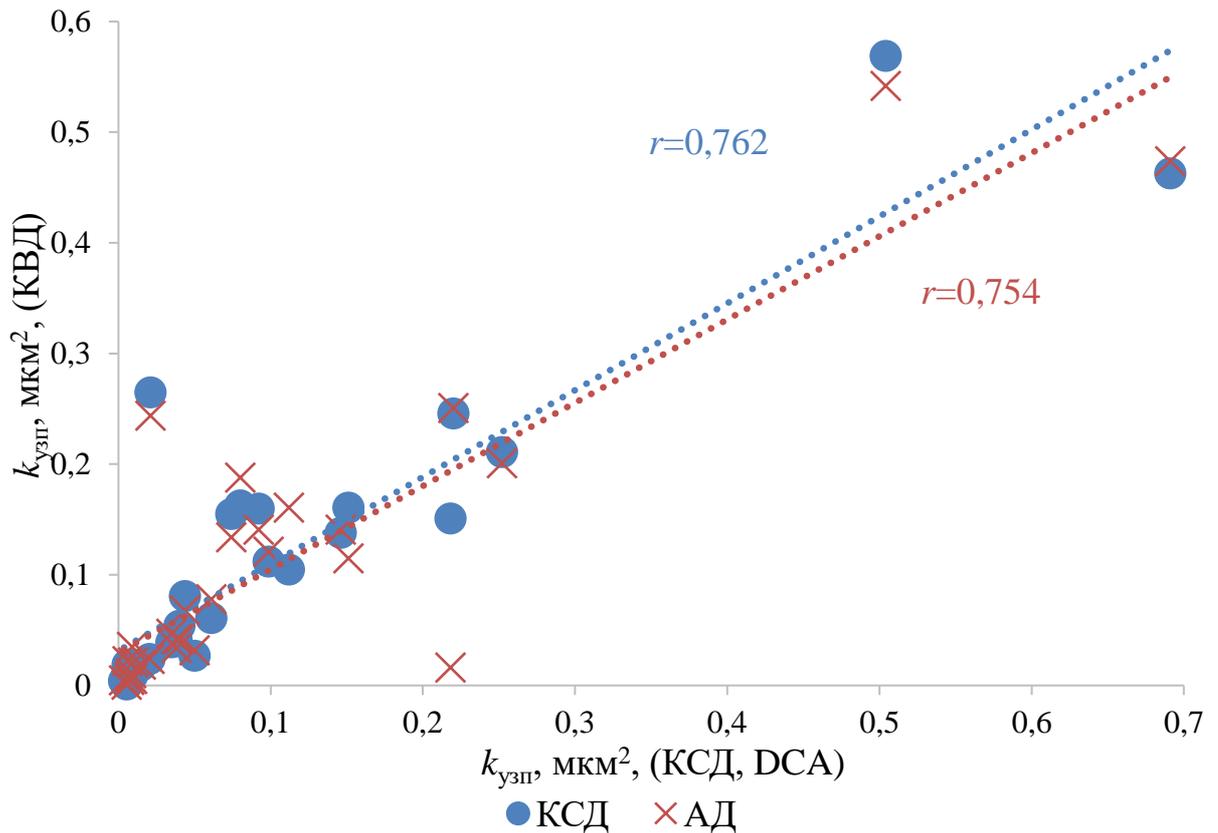


Рисунок 1.8 – Зависимость проницаемости, полученной при обработке данных методом КВД, от проницаемости, полученной при интерпретации данных методами КСД и DCA (карбонатные отложения)

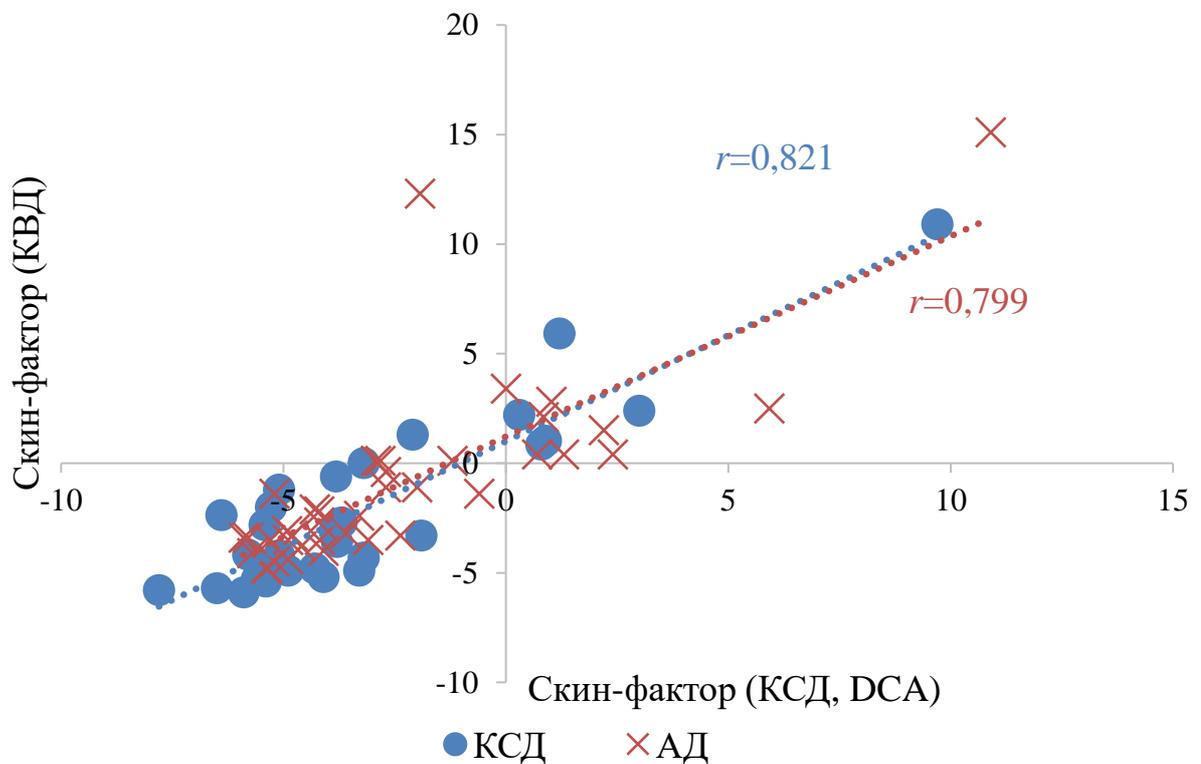


Рисунок 1.9 – Зависимость скин-фактора, полученного при обработке данных методом КВД, от скин-фактора, полученного при интерпретации данных методами КСД и DCA (карбонатные отложения)

Таблица 1.4 – Коэффициенты корреляции между анализируемыми параметрами

Продуктивные отложения	КВД ($k_{узн}$)		КВД (Скин-фактор)	
	КСД	DCA	КСД	DCA
Терригенные	0,986	0,890	0,862	0,815
Карбонатные	0,762	0,754	0,821	0,799

Результат сравнительного анализа рассматриваемых параметров (проницаемости и скин-фактора) показал удовлетворительную степень их сходимости.

Но стоит отметить, что поскольку все три метода (КВД, КСД и DCA) по своей сути являются косвенными, сравнение их результатов не позволит дать однозначного заключения об их достоверности. В связи с этим предлагается новый подход, основанный на использовании сравниваемых результатов (значений коэффициентов проницаемости и скин-фактора) и построении уравнений множественной регрессии прогноза дебитов. Значения дебитов, рассчитанные с использованием построенных математических моделей, будут сравниваться с фактическими измеренными значениями.

1.2. Построение и исследование многомерных статистических моделей зависимости дебита жидкости от фильтрационных параметров пластовых систем

1.2.1. Построение многомерных статистических моделей для терригенных объектов

В качестве объектов исследования использованы данные по терригенным визейским (Тл-Бб-Мл) отложениям нефтяных месторождений Пермского края. Значения анализируемых показателей, полученных при интерпретации данных методов КВД, КСД и DCA, представлены в таблицах 1.5, 1.6 и 1.7.

Таблица 1.5 – Значения показателей, полученных при интерпретации данных методом КВД

№ п/п	Месторождение	Скв.№	$P_{заб}$, МПа	$k_{узн}$, МКМ ²	S
1	Шумовское	7	12,19	–	–
2	Андреевское	39	7,5	0,03	–5,8
3	Кудрявцевское	40	6,04	0,408	6,7
			2,8	0,408	6,7
4	Кудрявцевское	59	1,7	0,02	–0,2
5	Андреевское	59	8,52	–	–
			9,37		
6	Полазненское	60	2,5	0,489	6,8
7	Шумовское	80	6,61	0,079	4,1
8	Кустовское	97	6,04	0,0806	0,4
9	Красноярско-Куединское	99	2	0,435	0,9
10	Москудьинское	133	5,62	0,207	–3,9
			3	0,142	–3,1
			2,4	0,492	–6,7
11	Андреевское	165	4,7	0,35	10,9
12	Шагиртско-Гожанское	179	2,2	0,019	1,4
13	Аптугайское	201	5,7	0,172	26,3
			5,7	0,116	18,4
14	Баклановское	205	4,1	0,149	3,98
15	Моховское	207	2,2	0,006	–1,3
16	Падунское	224	8,2	6,54	–1,8
17	Москудьинское	246	9,15	0,647	–4
18	Батырбайское	250	8,3	0,0645	11,8
19	Москудьинское	283	5,9	0,315	–1,7
20	Шагиртско-Гожанское	287	3	0,03	17,6
			3,1	0,03	19,2
21	Шагиртско-Гожанское	291	6,64	0,266	60,4
22	Чураковское	307	5,49	0,011	–2,07
23	Чернушинское	335	2,68	1,11	–5,58
24	Красноярско-Куединское	348	1,05	0,325	–2,8
25	Москудьинское	364	2,4	1,1	5,8
26	Шагиртско-Гожанское	366	5,1	1,8	2,1
			5,7	1,94	2,98
27	Гондыревское	366	4,1	0,091	1,1
28	Шумовское	408	9	0,081	–3,1
29	Опалихинское	435	7,2	0,195	–1,8
30	Гондыревское	450	5,7	0,704	17,7
31	Гондыревское	457	1,18	0,039	0,62
32	Баклановское	511	6	2,18	6,04
33	Москудьинское	514	4,51	1,29	13,6
34	Одиновское	529	6,3	5,8	–9,99

№ п/п	Месторождение	Скв.№	$P_{\text{заб}}$, МПа	$k_{\text{узп}}$, мкм ²	S
35	Судановское	540	3,49	0,658	0,9
36	Кокуйское	563	3,5	0,0368	2,7
37	Судановское	621	7,6	2,09	3,8
38	Красноярско-Куединское	810	2,13	0,253	3,8
39	Москудьинское	877	1,9	0,125	6
40	Москудьинское	904	2,9	0,021	-3,84
41	Москудьинское	911	5,1	0,948	-1,7
42	Батырбайское	917	2	0,029	-5,4
43	Шагиртско-Гожанское	925	2,02	0,155	-4,3
44	Москудьинское	969	3,1	1,0	12,7
45	Змеевское	978	3,1	0,112	-1,3
46	Москудьинское	998	2,6	0,098	-2,4
47	Шагиртско-Гожанское	1039	2,4	0,037	4,5
48	Шагиртско-Гожанское	1127	3,4	0,483	5,6
49	Шагиртско-Гожанское	1182			
50	Шагиртско-Гожанское	1183	3,5	1,81	4,92
51	Москудьинское	1292	4,05	0,394	5,8
52	Красноярско-Куединское	1500	3,03	0,210	0,2
53	Москудьинское	1508	5,4	1,7	0,46
54	Красноярско-Куединское	1519	2,43	0,816	-2,17
55	Кокуйское	2025	3,95 3,2	0,002 0,0017	-4 -3
56	Шагиртско-Гожанское	2030	3,5	0,47	6,8
57	Кокуйское	2049	3,3 3,3	0,014 0,007	-2,2 -2,2
58	Кокуйское	2201	4,66	0,078	-5
59	Павловское	2329	0,045	0,0147	-3,3
60	Москудьинское	9237	1,7 1,6 2,42	0,107 0,105 0,0976	-2,6 -1,6 -1,7

Таблица 1.6 – Значения показателей, полученных при интерпретации данных методом КСД

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$P_{\text{заб}}$, МПа	$k_{\text{узп}}$, мкм ²	S
1	Шумовское	7	12,05	0,078	1,2
2	Андреевское	39	7,6	0,035	-4,1
3	Кудрявцевское	40	6 2,8	0,409 0,409	7,2 6,8
4	Кудрявцевское	59	1,7	0,0203	-1,02
5	Андреевское	59	8,5 9,3	0,021 0,025	-2,2 -2,5

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$P_{\text{заб}}$, МПа	$k_{\text{узп}}$, МКМ ²	S
6	Полазненское	60	2,8	0,563	7,3
7	Шумовское	80	6,5	0,043	0,2
8	Кустовское	97	6,08	0,163	1,58
9	Красноярско-Куединское	99	2,1	0,351	0,3
10	Москудьянское	133	5,3	0,29	-1,7
			2,6	0,18	-7,8
			2,3	0,287	-1
11	Андреевское	165	4,7	0,346	9,9
12	Шагиртско-Гожанское	179	3,1	0,02	0,37
13	Аптугайское	201	5,6	0,105	16,4
			5,7	0,094	10,26
14	Баклановское	205	3,8	0,146	3,8
15	Моховское	207	2,2	0,008	-0,5
16	Падунское	224	8,1	5,49	-3,3
17	Москудьянское	246	9,1	0,651	-3,2
18	Батырбайское	250	8,3	0,073	17,2
19	Москудьянское	283	5,9	0,324	-5,3
20	Шагиртско-Гожанское	287	2,9	0,033	21,5
			3	0,028	16,5
21	Шагиртско-Гожанское	291	6,5	0,251	45,2
22	Чураковское	307	5,45	0,016	-2,2
23	Чернушинское	335	2,28	0,444	-7,42
24	Красноярско-Куединское	348	0,9	0,412	-0,9
25	Москудьянское	364	2,4	1,1	6,2
26	Шагиртско-Гожанское	366	2,7	1,97	4,11
			5,6	1,6	0,77
27	Гондыревское	366	4,01	0,008	5,2
28	Шумовское	408	9,2	0,089	-2,8
29	Опалихинское	435	7,2	0,199	-4,7
30	Гондыревское	450	5,7	0,705	16,7
31	Гондыревское	457	1,18	0,071	-0,62
32	Баклановское	511	6	2,088	9,2
33	Москудьянское	514	4,34	1,11	12,4
34	Одиновское	529	6,8	6,22	-9,91
35	Судановское	540	3,54	0,609	3,7
36	Кокуйское	563	2,9	0,0406	3,4
37	Судановское	621	7,6	2,48	2,4
38	Красноярско-Куединское	810	2,13	0,209	12,9
39	Москудьянское	877	1,7	0,126	11,9
40	Москудьянское	904	2,2	0,02	-3,45

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$P_{заб}$, МПа	$k_{узп}$, мкм ²	S
41	Москудынское	911	5,4	0,952	-1,3
42	Батырбайское	917	2	0,028	-5,5
43	Шагиртско-Гожанское	925	2,02	0,145	-4,5
44	Москудынское	969	2,8	0,76	5,43
45	Змеевское	978	11,5	0,319	-8,63
46	Москудынское	998	2,3	1,27	1,3
47	Шагиртско-Гожанское	1039	1,8	0,047	8,8
48	Шагиртско-Гожанское	1127	3,5	0,427	4,4
49	Шагиртско-Гожанское	1182	2,64	0,0316	4,21
50	Шагиртско-Гожанское	1183	3,5	1,95	3,25
51	Москудынское	1292	2,98	0,284	-2,5
52	Красноярско-Куединское	1500	2,9	0,847	7,72
53	Москудынское	1508	5,4	1,56	0,26
54	Красноярско-Куединское	1519	2,34	0,567	-5,2
55	Кокуйское	2025	4,02	0,0017	-5
			3,4	0,0015	-4,2
56	Шагиртско-Гожанское	2030	3,3	0,473	9,1
57	Кокуйское	2049	3	0,011	-0,3
			3	0,016	5,1
58	Кокуйское	2201	4,35	0,081	-4
59	Павловское	2329	0,045	0,018	-4,3
60	Москудынское	9237	1,7	0,134	-2,5
			1,7	0,112	-2,2
			2,2	0,098	-2,4

Таблица 1.7 – Значения показателей, полученных при интерпретации данных методом ДСА

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$P_{заб}$, МПа	$k_{узп}$, мкм ²	S
1	Шумовское	7	12,05	0,152	20,96
2	Андреевское	39	7,6	0,011	-5,42
3	Кудрявцевское	40	6	0,045	-5,24
			2,8	0,048	-4,32
4	Кудрявцевское	59	1,7	1,37	6,96
5	Андреевское	59	8,5	0,061	-4,9
			9,3	0,058	-4,5

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$P_{\text{заб}}$, МПа	$k_{\text{узп}}$, мкм ²	S
6	Полазненское	60	2,8	0,068	-2,97
7	Шумовское	80	6,5	0,053	-2,7
8	Кустовское	97	6,08	0,139	2,2
9	Красноярско-Куединское	99	2,1	0,47	5,83
10	Москудьинское	133	5,3	0,673	0,24
			2,6	0,485	0,63
			2,3	0,48	1,31
11	Андреевское	165	4,7	0,057	-5
12	Шагиртско-Гожанское	179	3,1	0,035	3,2
13	Аптугайское	201	5,6	0,173	17,5
			5,7	0,135	13,9
14	Баклановское	205	3,8	0,086	5,1
15	Моховское	207	2,2	0,002	-4,33
16	Падунское	224	8,1	5,35	-5,1
17	Москудьинское	246	9,1	0,62	-2,92
18	Батырбайское	250	8,3	0,075	10,5
19	Москудьинское	283	5,9	0,459	-3,27
20	Шагиртско-Гожанское	287	2,9	0,027	11
			3	0,028	12,3
21	Шагиртско-Гожанское	291	6,5	0,288	43,3
22	Чураковское	307	5,45	0,017	-5,84
23	Чернушинское	335	2,28	0,583	-4,08
24	Красноярско-Куединское	348	0,9	0,364	-0,63
25	Москудьинское	364	2,4	0,898	6,3
26	Шагиртско-Гожанское	366	2,7	1,95	4,9
			5,6	1,91	0,1
27	Гондыревское	366	4,01	0,053	-1,62
28	Шумовское	408	9,2	1,941	-3,75
29	Опалихинское	435	7,2	0,191	-4,2
30	Гондыревское	450	5,7	1,38	-1,17
31	Гондыревское	457	1,18	0,014	-3,08
32	Баклановское	511	6	0,22	6,6
33	Москудьинское	514	4,34	1,27	6,35
34	Одиновское	529	6,8	8,94	-7,27
35	Судановское	540	3,54	0,741	-3,7
36	Кокуйское	563	2,9	0,004	-3,2
37	Судановское	621	7,6	1,34	-1,3
38	Красноярско-Куединское	810	2,13	0,234	10,5
39	Москудьинское	877	1,7	0,057	8,96

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$P_{\text{заб}}$, МПа	$k_{\text{узп}}$, мкм ²	S
40	Москудьинское	904	2,2	0,014	-1,9
41	Москудьинское	911	5,4	0,835	-5,6
42	Батырбайское	917	2	0,066	-1,02
43	Шагиртско-Гожанское	925	2,02	0,125	-2,2
44	Москудьинское	969	2,8	1,6	46,1
45	Змеевское	978	11,5	0,864	6,25
46	Москудьинское	998	2,3	1,03	12,2
47	Шагиртско-Гожанское	1039	1,8	0,044	12
48	Шагиртско-Гожанское	1127	3,5	0,375	-1,5
49	Шагиртско-Гожанское	1182	2,64	0,0375	1,2
50	Шагиртско-Гожанское	1183	3,5	1,89	4,58
51	Москудьинское	1292	2,98	0,158	-4,42
52	Красноярско-Куединское	1500	2,9	1,95	15,7
53	Москудьинское	1508	5,4	1,23	2,4
54	Красноярско-Куединское	1519	2,34	0,807	-3,3
55	Кокуйское	2025	4,02	0,0009	-0,9
			3,4	0,001	-1
56	Шагиртско-Гожанское	2030	3,3	0,074	-6,48
57	Кокуйское	2049	3	0,01	-1,5
			3	0,012	-2,3
58	Кокуйское	2201	4,35	0,1	1,95
59	Павловское	2329	0,045	0,02	-7,1
60	Москудьинское	9237	1,7	0,207	4,02
			1,7	0,205	4
			2,2	0,188	4,05

По данным таблиц 1.5, 1.6 и 1.7 вычислены основные статистические характеристики фильтрационных параметров, определенных различными методами исследования [122]. Различие в средних значениях оценивается по критерию t (таблица 1.8).

Таблица 1.8 – Сравнение средних значений фильтрационных показателей

Показатель	КВД	КСД	DCA	Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$\frac{4,39 \pm 2,43}{0,045-12,19}$	$\frac{4,31 \pm 2,56}{0,045-12,05}$		$\frac{0,194173}{0,846332}$
	$\frac{4,39 \pm 2,43}{0,045-15,4}$		$\frac{4,31 \pm 2,56}{0,045-17,1}$	$\frac{0,194173}{0,846332}$
		$\frac{4,31 \pm 2,56}{0,045-12,05}$	$\frac{4,31 \pm 2,56}{0,045-17,1}$	$\frac{0,000000}{1,000000}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	$\frac{0,627 \pm 1,165}{0,0017-6,540}$	$\frac{0,564 \pm 1,067}{0,0015-6,220}$		$\frac{0,324533}{0,745911}$
	$\frac{0,627 \pm 1,165}{0,0017-6,540}$		$\frac{0,638 \pm 1,292}{0,0015-6,220}$	$\frac{-0,05133}{0,958979}$
		$\frac{0,564 \pm 1,067}{0,0015-6,220}$	$\frac{0,638 \pm 1,292}{0,0015-6,220}$	$\frac{-0,370352}{0,711680}$
Скин-фактор (S)	$\frac{3,26 \pm 10,25}{-9,9-60,4}$	$\frac{2,63 \pm 8,52}{-9,91-45,2}$		$\frac{0,389357}{0,699115}$
	$\frac{3,26 \pm 10,25}{-9,9-60,4}$		$\frac{2,61 \pm 9,65}{-9,91-45,2}$	$\frac{1,070071}{0,288771}$
		$\frac{2,63 \pm 8,52}{-9,91-45,2}$	$\frac{2,61 \pm 9,65}{-9,91-45,2}$	$\frac{0,011333}{0,990974}$

Примечание: * – в числителе – среднее значения показателя и стандартное отклонение в классе; в знаменателе – размах значений.

Анализ данных таблицы 1.8 показывает, что статистических различий между средними значениями не наблюдается. Комплексная оценка различий в значениях $k_{узп}$ и S выполнена с помощью использования пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА) [17]. В данном случае в качестве классификатора использованы параметры, определенные при обработке данных, полученных с помощью методов КВД, КСД и DCA. Для разработки данных моделей использовалась вся изучаемая выборка. Возможность построения линейной дискриминантной функции (ЛДФ) сводится к следующему: если обозначить через X_{ij} значения показателей с номером i в точке наблюдения с номером j , полученных для методов, то в результате может быть образована матрица W_1 порядка m и n_1 результатов наблюдений обработки данных, полученных по методу КВД (группа 1):

$$W_1 = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n_1} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2n_1} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1} & X_{m2} & \dots & X_{mn_1} \end{bmatrix}$$

Через X_{ij}^1 обозначены значения показателей при переменных с номером i в точке наблюдения с номером j , для параметров, полученных при обработке данных метода КСД (**группа 2**), получена матрица W_2 порядка m и n_2 :

$$W_2 = \begin{bmatrix} X_{11}^1 & X_{12}^1 & \dots & X_{1n_2}^1 \\ X_{21}^1 & X_{22}^1 & \dots & X_{2n_2}^1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1}^1 & X_{m2}^1 & \dots & X_{mn_2}^1 \end{bmatrix}$$

Через X_{ij}^2 обозначены значения показателей при переменных с номером i в точке наблюдения с номером j , для параметров, выявленных при обработке данных метода DCA (**группа 3**), получена матрица W_3 порядка m и n_2 :

$$W_3 = \begin{bmatrix} X_{11}^2 & X_{12}^2 & \dots & X_{1n_2}^2 \\ X_{21}^2 & X_{22}^2 & \dots & X_{2n_2}^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{m1}^2 & X_{m2}^2 & \dots & X_{mn_2}^2 \end{bmatrix},$$

где m – число показателей; n_1, n_2, n_3 – объем выборок.

Для построения ЛДФ составлены матрицы центрированных сумм квадратов и смешанных произведений, по ним вычислена выборочная матрица. Далее для определения коэффициентов линейных дискриминантных функций построены обратные выборочные ковариационные матрицы. Вычислены граничные значения дискриминантных функций, которые делят выборку на три подмножества. Надежность классификации вычислена с помощью критерия Пирсона – χ^2 . В результате реализации данного метода получены следующие линейные дискриминантные функции:

$$Z_1 = 0,06643S + 0,467807k_{\text{узп}} - 0,322791P_{\text{заб}} + 0,901$$

при $R = 0,054, \chi^2 = 0,721, p = 0,994021$.

$$Z_2 = -0,030834S + 0,745568k_{\text{узп}} - 0,68840P_{\text{заб}} - 0,660$$

при $R = 0,024, \chi^2 = 0,161, p = 0,943638$.

Значения χ^2 и p показывают, что построенные ЛДФ являются статистически не значимыми. По данным формулам вычислены значения Z_1 и Z_2 по изучаемым методам КВД, КСД и DCA. График зависимости значений Z_1 и Z_2 по анализируемым методам КВД, КСД и DCA представлен на рисунке 1.10.

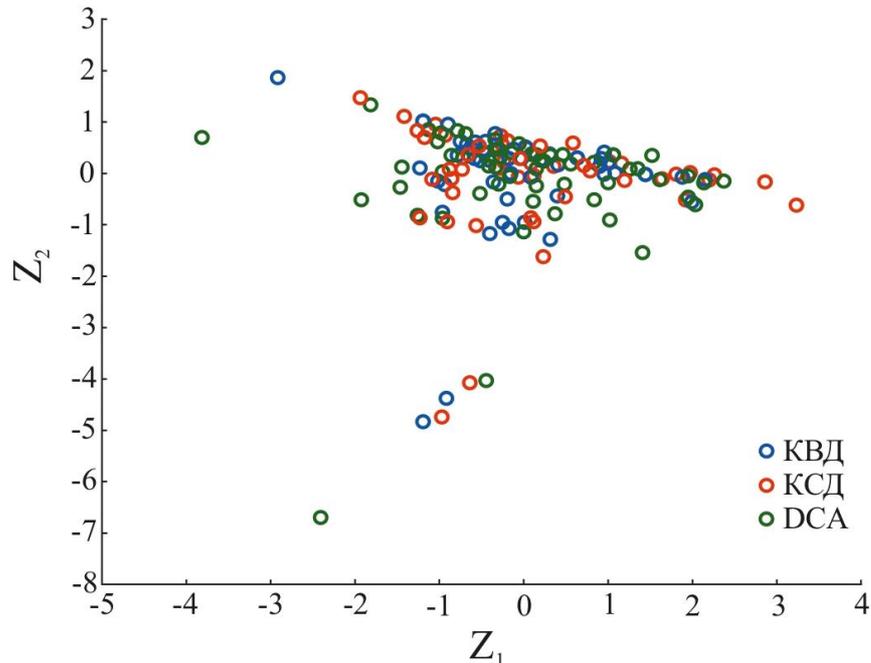


Рисунок 1.10 – Зависимость Z_1 и Z_2 от значений, полученных при обработке данных методами КВД, КСД и DCA

Анализ построенных распределений значений Z_1 и Z_2 показывает, что наблюдаются их значительные перекрытия по используемым методам КВД, КСД и DCA.

С помощью данной функции верно распознаются параметры, полученные при обработке данных: методом КВД – на 6,34 %; методом КСД – на 61,97 %; методом DCA – на 26,79 %; среднее распознавание составляет – 32,68 %. Средние многомерные значения по изучаемым классам представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Средние многомерные значения по изучаемым классам

Метод	Z_1	Z_2
КВД	0,902	0,926
КСД	0,912	0,985
DCA	0,946	0,985

Из показателей таблицы 1.9 установлено, что средние многомерные значения для изучаемых классов практически не различаются.

Влияние значений $k_{узп}$ и S на величину $Q_{ж}$ оценено с помощью коэффициентов корреляции (r). В таблице 1.10 представлены рассчитанные уравнения регрессии ($Q_{ж}$ от значений $k_{узп}$ и S).

Таблица 1.10 – Уравнения регрессии

Метод	Уравнение регрессии	r	p	Стандартная ошибка, м ³ /сут
КВД	$Q_{ж}^M = 29,336 + 6,90202k_{узп}^{КВД}$	0,256	$p < 0,04268$	30,608
	$Q_{ж}^M = 29,403 + 6,90212S^{КВД}$	0,413	$p < 0,00076$	28,832
КСД	$Q_{ж}^M = 30,303 + 7,89346k_{узп}^{КСД}$	0,270	$p < 0,02236$	30,164
	$Q_{ж}^M = 31,696 + 1,16341S^{КСД}$	0,318	$p < 0,00674$	29,701
ДСА	$Q_{ж}^M = 29,585 + 7,67884k_{узп}^{ДСА}$	0,318	$p < 0,00671$	29,698
	$Q_{ж}^M = 32,117 + 1,00997S^{ДСА}$	0,313	$p < 0,00776$	29,755

Анализ уравнений регрессии, значений r , p и стандартных ошибок линейных моделей показывает, что наилучшая модель получена при прогнозировании значений $Q_{ж}^M$, когда она построена по показателю S , определенного при обработке данных методом КВД. Все модели, построенные по параметрам, которые получены при обработке данных методом КВД, являются статистически значимыми. Все это свидетельствует о том, что построенные модели влияния показателей, определенных при обработке данных методами КВД, КСД и ДСА, несколько отличаются.

Поэтому выдвинута гипотеза о том, что эти значения в совокупности с геолого-физическими характеристиками пластов, которые будут приведены далее, могут дифференцированно влиять на формирование значений $Q_{ж}$. Все это позволяет считать, что многомерные модели для вычисления значений $Q_{ж}^M$ необходимо разрабатывать дифференцированно с учетом используемых методов исследования – КВД, КСД и ДСА.

Кроме параметров, полученных по результатам обработки данных методами КВД, КСД и ДСА, для построения моделей использованы следующие геолого-технологические показатели:

- пластовое давление ($P_{пл}$), МПа;
- забойное давление ($P_{заб}$), МПа;
- обводненность (W), %;
- коэффициент пористости ($K_{пор}$), %;
- эффективная нефтенасыщенная толщина пласта (h), м;
- вязкость нефти (μ_n), мПа · с;
- объемный коэффициент нефти (b);
- полная сжимаемость системы (β_c), $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$;
- газовый фактор (Γ_ϕ), $\text{м}^3/\text{м}^3$;
- глубина залегания объекта ($H_{пл}$), м.

В качестве зависимого признака выступает – $Q_{ж}$, а в качестве независимых факторов – значения $P_{пл}$, $P_{заб}$, W , $K_{пор}$, h , μ_n , b , β_c , Γ_ϕ , $H_{пл}$ и $k_{узп}$, S с учетом методов их определения. Для построения многомерных моделей по нескольким вариантам использован пошаговый регрессионный анализ (ПРА).

Первый вариант – модели дебита строятся с учетом всех геолого-технологических показателей и значений, которые получены при обработке данных методами КВД, КСД и ДСА.

По первому варианту с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом КВД, прогнозные значения $Q_{ж}$ можно вычислить по следующей разработанной многомерной модели:

$$Q_{ж}^{M-КВД} = 25,111 + 0,49297W + 7,63712k_{узп} + 0,46862S + 1,05483h \\ - 0,01913H_{пл} - 0,13883\mu_n - 0,01395\Gamma_\phi$$

при $R = 0,766$, $p < 0,000001$, стандартная ошибка – $21,42 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменяются следующим образом: 0,676; 0,709; 0,736; 0,746; 0,754; 0,761; 0,766 (далее по тексту данное предложение будет фигурировать в упрощенной форме: «Значения коэффициентов R изменяются»).

На первом шаге формирования модели использован показатель W , далее два показателя, которые определены при обработке данных методом КВД: $k_{узп}$ и S .

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{ж}^{М-КВД}$, которые представлены в таблице 1.11. По значениям $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{М-КВД}$ построено поле корреляции, приведенное на рисунке 1.11.

Таблица 1.11 – Фактические и модельные значения $Q_{ж}$ для терригенных отложений с учетом всех показателей и дифференцированно по параметрам, полученным при обработке данных методами КВД, КСД, ДСА

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-КВД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-КСД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-ДСА}$, м ³ /сут
1	Шумовское	7	41,4		46,82415	52,56317
2	Андреевское	39	19,2	14,24813	19,55636	20,09617
3	Кудрявцевское	40	24,7	49,08435	54,60414	45,76119
			25,8	48,09842	53,21488	44,86955
4	Кудрявцевское	59	76,3	44,06959	48,5597	62,14866
5	Андреевское	59	30		21,1255	19,60147
			31,5		21,7389	20,42094
6	Полазненское	60	15,6	47,10566	53,70418	45,08236
7	Шумовское	80	31,1	47,86074	47,71458	45,27529
8	Кустовское	97	11	-10,2517	-11,6594	-10,7159
9	Красноярско-Куединское	99	9,7	10,12165	9,779062	11,57535
10	Москудьинское	133	43	44,48563	38,11926	39,4542
			31,9	43,87115	34,41822	37,39093
			32,3	48,40648	42,20977	42,14939
11	Андреевское	165	38,5	43,95307	47,11073	39,72226
12	Шагиртско-Гожанское	179	6,1	-4,09577	-1,51186	0,174308
13	Аптугайское	201	63,9	60,60205	52,88809	53,68227
			64,9	56,62019	50,81001	52,2
14	Баклановское	205	22	28,69505	29,86975	34,46776
15	Моховское	207	1,8	4,938277	4,424944	2,185939
16	Падунское	224	72,3	85,53051	85,84609	81,59688
17	Москудьинское	246	75,3	45,01791	54,01756	52,36216
18	Батырбайское	250	21,9	55,23656	45,37793	42,15944
19	Москудьинское	283	39,8	49,16936	48,13782	48,19954
20	Шагиртско-Гожанское	287	53,5	69,35316	67,21173	64,30328
			49,2	67,88459	62,59286	61,9595
21	Шагиртско-Гожанское	291	93,2	82,84959	73,78434	74,35774
22	Чураковское	307	6	17,08553	18,57852	18,2294

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{ж}^{\text{М-КВД}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{ж}^{\text{М-КСД}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{ж}^{\text{М-ДСА}}, \text{ м}^3/\text{сут}$
23	Чернушинское	335	20,4	21,99572	14,09626	18,28164
24	Красноярско-Куединское	348	24	23,26913	25,36021	24,06089
25	Москудьинское	364	105	56,33026	62,63174	61,84755
26	Шагиртско-Гожанское	366	37,8	46,4187	53,62873	50,79018
			32,2	50,513	52,66517	51,99649
27	Гондыревское	366	7		11,14137	8,084345
28	Шумовское	408	70	36,90895	38,32704	51,3653
29	Опалихинское	435	49,9	39,63271	50,81242	49,03255
30	Гондыревское	450	122,6	65,86366	65,60336	63,4679
31	Гондыревское	457	12,9	33,95504	36,94853	36,12914
32	Баклановское	511	20,5	47,5647	51,42085	37,60277
33	Москудьинское	514	57,3	59,89467	64,50819	62,42501
34	Одиновское	529	42,8	35,81231	39,424	61,45424
35	Судановское	540	9,3	13,7423	10,29242	7,272123
36	Кокуйское	563	6	19,1378	23,65418	20,85776
37	Судановское	621	15,6	27,18198	27,68749	15,53704
38	Красноярско-Куединское	810	11,5	18,76305	19,42925	19,36348
39	Москудьинское	877	11	-0,38433	0,472093	-1,55901
40	Москудьинское	904	9,6	29,14396	38,02639	38,80688
41	Москудьинское	911	9	23,44733	25,84116	20,49523
42	Батырбайское	917	66	53,03996	61,71718	67,19134
43	Шагиртско-Гожанское	925	5,3	5,553648	-0,73138	-1,52714
44	Москудьинское	969	35,7	53,54712	52,99352	73,7408
45	Змеевское	978	39,6		38,05535	46,67296
46	Москудьинское	998	102		74,98376	77,3585
47	Шагиртско-Гожанское	1039	55,3	54,98716	54,85636	55,00497
48	Шагиртско-Гожанское	1127	87,8	66,00161	68,58093	67,2084
49	Шагиртско-Гожанское	1182	28		43,52906	42,6443
50	Шагиртско-Гожанское	1183	137,6	59,3564	63,44023	63,25587
51	Москудьинское	1292	10,5	27,99389	24,51175	20,94191
52	Красноярско-Куединское	1500	67,5		58,66814	71,01571
53	Москудьинское	1508	53,8	48,21839	52,69482	47,80916
54	Красноярско-Куединское	1519	17,6	14,76598	11,23687	12,46139
55	Кокуйское	2025	2,9	3,49262	-3,34345	-1,32315
			3,8	3,958946	13,98183	17,61289

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$Q_{ж}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{ж}^{M-KBД}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{ж}^{M-KCД}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{ж}^{M-DCA}, \text{ м}^3/\text{сут}$
56	Шагиртско-Гожанское	2030	9,6	27,60297	26,87883	17,83608
57	Кокуйское	2049	1,7	0,671084	5,935362	5,305524
			1,8	1,307777	8,761947	5,905488
58	Кокуйское	2201	8,4	-1,26533	-12,3271	-11,4324
59	Павловское	2329	13	11,50377	-0,56911	-4,01204
60	Москудьянское	9237	6	1,583796	3,967453	4,833024
			4,1	-5,99821	-6,27839	-5,48057
			3,7	-4,45268	-4,56263	1,597116

Анализ данного корреляционного поля показывает, что оно состоит из двух подполей, границу между которыми можно условно провести по $Q_{ж} = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$. При $Q_{ж} < 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ значения $Q_{ж}^{M-KBД}$ значительно больше $Q_{ж}^{KBД}$ при наличии достаточно тесной корреляции между ними. При $Q_{ж} > 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ не наблюдается значительного превышения значений $Q_{ж}^{M-KBД}$ над $Q_{ж}^{KBД}$, при этом корреляционная связь между ними не ослабляется.

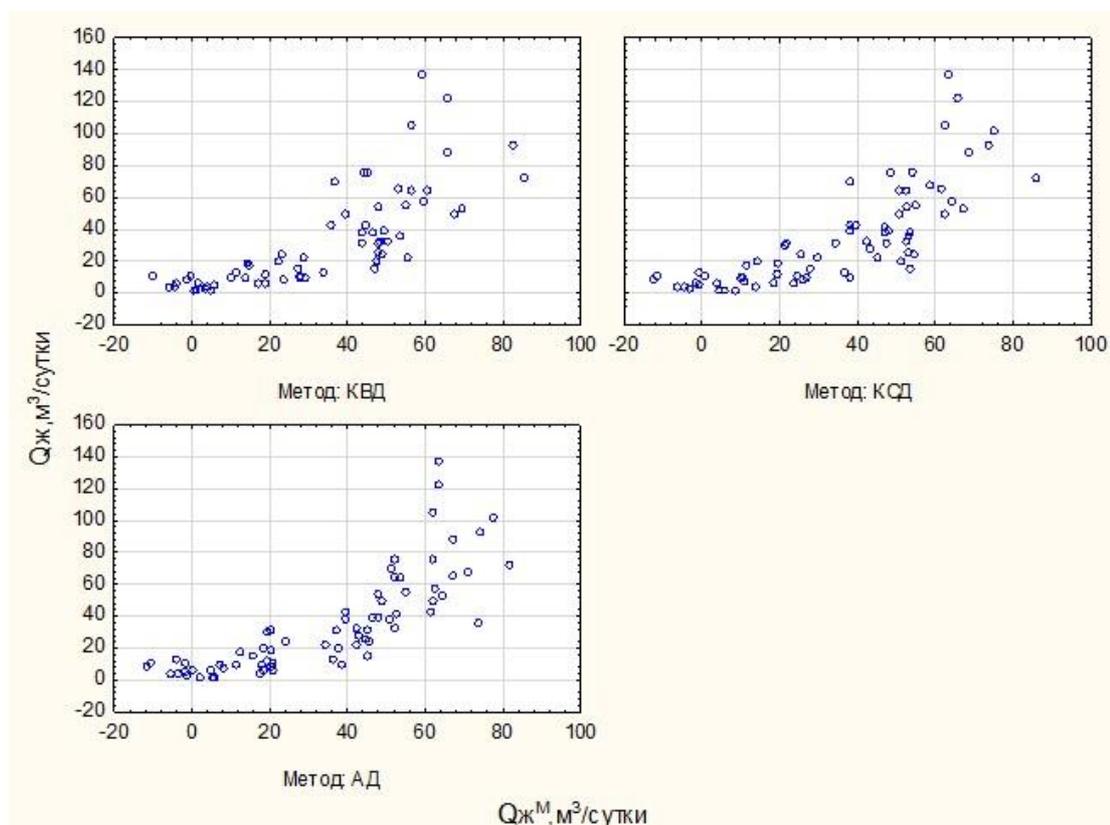


Рисунок 1.11 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{M-KBД}$ дифференцированно в зависимости от значений, полученных при обработке данных методов KBД, KCД и DCA(AД)

По первому варианту с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом КСД, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}$ можно вычислить по следующей разработанной многомерной модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}} = -9,098 + 0,62383W + 8,34479k_{\text{узп}} + 0,35398S + 2,45694\beta_c + 1,09238h - 0,01877H_{\text{пл}} - 0,01952\Gamma_{\text{ф}} - 0,11460\mu_{\text{н}}$$

при $R = 0,779, p < 0,000001$, стандартная ошибка – 20,41 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,674; 0,719; 0,736; 0,745; 0,757; 0,767; 0,774; 0,779.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}}$, которые приведены в таблице 1.11. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.11. Анализ данного корреляционного поля показывает, что оно состоит также из двух подполей: первое подполе при $Q_{\text{ж}} < 30$ м³/сут, здесь значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}}$ значительно больше $Q_{\text{ж}}^{\text{КСД}}$, при наличии тесной корреляции; второе подполе – при $Q_{\text{ж}} > 30$ м³/сут не наблюдается значительного превышения значений $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}}$ над $Q_{\text{ж}}^{\text{КСД}}$, и корреляция между ними не ослабляется.

По первому варианту с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом ДСА, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}$ можно вычислить по следующей разработанной многомерной модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М-ДСА}} = -15,068 + 0,6312W + 8,3966k_{\text{узп}} + 0,3757S + 2,7350\beta_c + 1,3071h - 0,0182H_{\text{пл}} - 0,1395\mu_{\text{н}} - 0,0160\Gamma_{\text{ф}}$$

при $R = 0,804, p < 0,000001$, стандартная ошибка – 19,64 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,674; 0,737; 0,754; 0,766; 0,783; 0,791; 0,796; 804.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-ДСА}}$, которые приведены в таблице 1.11. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-ДСА}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.11 и состоящее из двух подполей: первое подполе при $Q_{\text{ж}} < 30$ м³/сут, здесь значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-ДСА}}$ значительно меньше $Q_{\text{ж}}^{\text{ДСА}}$; второе подполе при $Q_{\text{ж}} > 30$ м³/сут характеризуется другим видом соотношений значений $Q_{\text{ж}}^{\text{М-ДСА}}$ над $Q_{\text{ж}}^{\text{ДСА}}$.

Анализ построенных многомерных моделей показывает, что наиболее сильная статистическая модель получена при использовании показателей, полученных при обработке данных методом DCA. Особенно стоит отметить, что максимальный вклад в формирование всех вышеприведенных моделей оказывает показатель W , который во всех случаях использован на первом шаге. Значения коэффициента R на данном шаге для всех трех моделей достаточно близки: 0,676; 0,674; 0,674. Однако нужно отметить, что коэффициент при показателе W имеет максимальное значение в модели, построенной с использованием данных $k_{узп}$ и S , вычисленных при обработке данных методом DCA.

Кроме этого, отмечено, что соотношения значений между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{M-KВД}$, $Q_{ж}^{M-KСД}$ и $Q_{ж}^{M-DCA}$ во всех трех вариантах по виду аналогичны (рисунок 1.11). Все это свидетельствует о том, что для более детального изучения влияния значений, полученных при обработке данных методами КВД, КСД и DCA, построены многомерные модели с целью изучения влияния на величину $Q_{ж}$ показателей $k_{узп}$ и S для изучаемых вариантов без использования величины W . Это обусловлено тем, что показатели $k_{узп}$ и S включались в построение многомерных моделей на втором и третьем шагах их формирования. При формировании этих моделей значения R на втором шаге составляют: 0,709; 0,719; 0,737; на третьем шаге 0,736; 0,736; 0,754. Это свидетельствует о том, что значения $Q_{ж}^M$ изменяются более значительно, чем на первом шаге формирования моделей, когда использовался показатель W . Сравнение моделей, построенных с учетом параметров, полученных при обработке данных методами КВД, КСД и DCA, показывает, что после третьего шага в их построениях происходят некоторые перестановки использования других показателей, но в основном, используются эти показатели.

Поэтому на следующем этапе исследования влияния показателей $k_{узп}$ и S на величину $Q_{ж}$ построены модели без использования показателя – W . По мнению автора, это позволит более контрастно оценить влияние $k_{узп}$ и S на величину $Q_{ж}$.

По второму варианту, используя значения, полученные при обработке данных методом КВД, прогнозные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-}W}$ можно вычислить по следующей зависимости:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-}W} = 151,568 - 122,170b + 0,928S + 7,343k_{\text{узп}} + 1,742h \\ + 1,733P_{\text{пл}} - 0,017H_{\text{пл}}$$

при $R = 0,660, p < 0,00001$, стандартная ошибка – 24,81 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,428; 0,537; 0,579; 0,637; 0,648; 0,660.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-}W}$, которые приведены в таблице 1.12. По значениям $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-}W}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.12.

Таблица 1.12 – Фактические и модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-}W}$ для терригенных отложений с учетом параметров, полученных при обработке данных методами КВД, КСД и ДСА, без использования параметра W

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$Q_{\text{Ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-}W}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КСД-}W}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{М-ДСА-}W}$, м ³ /сут
1	Шумовское	7	41,4		41,40489	52,32597
2	Андреевское	39	19,2	22,48444	35,68939	37,05190
3	Кудрявцевское	40	24,7	41,27570	41,03788	27,54228
			25,8	39,19608	34,30407	21,72484
4	Кудрявцевское	59	76,3	34,66548	31,13628	46,59518
5	Андреевское	59	30	–	20,05233	17,76225
			31,5		21,42570	19,60575
6	Полазненское	60	15,6	20,89700	17,31937	5,41589
7	Шумовское	80	31,1	38,01837	37,63131	34,87129
8	Кустовское	97	11	12,91596	31,25497	31,46135
9	Красноярско- Куединское	99	9,7	13,70371	15,25080	18,27192
10	Москудыинское	133	43	48,81910	50,87153	56,80788
			31,9	44,83859	39,40616	50,19441
			32,3	43,89320	45,45279	49,99162
11	Андреевское	165	38,5	22,15511	37,09543	23,97620
12	Шагиртско- Гожанское	179	6,1	11,71113	18,31814	20,82661
13	Аптугайское	201	63,9	58,18337	50,33319	47,67334
			64,9	48,87862	45,20458	45,26215
14	Баклановское	205	22	25,61299	29,02912	28,65308
15	Моховское	207	1,8	13,42058	10,11205	7,98793

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-KBD-W}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-KCD-W}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-DCA-W}$, м ³ /сут
16	Падунское	224	72,3	74,23864	70,49578	65,23861
17	Москудьинское	246	75,3	37,48736	46,25679	46,46459
18	Батырбайское	250	21,9	43,90701	60,03850	52,03968
19	Москудьинское	283	39,8	44,66566	41,50612	45,48707
20	Шагиртско- Гожанское	287	53,5	71,14285	69,55121	60,91361
			49,2	73,32139	65,44299	61,96077
21	Шагиртско- Гожанское	291	93,2	99,81317	86,99290	77,70163
22	Чураковское	307	6	10,16970	18,81330	20,24026
23	Чернушинское	335	20,4	8,99439	9,54457	14,35288
24	Красноярско- Куединское	348	24	12,43169	17,37339	16,71496
25	Москудьинское	364	105	62,64896	62,43393	61,80136
26	Шагиртско- Гожанское	366	37,8	45,25645	42,94491	40,59530
			32,2	47,27465	42,98017	43,02438
27	Гондыревское	366	7		29,56948	23,70104
28	Шумовское	408	70	28,46465	35,38468	47,78489
29	Опалихинское	435	49,9	37,07160	35,38334	35,61119
30	Гондыревское	450	122,6	47,78985	45,29607	34,40747
31	Гондыревское	457	12,9	35,19884	31,07322	30,16391
32	Баклановское	511	20,5	50,63398	63,79337	47,16397
33	Москудьинское	514	57,3	54,60036	54,29954	48,37244
34	Одиновское	529	42,8	55,07045	66,60348	87,93600
35	Судановское	540	9,3	19,83168	25,56152	19,67123
36	Кокуйское	563	6	15,24063	2,98677	-0,41774
37	Судановское	621	15,6	42,57224	51,64048	38,58643
38	Красноярско- Куединское	810	11,5	38,99712	46,72031	44,03480
39	Москудьинское	877	11	15,33485	25,21141	19,57985
40	Москудьинское	904	9,6	5,91963	15,39971	16,81477
41	Москудьинское	911	9	26,67446	32,97439	27,37602
42	Батырбайское	917	66	32,97350	37,37606	46,03629
43	Шагиртско- Гожанское	925	5,3	18,24438	24,70933	27,76088
44	Москудьинское	969	35,7	50,99248	42,14829	73,00328
45	Змеевское	978	39,6		37,36712	51,61498
46	Москудьинское	998	102		39,19077	42,97004
47	Шагиртско- Гожанское	1039	55,3	38,40265	37,85499	38,43909
48	Шагиртско- Гожанское	1127	87,8	57,34131	57,68001	55,10450
49	Шагиртско- Гожанское	1182	28	-	39,19275	36,53531
50	Шагиртско- Гожанское	1183	137,6	45,28217	44,95935	43,50114

№ п/п	Месторождение	Скв. №	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-KBД-W}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-KCД-W}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-DCA-W}$, м ³ /сут
51	Москудьинское	1292	10,5	39,79796	33,49956	31,49085
52	Красноярско-Куединское	1500	67,5	–	38,65253	50,50027
53	Москудьинское	1508	53,8	43,38583	46,02431	43,43368
54	Красноярско-Куединское	1519	17,6	14,53637	16,17418	19,10091
55	Кокуйское	2025	2,9	11,57309	-1,65409	6,18994
			3,8	9,65707	-2,21118	4,87967
56	Шагиртско-Гожанское	2030	9,6	39,55067	45,64953	30,49534
57	Кокуйское	2049	1,7	-3,88795	-0,70553	0,38711
			1,8	-3,93935	3,94395	-0,11358
58	Кокуйское	2201	8,4	2,55700	6,16305	11,53924
59	Павловское	2329	13	1,70035	4,21398	3,05586
60	Москудьинское	9237	6	25,12802	22,76134	26,63358
			4,1	25,17516	22,84466	26,60540
			3,7	27,10762	23,56274	27,51302

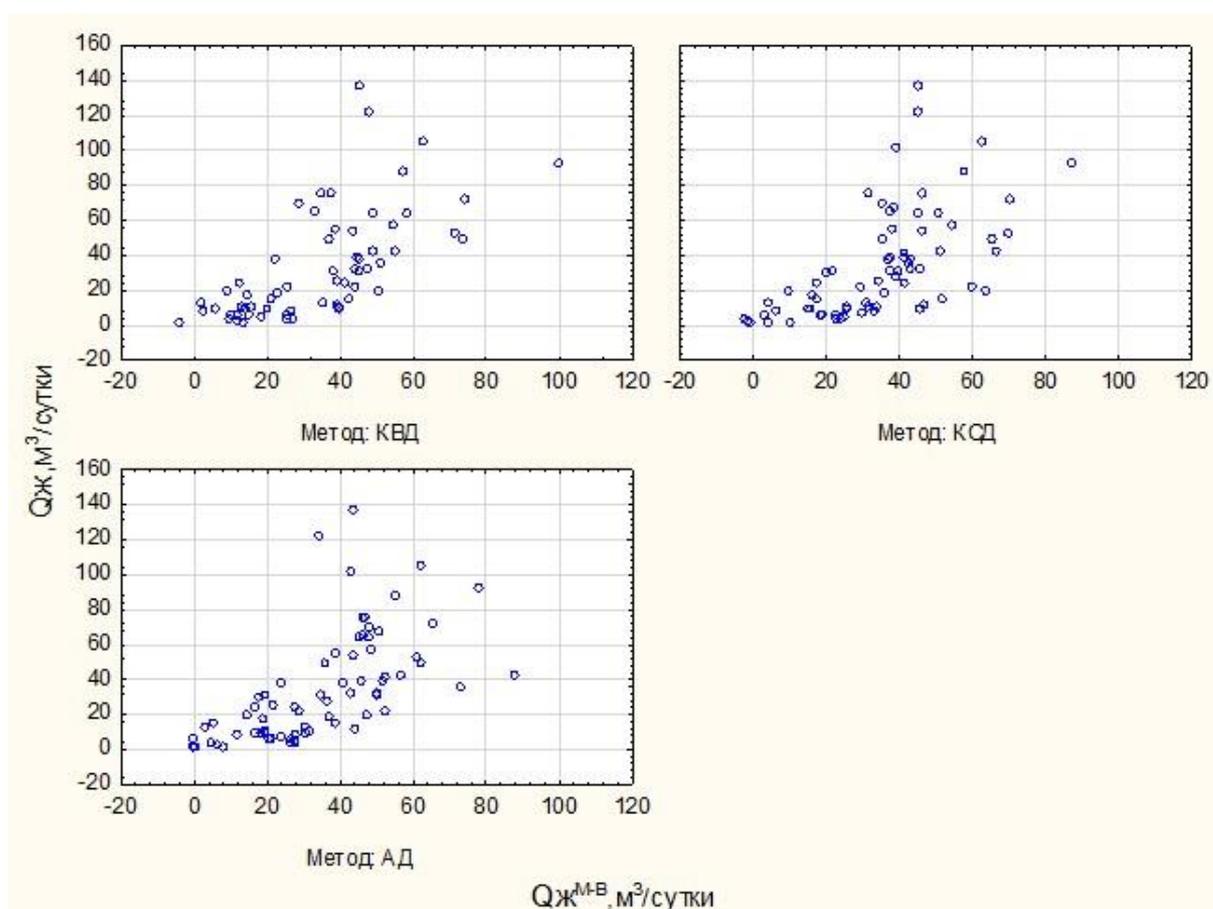


Рисунок 1.12 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{M-KBД-W}$ в зависимости от значений, полученных при обработке данных методами KBД, KCД и DCA(AД), без использования параметра W

Анализ данного корреляционного поля показывает, что оно отличается от такового, представленного на рисунке 1.12, тем, что в его пределах не наблюдается деления на подполя.

Отметим, что корреляция между W и $Q_{\text{ж}}$ в зависимости от наблюдаемых на рисунке 1.12 подполей между фактическими и модельными значениями $Q_{\text{ж}}$ объясняется тем, что по всем данным корреляция между ними статистически значимая, тогда как при $Q_{\text{ж}} < 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ уравнение регрессии имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М}} = 33,467 + 0,2999W$$

При $Q_{\text{ж}} > 30 \text{ м}^3/\text{сут}$ уравнение регрессии имеет вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М}} = 5,464 + 0,1801W$$

Анализ значений свободных членов и коэффициентов при W указывает на значительное различие формирования $Q_{\text{ж}}$. Наличие различных соотношений между $Q_{\text{ж}}$ и W в пределах поля корреляции и приводит к дифференцированию значений $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М}}$, наблюдаемых на рисунке 1.11, и практическому отсутствию такового на рисунке 1.12. Таким образом, исключение при статистическом моделировании значений $Q_{\text{ж}}^{\text{М}}$ из формирующих показателей параметра W позволило не только оценить более целенаправленное влияние на величину $Q_{\text{ж}}$, но и понять, что корреляция между ними характеризуется нелинейным видом.

По второму варианту, используя значения, полученные при обработке данных методом КСД, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-W}}$ можно вычислить по следующей зависимости:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-W}} = 140,098 - 125,520b + 0,825S + 7,855k_{\text{узп}} + 1,876h \\ + 1,998P_{\text{заб}} - 0,017H_{\text{пл}}$$

при $R = 0,605, p < 0,00001$, стандартная ошибка – $25,69 \text{ м}^3/\text{сут}$. Значения коэффициентов R изменяются: 0,423; 0,483; 0,542; 0,585; 0,605.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-W}}$, которые приведены в таблице 1.12. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-W}}$ построено поле

корреляции, представленное на рисунке 1.12. Анализ данного корреляционного поля показывает, что оно характеризуется однородным видом.

По второму варианту, используя значения, полученные при обработке данных методом DCA, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA-W}}$ можно вычислить по следующей зависимости:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA-W}} = 118,045 - 106,485b + 7,641k_{\text{узп}} + 2,160h + 0,645S + 2,011P_{\text{заб}}$$

при $R = 0,616, p < 0,00001$, стандартная ошибка – 25,42 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,423; 0,478; 0,564; 0,596; 0,616.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA-W}}$, которые приведены в таблице 1.12. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA-W}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.12, из которого видно, что в его пределах деления на подполя не наблюдается.

Анализ моделей, построенных по варианту без использования значений W , показывает, что формирование многомерных моделей происходило на первом шаге во всех трех случаях с показателем b , при этом значения R на данном шаге для всех трех моделей достаточно близки: 0,428; 0,423; 0,423. Кроме этого отмечено, что корреляционные поля между $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{M-KВД-W}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{M-KCD-W}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA-W}}$ характеризуются практически одинаковыми видами. Все это свидетельствует о том, что влияние значений b на величину $Q_{\text{ж}}$ для изучаемых вариантов практически одинаково. Отметим, что на втором и третьем шагах формирования моделей в двух первых случаях участвуют S и $k_{\text{узп}}$. Для модели, где использованы значения, определенные при обработке данных методом DCA, на третьем шаге участвует показатель h и на четвертом – S . В данной модели прогноза значений $Q_{\text{ж}}$ использованы все показатели: $k_{\text{узп}}$ и S . Построенные модели показывают, что максимальное влияние на величину $Q_{\text{ж}}$ оказывают значения $k_{\text{узп}}$ и S , определенные при обработке данных метода DCA.

С целью более детального анализа использования изучаемых показателей $k_{\text{узп}}$ и S построены дополнительно прогнозные модели для значений $Q_{\text{ж}}$ (третий

вариант). Одна модель ($Q_{\text{ж}}^{M-1}$) построена без участия значений $k_{\text{узп}}$ и S , другая – с участием только этих показателей ($Q_{\text{ж}}^{M-1-\text{КВД}}$). Выполнено это с целью еще более детального определения влияния показателей $k_{\text{узп}}$ и S , определенных разными методами, на величину $Q_{\text{ж}}$. Первая модель позволит также проследить, насколько последовательно влияют геолого-технологические показатели на формирование значений $Q_{\text{ж}}$. Для варианта без участия показателей $k_{\text{узп}}$ и S модель имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{M-1} = 2,872 + 0,66334W - 0,021985N_{\text{пл}} + 2,396676\beta_c - 0,017886\Gamma_{\phi}$$

при $R = 0,718, p < 0,000001$, стандартная ошибка – $22,29 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Необходимо отметить, что на первом шаге формирования модели, как и в случаях, когда построены модели по всем данным с учетом методов определения значений $k_{\text{узп}}$ и S использован показатель W . В данной модели на втором шаге ее формирования использован показатель $N_{\text{пл}}$.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменяются следующим образом: 0,674; 0,691; 0,709; 0,718.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{M-1}$, которые приведены в таблице 1.13. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{M-1}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.13.

Таблица 1.13 – Фактические и модельные значения $Q_{\text{ж}}$ для терригенных отложений с учетом и без учета параметров, полученных при обработке данных методами КВД, КСД и DCA

№ п/п	Месторождение	Скв.№	$Q_{\text{ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{M-1}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{M-1-\text{КВД}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{M-1-\text{КСД}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{M-1-\text{DCA}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{M-2}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{M-1, M-2}$, м ³ /сут
1	Шумовское	7	41,4	58,6853	–	42,85371	63,31548	24,1846	
2	Андреевское	39	19,2	16,6990	24,46241	27,62419	27,12603	35,4468	14,72502
3	Кудрявцевское	40	24,7	58,0222	40,28309	42,43587	24,91834	29,0958	54,31357
			25,8	56,6956	33,98603	36,15373	20,61556	25,8022	49,64332
4	Кудрявцевское	59	76,3	54,3694	20,31052	20,86289	40,38829	–	45,90534
5	Андреевское	59	30	29,4339	–	31,59027	29,53001	–	–
			31,5	30,1636		32,67578	31,25290	29,7413	

№ п/п	Месторождение	Скв.№	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-КВД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-КСД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-ДСА}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-2}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1,M-2}$, м ³ /сут
6	Полазненское	60	15,6	55,2217	34,09062	38,06329	22,18470	33,2999	48,82567
7	Шумовское	80	31,1	55,1651	35,78128	31,27479	28,48023	30,6820	50,79984
8	Кустовское	97	11	-14,363	29,9342	33,28829	33,57923	26,9330	-6,54148
9	Красноярско-Куединское	99	9,7	14,0483	25,17119	26,00288	33,24992	26,7215	14,15546
10	Москудьинское	133	43	42,7163	24,47001	28,67813	34,14562	21,3209	37,06565
			31,9	42,0530	19,95624	15,01616	28,70897	18,8173	33,46765
			32,3	46,8290	16,58476	24,15566	28,89232	36,6139	35,88353
11	Андреевское	165	38,5	41,7124	42,67054	43,07297	23,10861	23,9749	41,87357
12	Шагиртско-Гожанское	179	6,1	-2,2434	23,32957	25,18173	28,93889	61,6192	-0,61120
13	Аптугайское	201	63,9	50,9169	63,15664	51,13327	49,15371	52,1856	63,45965
			64,9	51,1159	52,62743	43,27478	45,24739	31,2725	58,26546
14	Баклановское	205	22	32,4847	31,23225	31,91573	32,47321	17,7797	31,42914
15	Моховское	207	1,8	8,5528	19,77337	22,33591	19,27457	77,9522	4,54579
16	Падунское	224	72,3	56,5052	75,90649	74,27361	67,50018	35,0943	77,21876
17	Москудьинское	246	75,3	60,0951	34,24027	36,54048	36,71394	49,4082	55,77878
18	Батырбайское	250	21,9	39,8090	48,85152	56,77026	45,52619	28,3153	47,60588
19	Москудьинское	283	39,8	54,5820	28,58439	25,37730	29,86877	43,8927	47,50245
20	Шагиртско-Гожанское	287	53,5	54,8408	45,75901	52,28160	36,76674	46,1626	56,55126
			49,2	51,8558	48,00755	45,94806	38,30910	107,5167	55,44157
21	Шагиртско-Гожанское	291	93,2	57,1804	109,4125	91,23389	78,66809	23,3309	94,54041
22	Чураковское	307	6	16,2367	25,21355	26,05516	23,17068	21,7935	13,86916
23	Чернушинское	335	20,4	19,8760	22,83385	17,09559	23,93719	17,8757	15,92018
24	Красноярско-Куединское	348	24	27,6892	17,81503	22,78781	23,68044	37,3107	19,97332
25	Москудьинское	364	105	50,2665	36,83103	40,32040	37,38465	43,8064	49,14097
26	Шагиртско-Гожанское	366	37,8	53,1824	42,1614	45,28637	44,13196	46,0936	55,16999
			32,2	56,6981	45,42395	43,15375	43,57903	-	59,29242
27	Гондыревское	366	7	13,6087	-	32,97522	25,49861	36,0167	-
28	Шумовское	408	70	49,1996	31,19629	32,63187	45,70643	29,2242	47,54942
29	Опалихинское	435	49,9	64,8112	30,15406	27,47119	29,07150	52,1671	56,23581
30	Гондыревское	450	122,6	62,9403	55,78856	56,61980	38,51415	18,2193	67,75404
31	Гондыревское	457	12,9	35,4827	20,48383	20,85958	18,99212	49,0279	26,42918
32	Баклановское	511	20,5	27,1954	51,59272	58,78724	38,67725	51,2302	37,25697
33	Москудьинское	514	57,3	61,0526	52,25792	51,92312	43,37882	71,1361	65,70583
34	Одиновское	529	42,8	-1,6683	56,58958	69,35856	89,42844	28,2701	26,61704
35	Судановское	540	9,3	9,8385	29,60676	35,11301	27,58242	24,6337	11,53241
36	Кокуйское	563	6	27,2612	27,64809	28,91277	21,63781	49,6518	23,46503
37	Судановское	621	15,6	11,4756	51,20512	56,07966	41,22677	30,1725	24,98271
38	Красноярско-Куединское	810	11,5	10,2692	27,89045	41,20416	36,48631	30,0008	12,95810
39	Москудьинское	877	11	-2,3066	29,38417	38,45471	32,85260	17,3649	2,75795
40	Москудьинское	904	9,6	42,5538	17,97639	18,61538	21,92276	30,2737	31,62483
41	Москудьинское	911	9	33,1736	31,40009	34,80231	29,34823	14,9000	31,41560

№ п/п	Месторождение	Скв.№	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-КВД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-КСД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-DCA}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-2}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1,M-2}$, м ³ /сут
42	Батырбайское	917	66	53,1666	14,2796	15,66688	22,90087	17,1097	38,75151
43	Шагиртско-Гожанское	925	5,3	3,9878	16,60069	17,95646	24,12282	61,7900	0,49824
44	Москудьинское	969	35,7	54,9001	46,35975	37,25726	85,13209	–	66,75648
45	Змеевское	978	39,6	46,0304	–	31,11308	52,13721	–	–
46	Москудьинское	998	102	75,1485	–	35,19047	44,40440	29,9906	–
47	Шагиртско-Гожанское	1039	55,3	56,6221	27,82255	33,97424	36,12528	31,6576	50,09211
48	Шагиртско-Гожанское	1127	87,8	59,1704	34,25773	34,45533	27,14607	–	53,08541
49	Шагиртско-Гожанское	1182	28	46,0256	–	29,41922	26,08919	44,4451	–
50	Шагиртско-Гожанское	1183	137,6	56,2364	42,74129	45,45021	44,67770	30,3538	57,98589
51	Москудьинское	1292	10,5	30,8168	35,16331	23,41418	21,61585	–	29,56777
52	Красноярско-Куединское	1500	67,5	53,4522	–	41,11500	55,84088	40,8740	–
53	Москудьинское	1508	53,8	55,3537	39,94847	41,80540	40,67730	24,1381	55,25008
54	Красноярско-Куединское	1519	17,6	15,2145	24,69604	21,08574	26,50327	20,0946	13,50609
55	Кокуйское	2025	2,9	-1,5594	19,68049	19,73731	25,89106	19,5530	-2,26397
			3,8	15,0663	19,50464	19,65446	24,76072	30,1034	10,78482
56	Шагиртско-Гожанское	2030	9,6	32,3292	35,90297	40,55643	19,35810	20,1440	30,64070
57	Кокуйское	2049	1,7	10,0270	20,81101	24,06049	23,63830	19,8086	7,07188
			1,8	10,9556	20,76268	31,09197	22,81017	22,1097	7,62753
58	Кокуйское	2201	8,4	-5,9854	20,30128	22,27629	30,16734	10,3860	-4,67587
59	Павловское	2329	13	6,2299	13,07738	13,61672	12,92330	19,7150	-1,51661
60	Москудьинское	9237	6	14,2652	17,82992	19,87894	28,74981	20,5220	10,23316
			4,1	3,4529	18,90563	20,08698	28,71405	21,8721	2,00514
			3,7	5,1112	20,31985	20,61399	29,46907	–	4,10362

Анализ данного корреляционного поля показывает, что при $Q_{ж} < 40$ м³/сут имеется тесная корреляция между измеренными и прогнозными значениями. При $Q_{ж} > 40$ м³/сут значения $Q_{ж}^{M-1}$ характеризуются достаточно широким диапазоном изменения.

Во второй случае, когда модель разрабатывается с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КВД, значения $Q_{ж}^{M-1}$ можно вычислить по следующей зависимости:

$$Q_{ж}^{M-1-КВД} = 17,599 + 1,28387S + 6,90447641k_{уэп}$$

при $R = 0,526, p < 0,00024$, стандартная ошибка – $27,37 \text{ м}^3/\text{сут}$. Значения коэффициентов R изменяются: $0,413; 0,512; 0,526$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КВД}}$, которые приведены в таблице 1.13.

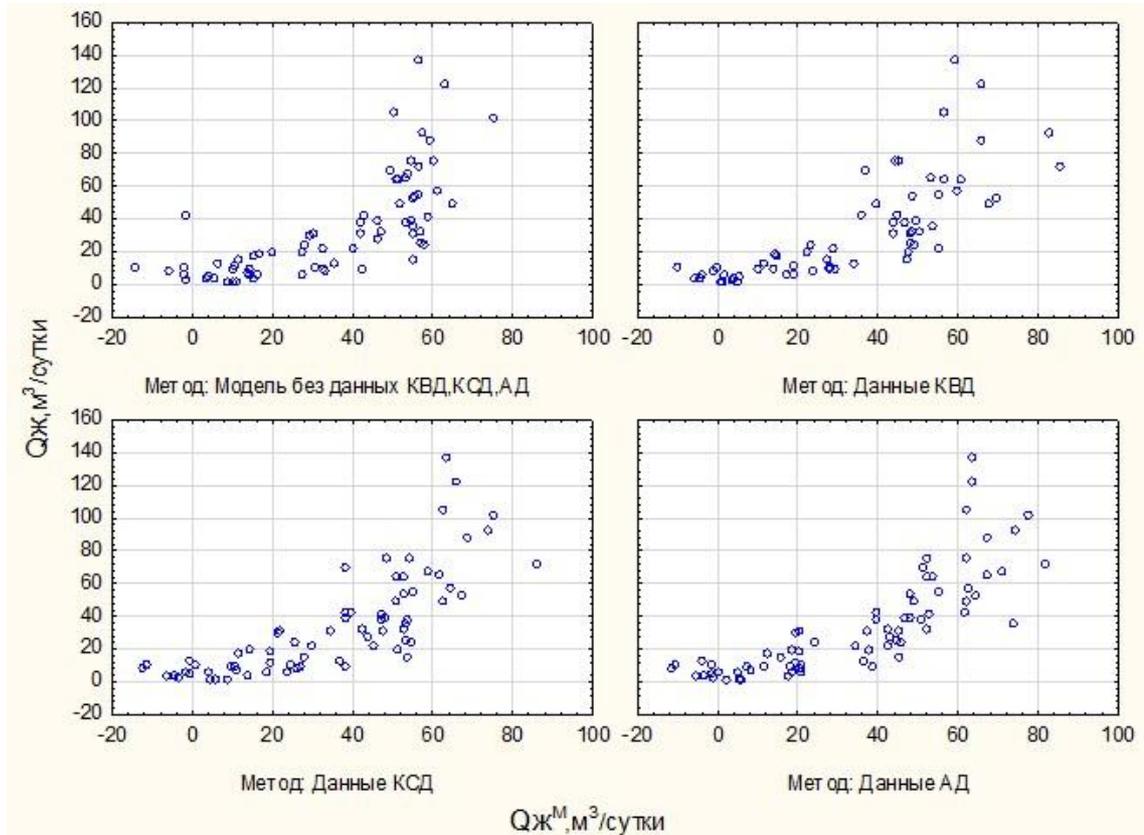


Рисунок 1.13 – Поля корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1}}$ в зависимости от значений параметров без использования показателей, определенных по методам КВД, КСД и ДСА(АД), и дифференцированно по методам КВД, КСД и ДСА(АД)

Поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КВД}}$ представлено на рисунке 1.13. Анализ данного корреляционного поля показывает, что оно состоит из двух подполей: первое подполе при $Q_{\text{Ж}} < 40 \text{ м}^3/\text{сут}$, значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КВД}}$ хорошо коррелируются с $Q_{\text{Ж}}$; второе подполе при $Q_{\text{Ж}} > 40 \text{ м}^3/\text{сут}$, поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КВД}}$ характеризуется менее тесной связью.

Во втором случае, когда модель разрабатывается с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КСД, значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1}}$ можно вычислить по следующей зависимости:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД}} = 18,954 + 1,29454S + 8,19672k_{\text{узп}}$$

при $R = 0,468, p < 0,00081$, стандартная ошибка – 28,09 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,318; 0,445; 0,468.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КСД}}$, которые приведены в таблице 1.13. Поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КСД}}$ представлено на рисунке 1.13.

Анализ данного корреляционного поля показывает, что оно состоит из двух подполей: первое подполе при $Q_{\text{Ж}} < 30$ м³/сут, значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КСД}}$ хорошо коррелируются $Q_{\text{Ж}}$. При $Q_{\text{Ж}} > 30$ м³/сут поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КСД}}$ характеризуется менее тесной связью.

Во втором случае, когда модель разрабатывается с учетом параметров, полученных при обработке данных методом DCA, значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1}}$ можно вычислить по следующей зависимости:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}} = 20,181 + 7,34404k_{\text{взп}} + 1,05352S$$

при $R = 0,470, p < 0,00058$, стандартная ошибка – 27,95 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,318; 0,458; 0,477.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}}$, которые приведены в таблице 1.13. Поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}}$ представлено на рисунке 1.13.

Анализ данного корреляционного поля показывает, что оно состоит из двух подполей: первое подполе при $Q_{\text{Ж}} < 30$ м³/сут, значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}}$ хорошо коррелируются $Q_{\text{Ж}}$. При $Q_{\text{Ж}} > 30$ м³/сут поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}}$ характеризуется менее тесной связью.

Анализ моделей, построенных по варианту с использованием только параметров, полученных при обработке данных методами КВД, КСД и DCA, показывает, что формирование многомерных моделей происходило на первом шаге по КВД, КСД, начиная с показателя S , при этом значения R на данном шаге для этих моделей различны: 0,413; 0,318. Для варианта DCA формирование модели начинается с $k_{\text{взп}}$ при $R=0,318$.

Для изучения совместной оценки модельных показателей $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КВД}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КСД}}$ на $Q_{\text{Ж}}$ необходимо эти величины привести к виду, когда появится возможность сопоставить их с модельными значениями, вычисленными по модели, где значения, полученные при обработке данных методами КВД, КСД и DCA, не были использованы – $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1}}$. Для этого, используя пошаговый регрессионный анализ, построена многомерная модель, с помощью которой получена комплексная оценка этих значений по следующей формуле:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-2}} = -4,24116 + 0,76218Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КВД}} + 0,36058Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}}$$

при $R = 0,538, p < 0,00003$, стандартная ошибка – 26,897 м³/сут.

Отметим, что данные по методу КСД в формировании модели не участвуют. Значения влияния $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-2}}$, вычисленные по данной модели, приведены в таблице 1.13. Для совместной оценки влияния показателей $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-2}}$ на $Q_{\text{Ж}}$ построена следующую модель:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1,M-2}} = -12,4159 + 0,8033Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1}} + 0,5675Q_{\text{Ж}}^{\text{M-2}}$$

при $R = 0,754, p < 0,000001$, стандартная ошибка – 20,96 м³/сут.

Значения влияния $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1,M-2}}$, вычисленные по данной модели, приведены в таблице 1.13.

1.2.2. Построение многомерных статистических моделей для карбонатных объектов

Значения показателей $k_{\text{узп}}$ и S для карбонатных отложений, полученных при обработке данных методами КВД, КСД и DCA, представлены в таблицах 1.14, 1.15 и 1.16.

Стоит отметить, что данные месторождения расположены географически в различных местах Пермского края. Месторождения, имеющие порядковые номера с 1-го по 14-й, расположены на севере Пермского края (условно – северная группа месторождений), с 15-го по 39-й – расположены на юге (условно – южная группа месторождений).

Таблица 1.14 – Значения показателей, полученных при интерпретации данных методом КВД

№ п/п	Месторождение	Скв.№	$P_{заб}$, МПа	$k_{узп}$, МКМ ²	S
1	Гагаринское	66	3,5	0,009	-3,85
2	им.Сухарева	117	4,1	0,087	-5,1
3	Сибирское	145	4,7	0,007	-3,3
4	Бельское	213	1,3	0,112	-3,8
5	Уньвинское	226	9,6	0,061	-1,9
6	Сибирское	561	3,3	0,009	-3,82
7	Уньвинское	578	15,4	0,151	9,7
8	Уньвинское	605	2,7	0,038	0,9
9	Уньвинское	639	3,05	0,0054	-3,2
10	Уньвинское	654	5,74	0,0036	-4,3
11	Юрчукское	710	3,41	0,043	-5,1
12	Юрчукское	717	8,61	0,08	1,2
13	Юрчукское	761	9,1	0,006	-3,7
14	Юрчукское	780	5,4	0,22	-3,8
15	Батырбайское	238	1,87	0,074	-6,4
16	Осинское	249	1,44	0,038	-6,5
17	Батырбайское	380	1,18	0,021	-7,8
18	Опалихинское	403			
19	Опалихинское	437	0,86	0,05	-4,1
20	Осинское	875	0,76	0,0203	-5,6
21	Красноярско-Куединское	886	2,1	0,043	-2,2
22	Красноярско-Куединское	899	3,0	0,231	-3,6
23	Красноярско-Куединское	911	5,2	0,162	-4,2
24	Шагиртско-Гожанское	924	0,88	0,0083	-5,43
25	Шагиртско-Гожанское	1044	1,32	0,0032	0,1
26	Шагиртско-Гожанское	1081	2,43	0,0985	0,8
27	Шагиртско-Гожанское	2024	0,72	0,0076	-5,8
28	Осинское	2096	0,38	0,0096	-5,1
29	Павловское	2097	0,045	0,0147	-3,2
30	Осинское	2110	0,79	0,0348	-5,4
31	Павловское	2139	4,32	0,092	-5,9
32	Шагиртско-Гожанское	2147	1,95	0,504	3
33	Москудьинское	3007	1,0	0,218	-5,2
34	Москудьинское	3021	3,89	0,189	-6,0
35	Москудьинское	3022	6,75	0,252	-4,9
36	Москудьинское	3078	0,69	0,0436	-5,28
37	Москудьинское	3097	1,51	0,04	-5,1
38	Москудьинское	3104	7,5	0,691	0,3
39	Красноярско-Куединское	5041	0,44	0,146	-2,1

Таблица 1.15 – Значения показателей, полученных при интерпретации данных методом КСД

№ п/п	Месторождение	Скв.№	$P_{заб}$, МПа	$k_{узп}$, МКМ ²	S
1	Гагаринское	66	3,6	0,009	-3,1
2	им.Сухарева	117	7,44	0,0358	-1,93
3	Сибирское	145	4,3	0,007	-4,9
4	Бельское	213	1,1	0,105	-3,6
5	Уньвинское	226	9,3	0,061	-3,3
6	Сибирское	561	3,6	0,019	-0,6
7	Уньвинское	578	15,4	0,161	10,9
8	Уньвинское	605	2,5	0,04	1,02
9	Уньвинское	639	3,05	0,001	0
10	Уньвинское	654	5,74	0,0041	-4,8
11	Юрчукское	710	17,1	0,936	-4,92
12	Юрчукское	717	8,36	0,163	5,92
13	Юрчукское	761	8,2	0,019	-2,7
14	Юрчукское	780	5,3	0,246	-2,92
15	Батырбайское	238	0,6	0,155	-2,37
16	Осинское	249	1,44	0,041	-5,7
17	Батырбайское	380	0,53	0,265	-5,8
18	Опалихинское	403	5,18	0,031	-2,7
19	Опалихинское	437	0,66	0,027	-5,2
20	Осинское	875	0,62	0,024	-5,3
21	Красноярско-Куединское	886	2,66	0,441	-5,2
22	Красноярско-Куединское	899	6	0,184	-4,2
23	Красноярско-Куединское	911	2,4	0,326	0,7
24	Шагиртско-Гожанское	924	0,88	0,0099	-2,82
25	Шагиртско-Гожанское	1044	2,69	0,0866	-5,36
26	Шагиртско-Гожанское	1081	2,94	0,112	0,85
27	Шагиртско-Гожанское	2024	0,72	0,01	-4,18
28	Осинское	2096	0,38	0,016	-4,2
29	Павловское	2097	0,045	0,018	-4,3
30	Осинское	2110	0,79	0,039	-5,4
31	Павловское	2139	4,32	0,16	-5,9
32	Шагиртско-Гожанское	2147	1,7	0,569	2,4
33	Москудьинское	3007	0,81	0,151	-4,6
34	Москудьинское	3021	2,11	0,211	-4,1
35	Москудьинское	3022	6,75	0,211	-4,9
36	Москудьинское	3078	0,58	0,081	-2
37	Москудьинское	3097	0,97	0,054	-1,2
38	Москудьинское	3104	5,77	0,463	2,2
39	Красноярско-Куединское	5041	0,67	0,138	1,3

Таблица 1.16 – Значения показателей, полученных при интерпретации данных методом ДСА

№ п/п	Месторождение	Скв.№	$P_{заб}$, МПа	$k_{узп}$, МКМ ²	S
1	Гагаринское	66	3,6	0,006	-3,5
2	им.Сухарева	117	7,44	0,072	12,3
3	Сибирское	145	4,3	0,005	-3,5
4	Бельское	213	1,1	0,161	-3,2
5	Уньвинское	226	9,3	0,078	-2,4
6	Сибирское	561	3,6	0,035	-1,4
7	Уньвинское	578	15,4	0,115	15,1
8	Уньвинское	605	2,5	0,034	2,8
9	Уньвинское	639	3,05	0,0008	3,4
10	Уньвинское	654	5,74	0,0048	-3,3
11	Юрчукское	710	17,1	1,001	-3,1
12	Юрчукское	717	8,36	0,188	2,5
13	Юрчукское	761	8,2	0,022	-1,1
14	Юрчукское	780	5,3	0,251	0,1
15	Батырбайское	238	0,6	0,134	-3,3
16	Осинское	249	1,44	0,042	-4,1
17	Батырбайское	380	0,53	0,244	-3,4
18	Опалихинское	403	5,18	0,036	-0,4
19	Опалихинское	437	0,66	0,032	-1,4
20	Осинское	875	0,62	0,024	-3,5
21	Красноярско-Куединское	886	2,66	0,451	-4,5
22	Красноярско-Куединское	899	6	0,185	-2,2
23	Красноярско-Куединское	911	2,4	0,33	0,4
24	Шагиртско-Гожанское	924	0,88	0,011	0,1
25	Шагиртско-Гожанское	1044	2,69	0,094	-4,8
26	Шагиртско-Гожанское	1081	2,94	0,121	2,1
27	Шагиртско-Гожанское	2024	0,72	0,008	-3,5
28	Осинское	2096	0,38	0,021	-2,7
29	Павловское	2097	0,045	0,019	-2,1
30	Осинское	2110	0,79	0,047	-4,8
31	Павловское	2139	4,32	0,141	-3,4
32	Шагиртско-Гожанское	2147	1,7	0,542	0,4
33	Москудьинское	3007	0,81	0,0164	-3,8
34	Москудьинское	3021	2,11	0,206	-4
35	Москудьинское	3022	6,75	0,201	-4,4
36	Москудьинское	3078	0,58	0,068	-1,1
37	Москудьинское	3097	0,97	0,042	0,1
38	Москудьинское	3104	5,77	0,474	1,5
39	Красноярско-Куединское	5041	0,67	0,141	0,4

По данным таблиц 1.14, 1.15 и 1.16 вычислены основные статистические характеристики фильтрационных параметров, определенные при обработке данных различных методов. Различие в средних значениях оценивается по критерию t (таблица 1.17).

Таблица 1.17 – Сравнение средних значений фильтрационных показателей

Показатели	Метод КВД	Метод КСД	Метод DCA	Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$\frac{3,48 \pm 3,56}{0,045-15,4}$	$\frac{3,77 \pm 3,90}{0,045-17,1}$	–	$\frac{-0,32444}{0,746601}$
	$\frac{3,48 \pm 3,56}{0,045-15,4}$	–	$\frac{3,77 \pm 3,90}{0,045-17,1}$	$\frac{-0,32444}{0,746601}$
	–	$\frac{3,77 \pm 3,90}{0,045-17,1}$	$\frac{3,77 \pm 3,90}{0,045-17,1}$	$\frac{0,000000}{1,000000}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	$\frac{0,098 \pm 0,151}{0,0036-0,691}$	$\frac{0,144 \pm 0,188}{0,001-0,936}$	–	$\frac{-1,09034}{0,279413}$
	$\frac{0,098 \pm 0,151}{0,0036-0,691}$	–	$\frac{0,143 \pm 0,195}{0,0008-1,001}$	$\frac{-1,04937}{0,297724}$
	–	$\frac{0,144 \pm 0,188}{0,001-0,936}$	$\frac{0,143 \pm 0,195}{0,0008-1,001}$	$\frac{0,015558}{0,987628}$
Скин-фактор (S)	$\frac{-3,212 \pm 3,494}{-7,8-9,7}$	$\frac{-2,382 \pm 3,525}{-5,9-10,9}$	–	$\frac{-0,982232}{0,329467}$
	$\frac{-3,212 \pm 3,494}{-7,8-9,7}$	–	$\frac{-0,966 \pm 4,139}{-4,8-15,1}$	$\frac{-2,41260}{0,018542}$
	–	$\frac{-2,382 \pm 3,525}{-5,9-10,9}$	$\frac{-0,966 \pm 4,139}{-4,8-15,1}$	$\frac{-1,62599}{0,018542}$

Примечание: * – в числителе – среднее значения показателя и стандартное отклонение в классе; в знаменателе – размах значений.

Сравнение средних значений показывает, что только в одном случае между показателем S , определенным при обработке данных методами КВД и DCA, наблюдается статистическое различие. Комплексная оценка различий в значениях $k_{узп}$ и S , определенных при обработке различными методами, как и ранее по терригенным отложениям, выполнена с помощью ПЛДА. В данном случае в качестве классификатора использованы методы определения фильтрационных параметров. Для разработки данных моделей применялась вся изучаемая выборка.

В результате реализации данного метода установлено, что в классификации принимает участие только показатель S . С помощью данных функций правильность распознавания составила: для метода КВД – 3,2 %; для метода КСД – 71,79 %; для метода DCA – 46,15 %. Это показывает, что полностью разделить верно выборки по параметрам, полученным при обработке данных с помощью методов КВД, КСД и DCA, не представляется возможным.

При этом в результате статистического анализа установлено, что прогнозируемые показатели для южной и северной групп месторождений значительно отличаются, что хорошо видно из сравнений средних значений, приведенных в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – Сравнение средних значений фильтрационных показателей

Метод	Показатель	Северная группа месторождений	Южная группа месторождений	Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
КВД	$P_{заб}$, МПа	6,03±3,98	1,86±2,08	$\frac{3,82219}{0,000647}$
	$k_{узп}$, мкм ²	0,058±3,98	0,124±2,08	$\frac{-1,18630}{0,245131}$
	S	-1,655±4,030	-4,195±2,791	$\frac{2,07682}{0,046786}$
КСД	$P_{заб}$, МПа	6,78±2,08	2,8±2,08	$\frac{4,38103}{0,000094}$
	$k_{узп}$, мкм ²	0,129±3,98	0,159±2,08	$\frac{-0,37460}{0,710093}$
	S	-1,063±4,502	-3,119±2,667	$\frac{1,79477}{0,080964}$
DCA	$P_{заб}$, МПа	6,78±2,08	2,81±2,08	$\frac{4,38103}{0,000094}$
	$k_{узп}$, мкм ²	0,141±3,98	0,145±2,08	$\frac{-0,06420}{0,949155}$
	S	1,050±4,502	-2,096±2,667	$\frac{2,41746}{0,020673}$

Примечание: * в числителе – среднее значения показателя и стандартное отклонение в классе; в знаменателе – размах значений.

По всем методам в пяти случаях из девяти наблюдаются статистические различия в средних значениях. Для северной группы месторождений среднее значение S , определенное при обработке данных, полученных методом DCA, положительное. Для южной группы месторождений – отрицательное. Как и ранее, при сравнении территорий для комплексной оценки различий по определенным показателям, использован ПЛДА. В данном случае в качестве классификатора использованы изучаемые территории. В результате реализации ПЛДА получена следующая линейная дискриминантная функция:

$$Z = -0,371168P_{\text{пл}}^{\text{КСД}} + 4,328603k_{\text{узп}}^{\text{КВД}} + 0,7887$$

при $R = 0,682, \chi^2 = 17,570, p = 0,000157$.

Это показывает, что деление данных с применением в качестве классификатора территориального расположения месторождений значительно более сильное, чем по используемым методам.

Для северной группы месторождений среднее значение $Z = -1,570$, для южной – $Z = +0,682$. Правильность распознавания для северной группы месторождений составляет 66,67 %, для южной – 94,73 %. Все это позволяет считать, что построение моделей для экспертных оценок необходимо выполнять по двум вариантам: **первый вариант** – используются все данные; **второй** – модели разрабатываются по территориям в отдельности.

Как и ранее по терригенным отложениям, модели $Q_{\text{ж}}$ рассчитаны по параметрам $k_{\text{узп}}$ и S , определенным при обработке данных методами КВД, КСД и DCA, дифференцированно с привлечением следующих геолого-технологических показателей: $P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}, W, K_{\text{пор}}, h, \mu_{\text{н}}, b, \beta_{\text{с}}, \Gamma_{\text{ф}}, N_{\text{пл}}$. В таблице 1.19 приведены основные статистические характеристики показателей.

Отметим, что количество данных для северной и южной групп месторождений значительно различается, поэтому дополнительно необходимо исследовать корреляционные связи между показателями с помощью вычисления коэффициентов корреляции (r), значения которых приведены в таблице 1.20.

Таблица 1.19 – Статистические характеристики показателей

Показатель	Все данные	Данные по северной группе месторождений	Данные по южной группе месторождений
$W, \%$	$\frac{37,9 \pm 32,4}{1,0-98,5}$	$\frac{35,3 \pm 37,7}{1,0-98,5}$	$\frac{37,9 \pm 29,9}{1,0-98,0}$
$K_{\text{пор}}, \%$	$\frac{12,8 \pm 2,5}{8,2-18,5}$	$\frac{11,6 \pm 2,2}{8,2-16,6}$	$\frac{13,5 \pm 2,4}{9,2-18,5}$
$h, \text{ м}$	$\frac{7,2 \pm 4,2}{1,5-21,8}$	$\frac{10,1 \pm 4,9}{3,5-21,8}$	$\frac{5,6 \pm 3,6}{1,5-15,0}$
$\mu_{\text{н}}, \text{ МПа} \cdot \text{ с}$	$\frac{11,6 \pm 15,7}{1,02-96,0}$	$\frac{4,3 \pm 17,5}{1,02-17,5}$	$\frac{15,7 \pm 18,2}{6,35-96,0}$
b	$\frac{1,11 \pm 0,10}{1,02-1,42}$	$\frac{1,18 \pm 0,097}{1,036-1,406}$	$\frac{1,07 \pm 0,097}{1,024-1,42}$
$\beta_{\text{с}}, 1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$	$\frac{12,9 \pm 1,6}{11,02-18,67}$	$\frac{13,7 \pm 2,24}{11,24-18,67}$	$\frac{12,9 \pm 1,08}{11,02-14,94}$
$\Gamma_{\text{ф}}, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$\frac{63,8 \pm 67,7}{15,9-384,2}$	$\frac{109,8 \pm 89,1}{28,0-384,2}$	$\frac{38,0 \pm 67,7}{15,9-156,3}$
$H_{\text{пл}}, \text{ м}$	$\frac{1303,3 \pm 300,5}{933,0-1751,0}$	$\frac{1690,7 \pm 50,0}{1633,0-1751,0}$	$\frac{1086,4 \pm 71,3}{933,0-1241,0}$
$P_{\text{пл}}, \text{ МПа}$	$\frac{9,4 \pm 4,3}{1,9-20,2}$	$\frac{12,9 \pm 5,1}{1,9-20,2}$	$\frac{7,5 \pm 2,6}{3,9-12,2}$

Примечание: * – в числителе средние значения \pm стандартные отклонения, в знаменателе размах значений.

Таблица 1.20 – Корреляционная матрица (верхняя строка – все данные, средняя – данные по северной группе месторождений, нижняя – по южной группе месторождений)

Параметр	$Q_{\text{ж}}$	W	$K_{\text{пор}}$	h	$\mu_{\text{н}}$	b	$\beta_{\text{с}}$	$\Gamma_{\text{ф}}$	$H_{\text{пл}}$
$Q_{\text{ж}}$	$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,35}{0,24}$	$\frac{-0,16}{0,15}$	$\frac{0,52}{0,34}$	$\frac{-0,11}{0,30}$	$\frac{0,29}{-0,21}$	$\frac{0,17}{-0,17}$	$\frac{0,12}{-0,07}$	$\frac{0,37}{-0,26}$
	$1,00$	$0,53$	$0,16$	$0,48$	$-0,01$	$0,31$	$0,32$	$-0,17$	$-0,09$
		$1,00$	$\frac{0,14}{-0,08}$	$\frac{0,15}{0,15}$	$\frac{0,05}{-0,04}$	$\frac{0,05}{-0,23}$	$\frac{-0,51}{-0,73}$	$\frac{-0,23}{-0,21}$	$\frac{-0,06}{0,09}$
W		$1,00$	$0,27$	$0,25$	$-0,09$	$0,40$	$-0,27$	$-0,32$	$-0,08$
			$1,00$	$\frac{0,05}{-0,11}$	$\frac{-0,36}{-0,04}$	$\frac{-0,20}{-0,07}$	$\frac{-0,41}{-0,15}$	$\frac{-0,27}{-0,12}$	$\frac{-0,41}{-0,44}$
				$1,00$	$0,58$	$0,33$	$0,08$	$-0,07$	$-0,09$
h				$1,00$	$\frac{0,11}{0,11}$	$\frac{0,26}{-0,03}$	$\frac{0,14}{-0,02}$	$\frac{0,16}{-0,05}$	$\frac{0,44}{-0,06}$
					$1,00$	$\frac{0,11}{-0,03}$	$\frac{-0,02}{-0,02}$	$\frac{-0,05}{-0,05}$	$\frac{-0,06}{-0,06}$
						$1,00$	$0,47$	$-0,03$	$-0,23$

Параметр	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	h	$\mu_{н}$	b	β_c	Γ_{ϕ}	$H_{пл}$
$\mu_{н}$					<u>1,00</u>	<u>-0,22</u>	<u>-0,26</u>	<u>-0,21</u>	<u>-0,35</u>
					<u>1,00</u>	<u>-0,75</u>	<u>-0,34</u>	<u>-0,42</u>	<u>0,25</u>
					<u>1,00</u>	<u>0,11</u>	<u>-0,20</u>	<u>0,06</u>	<u>-0,08</u>
b						<u>1,00</u>	<u>0,41</u>	<u>0,59</u>	<u>0,52</u>
						<u>1,00</u>	<u>0,40</u>	<u>0,74</u>	<u>-0,07</u>
						<u>1,00</u>	<u>0,09</u>	<u>-0,09</u>	<u>-0,28</u>
β_c							<u>1,00</u>	<u>0,51</u>	<u>0,31</u>
							<u>1,00</u>	<u>0,54</u>	<u>-0,04</u>
							<u>1,00</u>	<u>0,03</u>	<u>-0,20</u>
Γ_{ϕ}								<u>1,00</u>	<u>0,52</u>
								<u>1,00</u>	<u>0,32</u>
								<u>1,00</u>	<u>-0,02</u>
$H_{пл}$									<u>1,00</u>
									<u>1,00</u>
									<u>1,00</u>

Корреляционные связи между показателями с учетом изучаемых территорий по ряду параметров отличаются, например, корреляции между $Q_{ж}$ и b , β_c по знакам для северных и южных территорий. При этом отметим, что между параметрами отсутствуют очень тесные корреляционные связи, что позволяет реализовать пошаговый многомерный регрессионный анализ с использованием этих показателей.

С целью более обоснованной комплексной оценки различий в геолого-технологических показателях, которые будут использованы для прогнозных оценок значений $Q_{ж}$, построена линейная дискриминантная функция. В качестве классификаторов использовано географическое расположение нефтяных месторождений. Построенная ЛДФ имеет следующий вид:

$$Z = -0,0157H_{пл} + 4,1908b + 0,0581h - 25,5090$$

при $R = 0,980$, $\chi^2 = 116,34$, $p = 0,000000$.

По данной функции вычислены значения Z и определены вероятности принадлежности к северным территориям $P(Z)$. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рисунке 1.14.

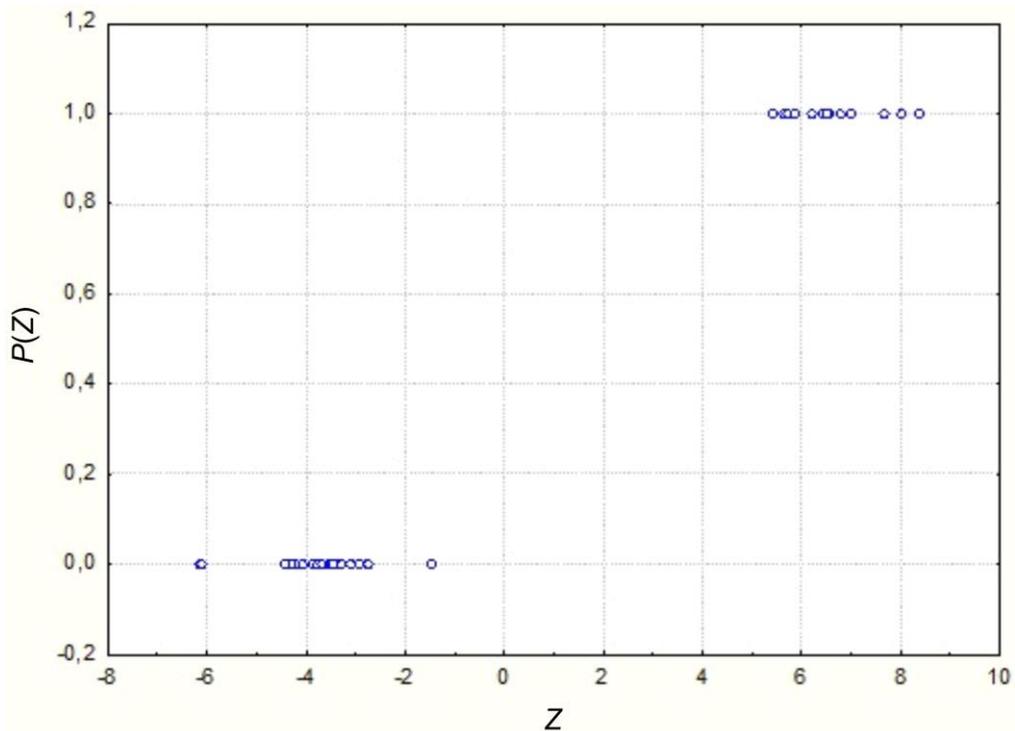


Рисунок 1.14 – Зависимость $P(Z)$ от Z

При изменении значений Z от отрицательных к положительным величина $P(Z)$ закономерно возрастает. Для северной группы месторождений среднее значение Z составляет 6,573, для южной группы – 3,681. Правильность распознавания составляет 100 % как для северной, так и для южной групп месторождений.

Все это показывает, что модели прогноза значений $Q_{ж}$ необходимо разрабатывать по нескольким вариантам, как и в случае с терригенными отложениями. Это позволит оценить влияние этих показателей отдельно по северной и южной группе месторождений.

Первый вариант, как и в случае с терригенными отложениями, модели строятся по данным всех геолого-технологических показателей и значениям, полученным при обработке данных методами КВД, КСД и ДСА, дифференцированно.

По первому варианту с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом КВД, прогнозные значения $Q_{ж}$ можно вычислить по следующей разработанной многомерной модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД}} = -44,996 + 0,084N_{\text{пл}} + 2,2159S - 0,3780\mu_{\text{н}} + 0,9652h \\ + 2,2225K_{\text{пор}} + 2,3519\beta_{\text{с}}$$

при $R = 0,810$, $p < 0,00000$, стандартная ошибка – $10,76 \text{ м}^3/\text{сут}$. Значения коэффициентов R изменяются: $0,553$; $0,659$; $0,691$; $0,735$; $0,756$; $0,810$.

На первом шаге формирования модели использован показатель $N_{\text{пл}}$, далее параметр, определенный при обработке данных методом КВД – S .

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД}}$, которые приведены в таблице 1.21. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.15.

Таблица 1.21 – Фактические и модельные значения $Q_{\text{ж}}$ для карбонатных отложений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КВД

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{\text{ж}}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД}}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД-С+Ю}}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{ж}}^{\text{ММ-КВД}}$, $\text{м}^3/\text{сут}$
1	Гагаринское	66	36,3	24,06254	31,58838	31,08949
2	им.Сухарева	117	68,7	–	–	–
3	Сибирское	145	14	25,04867	13,15068	12,73247
4	Бельское	213	40,8	34,59734	42,40139	42,47918
5	Уньвинское	226	13,2	29,37056	16,94689	16,75969
6	Сибирское	561	25,9	32,63934	29,94614	31,30006
7	Уньвинское	578	76,6	59,13082	76,82169	75,93127
8	Уньвинское	605	37,5	33,79052	42,69381	42,38817
9	Уньвинское	639	34,8	34,29869	31,51118	33,02543
10	Уньвинское	654	48	39,46726	46,13077	46,9788
11	Юрчукское	710	68,2	–	–	–
12	Юрчукское	717	32	33,67674	25,31312	26,36679
13	Юрчукское	761	3,7	22,00015	5,90251	3,987125
14	Юрчукское	780	37,2	28,80287	37,59344	36,97984
15	Батырбайское	238	1,5	9,351156	13,71976	13,71695
16	Осинское	249	6,9	–2,3866	7,973195	7,293669
17	Батырбайское	380	27	9,952783	17,15668	16,62148
18	Опалихинское	403	20,1	–	–	–
19	Опалихинское	437	19	15,92063	21,12215	20,93732
20	Осинское	875	23	16,60704	13,29932	13,71063
21	Красноярско-Куединское	886	46,3	–	–	–
22	Красноярско-Куединское	899	92,2	–	–	–
23	Красноярско-Куединское	911	43,7	–	–	–
24	Шагиртско-Гожанское	924	5,1	19,55872	8,442344	7,876569

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-КВД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-КВД-С+Ю}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{ММ-КВД}$, м ³ /сут
25	Шагиртско-Гожанское	1044	48	–	–	–
26	Шагиртско-Гожанское	1081	19,7	24,87967	21,72732	22,48554
27	Шагиртско-Гожанское	2024	7,1	20,17184	8,815665	8,223238
28	Осинское	2096	3,1	9,07802	9,701824	10,06937
29	Павловское	2097	3,5	10,17344	9,646445	10,04028
30	Осинское	2110	21	10,58558	16,38897	16,12469
31	Павловское	2139	15,6	9,731547	18,51269	17,60383
32	Шагиртско-Гожанское	2147	11,4	16,56839	10,88959	11,13162
33	Москудьинское	3007	17,3	9,252211	9,906487	10,26977
34	Москудьинское	3021	17,4	–	–	–
35	Москудьинское	3022	20	18,72396	14,24018	14,64926
36	Москудьинское	3078	5,5	12,15234	7,910732	8,206464
37	Москудьинское	3097	17,5	10,80676	7,958245	8,328717
38	Москудьинское	3104	16,9	19,1946	21,00245	21,33643
39	Красноярско-Куединское	5041	4,5	8,392429	7,185946	7,610098

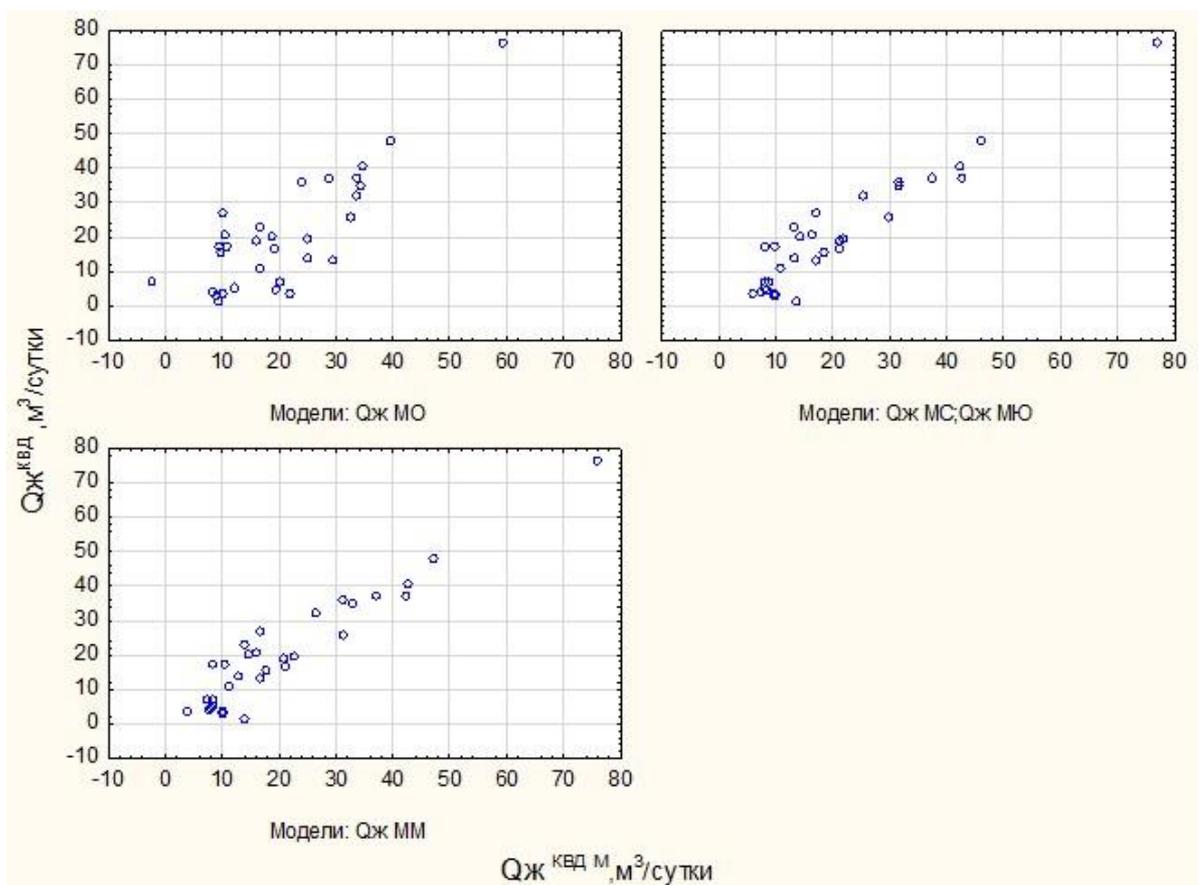


Рисунок 1.15 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{М-КВД}$ в зависимости от значений, полученных при обработке данных методом КВД

Анализ данного корреляционного поля показывает, что наблюдаются тесные корреляционные связи между значениями $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД}}$. Отметим, что, в отличие от ранее построенного поля корреляции для терригенных отложений, в данном случае подполя в пределах корреляционного поля не наблюдается.

Для северной группы месторождений с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом КВД, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД-С}} = -21,891 + 4,6200S + 4,1128k_{\text{взп}} - 0,2127\beta_{\text{с}} + 2,3089h \\ - 0,3592W + 0,05117\Gamma_{\phi}$$

при $R = 0,980, p < 0,0025$, стандартная ошибка – 5,42 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,646; 0,732; 0,832; 0,932; 0,959; 0,980.

На первом шаге формирования модели использован показатель S , определенный при обработке данных методом КВД. Отметим, что в данной формуле отсутствует показатель $H_{\text{пл}}$, который включен в общую модель на первом шаге.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД-С}}$, которые приведены в таблице 1.21. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД-С}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.15.

Для южной группы месторождений с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом КВД, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД-Ю}} = 5,958 + 0,145648W + 1,034849P_{\text{заб}}$$

при $R = 0,630, p < 0,01728$, стандартная ошибка – 6,53 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,543; 0,630.

Включение показателя W на первом шаге формирования модели указывает на их схожесть влияния на величину $Q_{\text{ж}}$, как и для терригенных отложений.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КВД-Ю}}$, которые приведены в таблице 1.21. Совместное корреляционное поле по

значениям $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-С}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-Ю}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{КВД}}$ представлено на рисунке 1.15. Корреляция при использовании совместных модельных значений значительно усиливает значение коэффициента r , который равен 0,948. При построении модели с использованием данных без деления на северную и южную группу месторождений значение коэффициента корреляции составляет 0,810.

Поэтому представляется целесообразным построение модели, которая бы учитывала совместно значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-С}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-Ю}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД}}$. Данная модель имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} Q_{\text{Ж}}^{\text{ММ-КВД}} = & 0,712 - 0,0367Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД}} + 0,9816(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-С}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-Ю}}) \\ & - 0,0091(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД}})^2 + 0,0242(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД}})(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-С}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-Ю}}) \\ & - 0,0219(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-С}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КВД-Ю}})^2 \end{aligned}$$

при $R = 0,968, p < 0,0000$, стандартная ошибка – 5,31 м³/сут.

По данной формуле вычислены значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{ММ-КВД}}$, значения которых приведены в таблице 1.21. Поле корреляции, представленное на рисунке 1.15, показывает, что между $Q_{\text{Ж}}^{\text{КВД}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{ММ-КВД}}$ имеется очень тесная статистическая связь.

По первому варианту с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом КСД, прогнозные значения $Q_{\text{Ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$\begin{aligned} Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КСД}} = & 34,273 + 1,00034P_{\text{заб}} + 0,52949h + 1,79854\beta_c + 0,086214W \\ & + 0,89363P_{\text{пл}} + 1,09348K_{\text{пор}} \end{aligned}$$

при $R = 0,818, p < 0,0000$, стандартная ошибка – 13,705 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,572; 0,697; 0,723; 0,773; 0,801; 0,818.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КСД}}$, которые приведены в таблице 1.22. По значениям $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КСД}}$ построено поле корреляции, представлено на рисунке 1.16.

Таблица 1.22 – Фактические и модельные значения $Q_{\text{ж}}$ для карбонатных отложений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КСД

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{\text{ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С+Ю}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{ММ-КСД}}$, м ³ /сут
1	Гагаринское	66	36,3	19,49998	33,31642	35,13834
2	им.Сухарева	117	68,7	40,67573	51,15409	52,22898
3	Сибирское	145	14	28,54208	16,85371	14,39542
4	Бельское	213	40,8	52,92992	31,69709	38,48893
5	Уньвинское	226	13,2	32,42061	28,0902	22,82685
6	Сибирское	561	25,9	43,44197	44,64439	41,48172
7	Уньвинское	578	76,6	74,29948	64,64455	78,07686
8	Уньвинское	605	37,5	28,3328	42,75597	44,90113
9	Уньвинское	639	34,8	37,89588	35,69168	30,76064
10	Уньвинское	654	48	44,48497	44,65765	41,53108
11	Юрчукское	710	68,2	60,65506	69,04688	78,6061
12	Юрчукское	717	32	41,4624	30,5687	27,78424
13	Юрчукское	761	3,7	26,81895	13,07537	12,21592
14	Юрчукское	780	37,2	26,56182	30,70331	26,41233
15	Батырбайское	238	1,5	6,563321	3,143462	4,567599
16	Осинское	249	6,9	-0,48122	7,429371	13,05949
17	Батырбайское	380	27	22,44906	22,14958	17,53417
18	Опалихинское	403	20,1	19,47537	11,75668	9,287179
19	Опалихинское	437	19	22,35642	21,71297	17,10671
20	Осинское	875	23	12,57089	22,63604	23,34901
21	Красноярско-Куединское	886	46,3	52,95442	60,06488	63,7919
22	Красноярско-Куединское	899	92,2	61,72432	66,0355	73,36866
23	Красноярско-Куединское	911	43,7	25,34906	37,42023	37,47715
24	Шагиртско-Гожанское	924	5,1	17,7044	14,32909	11,0726
25	Шагиртско-Гожанское	1044	48	36,57579	44,80998	43,23516
26	Шагиртско-Гожанское	1081	19,7	27,36172	25,17581	19,93667
27	Шагиртско-Гожанское	2024	7,1	20,18586	16,28944	12,44858
28	Осинское	2096	3,1	-2,90991	-1,68208	4,768535
29	Павловское	2097	3,5	9,75451	8,591945	7,982196
30	Осинское	2110	21	9,822954	16,65001	16,87056
31	Павловское	2139	15,6	27,1905	33,38605	29,85907
32	Шагиртско-Гожанское	2147	11,4	29,61437	10,81976	13,7066
33	Москудьинское	3007	17,3	11,16339	9,745428	8,550716
34	Москудьинское	3021	17,4	11,00508	14,25403	13,15968
35	Москудьинское	3022	20	28,23319	26,79516	21,48493
36	Москудьинское	3078	5,5	3,020867	-7,29894	-0,3355
37	Москудьинское	3097	17,5	10,52337	17,72601	17,8154
38	Москудьинское	3104	16,9	26,02357	27,14711	22,19391
39	Красноярско-Куединское	5041	4,5	3,947042	4,212464	6,402585

Анализ данного корреляционного поля показывает, что между значениями $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КСД}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{КСД}}$ наблюдаются тесные корреляционные связи.

Для северной группы месторождений с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом КСД, прогнозные значения $Q_{\text{Ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КСД-С}} = -363,580 + 5,5751P_{\text{заб}} - 4,0234P_{\text{пл}} - 0,2331H_{\text{пл}} + 2,1221h + 1,0439\mu_{\text{н}} + 2,6129\beta_{\text{с}} + 1,5555K_{\text{пор}}$$

при $R = 0,964$, $p < 0,01609$, стандартная ошибка – 9,18 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,484; 0,662; 0,824; 0,916; 0,935; 0,946; 0,955; 0,964.

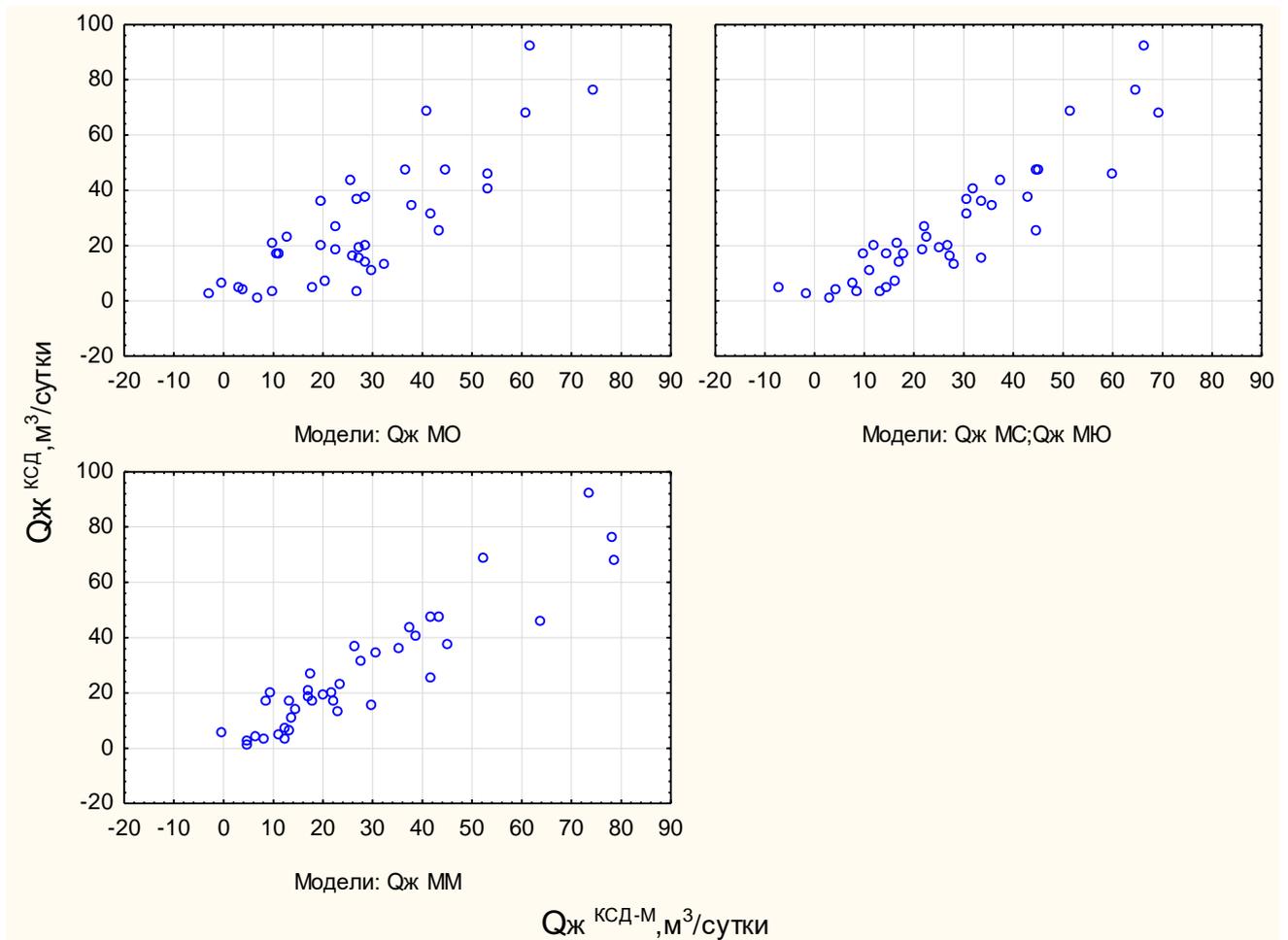


Рисунок 1.16 – Поля корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-КСД}}$ в зависимости от значений, полученных при обработке данных методом КСД

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С}}$, которые приведены в таблице 1.22. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.16.

Для южной группы месторождений с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом КСД, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-Ю}} = 26,363 + 0,07821W + 2,02295\beta_{\text{с}} + 1,08313P_{\text{заб}} + 0,61342h + 0,81517S$$

при $R = 0,886, p < 0,00001$, стандартная ошибка – 10,24 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,533; 0,728; 0,813; 0,868; 0,886.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-Ю}}$, которые приведены в таблице 1.22. Совместное корреляционное поле по значениям $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-Ю}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{КСД}}$ представлено на рисунке 1.16.

С целью совместного использования результатов статистического моделирования, полученных как совместно, так и для северной и южной групп месторождений, построена многомерная модель, учитывающая значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-Ю}}$. Данная модель имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{ММ-КСД}} = 4,618 - 0,5151Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}} + 0,8641(Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С}}; Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-Ю}}) + 0,0313(Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}})^2 + 0,0494(Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД}})(Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С}}; Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-Ю}}) + 0,0288(Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С}}; Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-Ю}})^2$$

при $R = 0,929, p < 0,00000$, стандартная ошибка – 8,21 м³/сут.

По данной формуле вычислены значения $Q_{\text{ж}}^{\text{ММ-КСД}}$, которые приведены в таблице 1.22. Поле корреляции, представленное на рисунке 1.16, показывает, что между $Q_{\text{ж}}^{\text{КСД}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{ММ-КСД}}$ имеется очень тесная статистическая связь.

По первому варианту с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом ДСА, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA}} = -96,847 + 3,9706P_{\text{заб}} + 1,0656h + 6,4705\beta_c + 0,2581W - 1,5860P_{\text{пл}} + 1,7810K_{\text{пор}} + 0,6472S$$

при $R = 0,824, p < 0,000001$, стандартная ошибка – 12,54 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,572; 0,697; 0,723; 0,773; 0,801; 0,818; 0,824.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA}}$, которые приведены в таблице 1.23. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.17.

Таблица 1.23 – Фактические и модельные значения $Q_{\text{ж}}$ для карбонатных отложений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом DCA

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{\text{ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{M-DCA-C+Ю}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{MM-DCA}}$, м ³ /сут
1	Гагаринское	66	36,3	17,48925	36,8833	33,58183
2	им.Сухарева	117	68,7	46,14313	69,49269	73,30627
3	Сибирское	145	14	26,28583	11,6549	12,89352
4	Бельское	213	40,8	52,93563	38,5628	36,83797
5	Уньвинское	226	13,2	30,34222	18,61947	18,08526
6	Сибирское	561	25,9	40,61406	33,22453	30,92837
7	Уньвинское	578	76,6	80,88593	75,30138	81,58866
8	Уньвинское	605	37,5	30,83455	30,97616	28,26653
9	Уньвинское	639	34,8	40,0751	41,64523	39,09715
10	Уньвинское	654	48	40,83036	38,88758	36,33718
11	Юрчукское	710	68,2	56,53076	68,01181	71,11218
12	Юрчукское	717	32	41,85481	26,07626	24,89034
13	Юрчукское	761	3,7	25,73712	5,136302	8,929987
14	Юрчукское	780	37,2	26,85527	42,42758	39,55659
15	Батырбайское	238	1,5	6,365635	3,787621	6,174648
16	Осинское	249	6,9	-1,49302	12,45683	11,45946
17	Батырбайское	380	27	22,67033	17,27686	16,44706
18	Опалихинское	403	20,1	19,85838	11,7663	12,34865
19	Опалихинское	437	19	23,89563	20,2051	18,7525
20	Осинское	875	23	10,4479	24,92714	21,98754
21	Красноярско-Куединское	886	46,3	50,58258	56,88334	56,64355
22	Красноярско-Куединское	899	92,2	60,62406	70,31261	74,28557
23	Красноярско-Куединское	911	43,7	26,46883	38,4139	35,30411
24	Шагиртско-Гожанское	924	5,1	18,5989	14,78994	14,32811
25	Шагиртско-Гожанское	1044	48	35,14609	48,81815	46,81
26	Шагиртско-Гожанское	1081	19,7	29,88982	28,92717	26,37654

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-DCA}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-DCA-C+ю}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{MM-DCA}$, м ³ /сут
27	Шагиртско-Гожанское	2024	7,1	19,12364	18,4934	17,10188
28	Осинское	2096	3,1	-2,95801	-4,7063	0,755825
29	Павловское	2097	3,5	11,14559	5,539084	7,629533
30	Осинское	2110	21	8,269739	17,32768	15,58374
31	Павловское	2139	15,6	26,56799	31,15061	28,21123
32	Шагиртско-Гожанское	2147	11,4	29,34319	6,893533	10,3572
33	Москудьинское	3007	17,3	11,01117	8,258892	9,309423
34	Москудьинское	3021	17,4	10,24978	10,98953	11,06107
35	Москудьинское	3022	20	25,90964	25,96755	23,57286
36	Москудьинское	3078	5,5	4,164777	0,965855	4,367619
37	Москудьинское	3097	17,5	12,41661	17,87138	16,21603
38	Москудьинское	3104	16,9	27,89988	23,32792	21,51305
39	Красноярско-Куединское	5041	4,5	6,586885	2,655928	5,534075

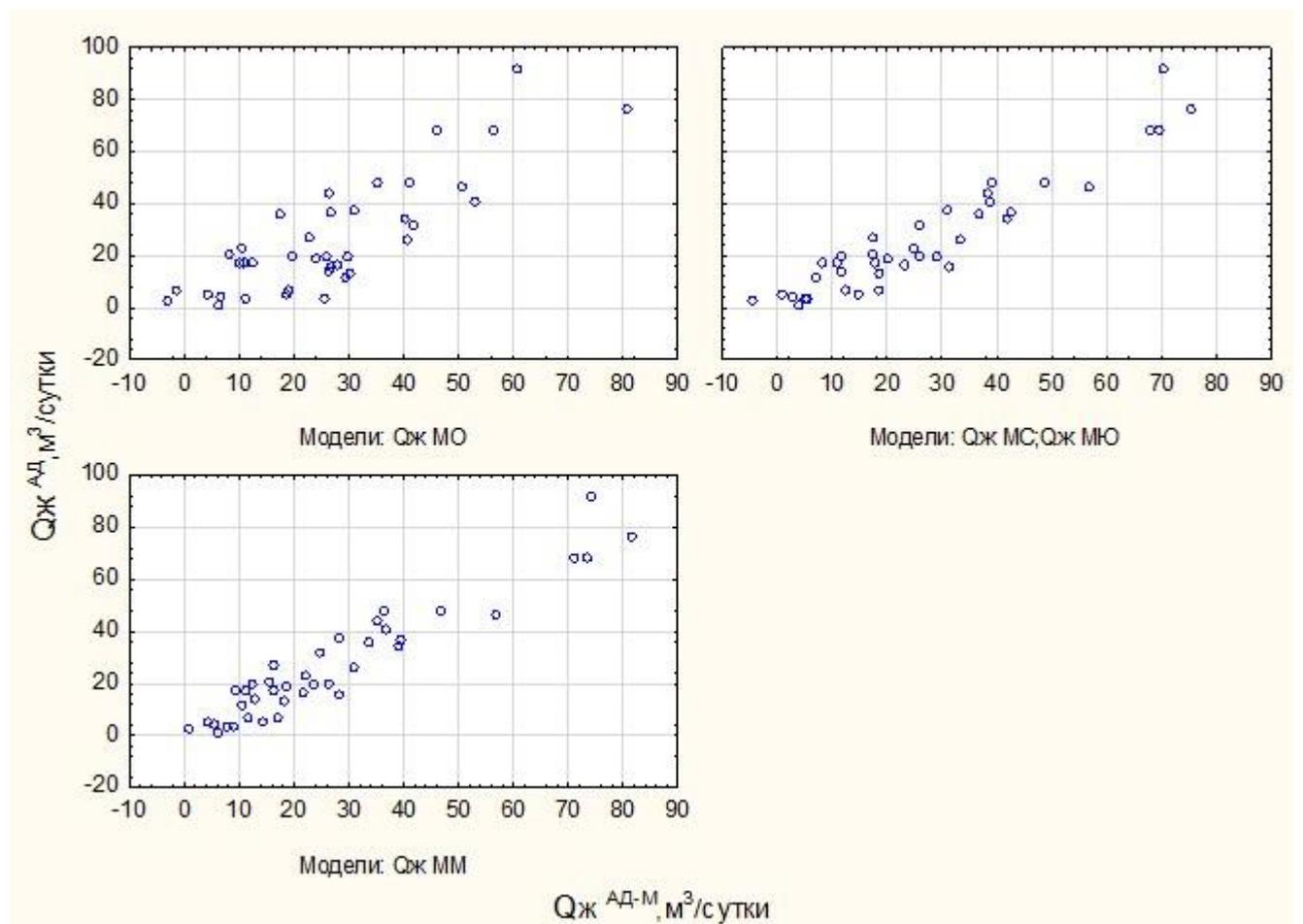


Рисунок 1.17 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{M-DCA}$ в зависимости от значений, полученных при обработке данных методом DCA(AD)

Анализ данного корреляционного поля показывает, что между значениями $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{DCA}}$ наблюдается тесные корреляционные связи.

Для северной группы месторождений с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом DCA, прогнозные значения $Q_{\text{Ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C}} = -151,672 + 2,766S + 104,017b - 0,292W + 2,087h + 2,433K_{\text{пор}} + 0,946P_{\text{пл}}$$

при $R = 0,971, p < 0,00221$, стандартная ошибка – 7,45 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,603; 0,804; 0,857; 0,891; 0,934; 0,960; 0,971.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C}}$, которые приведены в таблице 1.23. По значениям $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.17.

Для южной группы месторождений с учетом всех геолого-технологических показателей и параметров, полученных при обработке данных методом DCA, прогнозные значения $Q_{\text{Ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-Ю}} = -126,286 + 0,369W + 8,596\beta_c + 4,251P_{\text{заб}} + 2,485h - 28,404k_{\text{узп}} + 0,088\Gamma_{\text{ф}} - 1,122S$$

при $R = 0,904, p < 0,00003$, стандартная ошибка – 9,99 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,533; 0,728; 0,813; 0,868; 0,886; 0,896; 0,904.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-Ю}}$, которые приведены в таблице 1.23. Совместное корреляционное поле по значениям $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-Ю}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{DCA}}$ представлено на рисунке 1.17.

С целью совместного использования результатов статистического моделирования, полученных как совместно, так и для северной и южной групп месторождений отдельно, построена многомерная модель, учитывающая значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-Ю}}$. Данная модель имеет следующий вид:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{MM-DCA}} = 3,482 + 0,0805Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA}} + 0,557(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-Ю}}) + 0,0011(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA}})^2 - 0,003(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA}})(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-Ю}}) + 0,0072(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-Ю}})^2$$

при $R = 0,950, p < 0,00000$, стандартная ошибка – 6,87 м³/сут.

По данной формуле вычислены значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{MM-DCA}}$, которые приведены в таблице 1.23. Поле корреляции, представленное на рисунке 1.17, показывает, что между $Q_{\text{Ж}}^{\text{DCA}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{MM-DCA}}$ имеется очень тесная статистическая связь.

С целью более детального анализа использования изучаемых показателей $k_{\text{узп}}$ и S , как и в случае с терригенными отложениями, построены еще две прогнозные модели для значений $Q_{\text{Ж}}$. Одна модель построена без участия значений $k_{\text{узп}}$ и S , другая – с участием только этих параметров. Первая модель позволит также проследить, как последовательно влияют геолого-технологические показатели на формирование значений $Q_{\text{Ж}}$.

Для варианта без участия показателей $k_{\text{узп}}$ и S модель имеет следующий вид:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1}} = -101,478 + 1,620h + 0,284W + 5,790\beta_c + 1,280P_{\text{пл}} + 1,449K_{\text{пор}}$$

при $R = 0,702, p < 0,00028$, стандартная ошибка – 16,70 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,528; 0,593; 0,667; 0,689; 0,702.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1}}$, которые приведены в таблице 1.24. По значениям $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.18.

Таблица 1.24 – Фактические и модельные значения $Q_{\text{Ж}}$ для карбонатных отложений с учетом параметров, полученных при обработке данных методов КВД, КСД и ДСА

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{\text{Ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-C+Ю}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{MM}}$, м ³ /сут
1	Гагаринское	66	36,3	18,3888	36,72016	30,33153
2	им.Сухарева	117	68,7	35,90154	71,59729	71,5228
3	Сибирское	145	14	32,94943	9,460215	8,701646
4	Бельское	213	40,8	40,07966	38,22482	36,90964
5	Уньвинское	226	13,2	35,08845	39,17386	36,99625
6	Сибирское	561	25,9	51,25788	38,58598	38,46611
7	Уньвинское	578	76,6	60,81171	63,48244	73,58447
8	Уньвинское	605	37,5	29,97112	35,10412	32,02765
9	Уньвинское	639	34,8	49,23732	34,92111	33,93025
10	Уньвинское	654	48	50,21992	37,3889	36,94487
11	Юрчукское	710	68,2	36,08414	40,70682	38,768
12	Юрчукское	717	32	46,69677	48,03331	49,31154
13	Юрчукское	761	3,7	25,83096	22,13913	20,1694

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-C+Ю}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{MM}$, м ³ /сут
14	Юрчукское	780	37,2	18,10302	21,36184	18,95057
15	Батырбайское	238	1,5	12,85279	0,784424	5,640801
16	Осинское	249	6,9	5,571066	3,88297	7,904173
17	Батырбайское	380	27	22,66755	19,70755	18,06924
18	Опалихинское	403	20,1	8,704623	5,533301	8,661523
19	Опалихинское	437	19	28,71772	35,54957	32,17401
20	Осинское	875	23	29,67895	22,17052	20,32203
21	Красноярско-Куединское	886	46,3	50,04323	61,87549	67,50494
22	Красноярско-Куединское	899	92,2	46,16566	56,80087	59,70657
23	Красноярско-Куединское	911	43,7	39,75156	40,97512	39,81375
24	Шагиртско-Гожанское	924	5,1	18,69561	16,22872	15,33483
25	Шагиртско-Гожанское	1044	48	41,14013	43,90726	43,30298
26	Шагиртско-Гожанское	1081	19,7	34,39638	26,60806	24,54
27	Шагиртско-Гожанское	2024	7,1	20,2999	20,57098	18,58055
28	Осинское	2096	3,1	10,15328	3,378881	7,407457
29	Павловское	2097	3,5	7,696535	14,7715	13,6395
30	Осинское	2110	21	24,23732	19,1669	17,69579
31	Павловское	2139	15,6	19,83632	21,18569	18,99723
32	Шагиртско-Гожанское	2147	11,4	24,12253	14,65024	14,12492
33	Москудьинское	3007	17,3	6,52682	11,66441	11,86588
34	Москудьинское	3021	17,4	7,546018	8,890118	10,4578
35	Москудьинское	3022	20	13,49678	10,04928	11,1751
36	Москудьинское	3078	5,5	4,25477	0,334291	6,279136
37	Москудьинское	3097	17,5	17,12518	26,17095	22,23905
38	Москудьинское	3104	16,9	18,91634	16,85752	15,79042
39	Красноярско-Куединское	5041	4,5	6,982257	11,58537	11,85811

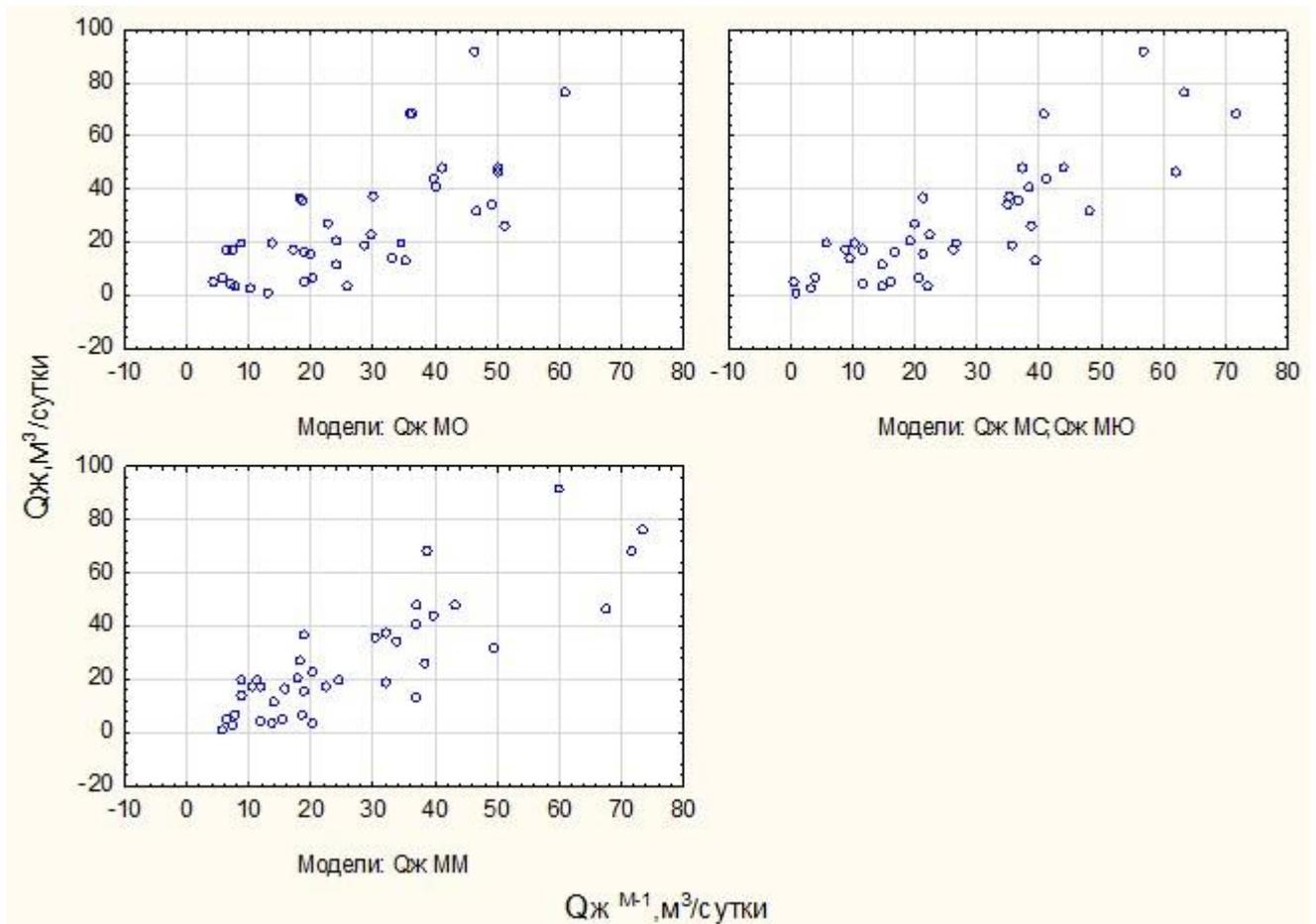


Рисунок 1.18 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{M-1}$

Анализ данного корреляционного поля показывает, что между значениями $Q_{ж}^{M-1}$ и $Q_{ж}$ наблюдаются тесные корреляционные связи.

Для северной группы месторождений с использованием только геолого-технологических данных прогнозные значения $Q_{ж}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{ж}^{M-1-C} = 474,960 + 1,2224h - 0,2869H_{пл} + 3,1899\mu_n + 0,1304\Gamma_{\phi} + 0,2314W$$

при $R = 0,734, p < 0,00379$, стандартная ошибка – 18,593 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,348; 0,448; 0,569; 0,634; 0,734.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{ж}^{M-1-C}$, которые приведены в таблице 1.24. По значениям $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{M-1-C}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.18.

Для южной группы месторождений с использованием только геолого-технологических данных прогнозные значения $Q_{\text{ж}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-Ю}} = -230,123 + 0,398W + 11,931\beta_c + 1,439h + 0,048N_{\text{пл}} + 1,813K_{\text{пор}}$$

при $R = 0,827, p < 0,00028$, стандартная ошибка – 12,46 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,533; 0,728; 0,802; 0,816; 0,827.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-Ю}}$, которые приведены в таблице 1.24. Совместное корреляционное поле по значениям $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-С}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-Ю}}$ и $Q_{\text{ж}}$ представлено на рисунке 1.18.

По результатам статистического моделирования, полученных по северной и южной группе месторождений в отдельности, а также в совместном использовании, построена многомерная модель, учитывающую значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-С}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-Ю}}$. Данная модель имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{MM}} = 6,340 - 0,031Q_{\text{ж}}^{\text{M-1}} + 0,3987(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-С}}; Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-Ю}}) - 0,0046(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1}})^2 \\ + 0,0144(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1}})(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-С}}; Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-Ю}}) + 0,0013(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-С}}; Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-Ю}})^2$$

при $R = 0,851, p < 0,0000$, стандартная ошибка – 12,14 м³/сут.

По данной формуле вычислены значения $Q_{\text{ж}}^{\text{MM}}$, которые приведены в таблице 1.24. Поле корреляции, представленное на рисунке 1.18, показывает, что между $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{MM}}$ имеется тесная статистическая связь.

Для карбонатных отложений модель, построенная с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КВД, значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M}}$ вычисляются по следующей зависимости:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-КВД}} = 24,734 + 2,0154S$$

при $R = 0,629, p < 0,00312$, стандартная ошибка – 13,46 м³/сут.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-КВД}}$, которые приведены в таблице 1.25. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-КВД}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.19.

Таблица 1.25 – Фактические и модельные значения $Q_{ж}$ для карбонатных отложений изучаемых пластов с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КВД

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-1-КВД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-КВД-С+Ю}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{ММ-1-КВД}$, м ³ /сут
1	Гагаринское	66	36,3	21,88686	26,34559	26,42409
2	им.Сухарева	117	68,7	–	–	–
3	Сибирское	145	14	24,81036	25,86215	25,01897
4	Бельское	213	40,8	16,09769	38,55545	39,74318
5	Уньвинское	226	13,2	33,43967	24,80618	24,26441
6	Сибирское	561	25,9	21,65341	26,90032	27,08149
7	Уньвинское	578	76,6	63,0199	66,06049	74,13356
8	Уньвинское	605	37,5	29,53626	49,54396	39,58262
9	Уньвинское	639	34,8	22,62844	29,72274	29,40459
10	Уньвинское	654	48	24,41099	19,28604	17,54356
11	Юрчукское	710	68,2	–	–	–
12	Юрчукское	717	32	37,74242	40,96208	38,90419
13	Юрчукское	761	3,7	30,49596	14,65103	10,99358
14	Юрчукское	780	37,2	19,33685	37,30397	36,81833
15	Батырбайское	238	1,5	12,67554	12,92728	15,79453
16	Осинское	249	6,9	12,77075	12,4008	14,91619
17	Батырбайское	380	27	10,20719	12,08247	17,05717
18	Опалихинское	403	20,1	–	–	–
19	Опалихинское	437	19	16,44581	11,69067	10,77716
20	Осинское	875	23	14,0419	11,56824	12,49906
21	Красноярско-Куединское	886	46,3	–	–	–
22	Красноярско-Куединское	899	92,2	–	–	–
23	Красноярско-Куединское	911	43,7	–	–	–
24	Шагиртско-Гожанское	924	5,1	14,87041	11,71516	12,02623
25	Шагиртско-Гожанское	1044	48	–	–	–
26	Шагиртско-Гожанское	1081	19,7	27,37731	13,61293	9,387242
27	Шагиртско-Гожанское	2024	7,1	13,90765	11,51926	12,54089
28	Осинское	2096	3,1	14,76719	11,10298	11,16902
29	Павловское	2097	3,5	17,97258	10,69281	8,206148
30	Осинское	2110	21	14,11503	11,60497	12,4921
31	Павловское	2139	15,6	16,81928	15,92698	16,67693
32	Шагиртско-Гожанское	2147	11,4	20,64561	13,02523	10,2897
33	Москудьинское	3007	17,3	10,10093	11,86208	16,83902
34	Москудьинское	3021	17,4	10,23001	12,21441	17,02152

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-КВД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-КВД-С+Ю}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{MM-1-КВД}$, м ³ /сут
35	Москудьянское	3022	20	18,27833	18,90219	19,67895
36	Москудьянское	3078	5,5	13,98292	11,48253	5,516458
37	Москудьянское	3097	17,5	15,64358	12,48651	17,53597
38	Москудьянское	3104	16,9	18,53618	19,82047	16,90289
39	Красноярско-Куединское	5041	4,5	17,383	11,17644	4,52549

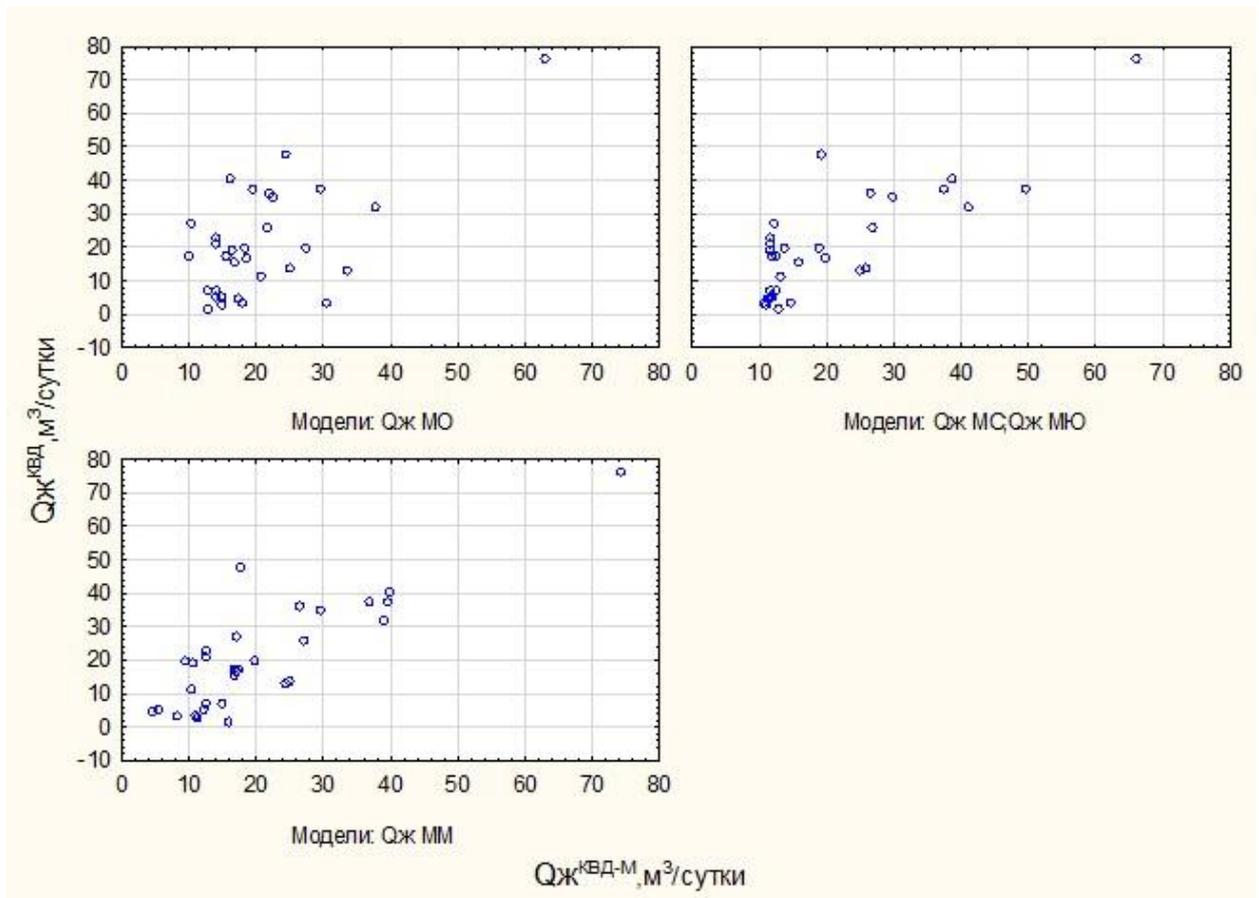


Рисунок 1.19 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{M-1-КВД}$

Анализ рисунка 1.19 показывает, что корреляционное поле характеризуется достаточно сильным разбросом значений.

Для северной группы месторождений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КВД, прогнозные значения $Q_{ж}^M$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{ж}^{M-1-С} = 49,019 + 4,09014S + 70,41781k_{узп}$$

при $R = 0,753, p < 0,04958$, стандартная ошибка – 14,55 м³/сут.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменяются следующим образом: 0,646; 0,753.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-C}}$, которые приведены в таблице 1.25. Поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-C}}$ представлено на рисунке 1.19 и характеризуется сложным видом.

Для южной группы месторождений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КВД, прогнозные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-Ю}} = 10,637 + 1,22437k_{\text{уэп}}$$

при $R = 0,320, p < 0,10338$, стандартная ошибка – 7,74 м³/сут.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-Ю}}$, которые приведены в таблице 1.25. Поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-Ю}}$ представлено на рисунке 1.19.

Для изучения совместной оценки модельных показателей $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КВД}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-C}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-Ю}}$ предлагается использовать следующую формулу:

$$\begin{aligned} Q_{\text{Ж}}^{\text{MM-КВД}} = & 10,545 - 1,7141Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КВД}} + 1,9376(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-C}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-Ю}}) \\ & + 0,0304(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КВД}})^2 - 0,0006(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КВД}})(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-C}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-Ю}}) \\ & - 0,0171(Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-C}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-Ю}})^2 \end{aligned}$$

при $R = 0,846, p < 0,0000$, стандартная ошибка – 8,90 м³/сут.

По данной формуле вычислены значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{MM-КВД}}$, которые представлены в таблице 1.25. Поле корреляции, представленное на рисунке 1.19, показывает, что между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{MM-КВД}}$ наблюдается тесная статистическая связь.

Для карбонатных отложений модель, построенная с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КСД, значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M}}$ вычисляются по следующей зависимости:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КСД}} = 14,811 + 3,21003P_{\text{заб}}$$

при $R = 0,573, p < 0,00014$, стандартная ошибка – 18,18 м³/сут.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{М-1-КСД}}$, которые представлены в таблице 1.26. По значениям $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{М-1-КСД}}$ построено поле корреляции, приведенное на рисунке 1.20.

Таблица 1.26 – Фактические и модельные значения $Q_{\text{ж}}$ для карбонатных отложений изучаемых пластов с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КСД

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{\text{ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{М-1-КСД}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{М-КСД-С+Ю}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}^{\text{ММ-1-КСД}}$, м ³ /сут
1	Гагаринское	66	36,3	26,36810	31,91354	32,232743
2	им.Сухарева	117	68,7	38,69461	39,67367	33,6431162
3	Сибирское	145	14	28,61512	33,32815	31,8738687
4	Бельское	213	40,8	18,34302	26,86138	35,756442
5	Уньвинское	226	13,2	44,66527	43,43248	37,2974284
6	Сибирское	561	25,9	26,36810	31,91354	32,232743
7	Уньвинское	578	76,6	64,24645	55,75976	62,8895849
8	Уньвинское	605	37,5	22,83706	29,69059	33,3515984
9	Уньвинское	639	34,8	24,60258	30,80207	32,7074036
10	Уньвинское	654	48	33,23756	36,23820	31,9992058
11	Юрчукское	710	68,2	69,70350	59,19523	73,7378846
12	Юрчукское	717	32	41,64784	41,53286	35,2082727
13	Юрчукское	761	3,7	41,13424	41,20953	34,9019938
14	Юрчукское	780	37,2	31,82515	35,34901	31,8375949
15	Батырбайское	238	1,5	16,73801	12,30074	10,3368861
16	Осинское	249	6,9	19,43443	20,21455	20,7589448
17	Батырбайское	380	27	16,51330	23,59578	31,4426534
18	Опалихинское	403	20,1	31,43994	29,21479	29,4747128
19	Опалихинское	437	19	16,93061	15,16750	14,1363492
20	Осинское	875	23	16,80221	15,13260	14,109966
21	Красноярско-Куединское	886	46,3	23,35067	37,12693	49,1865503
22	Красноярско-Куединское	899	92,2	34,07217	41,22619	34,99322
23	Красноярско-Куединское	911	43,7	22,51606	18,39405	18,9213218
24	Шагиртско-Гожанское	924	5,1	17,63681	9,96866	8,7947344
25	Шагиртско-Гожанское	1044	48	23,44697	26,34627	27,0959075
26	Шагиртско-Гожанское	1081	19,7	24,24948	13,59074	20,3455229
27	Шагиртско-Гожанское	2024	7,1	17,12321	12,48097	10,6968574
28	Осинское	2096	3,1	16,03180	11,22829	8,79621002
29	Павловское	2097	3,5	14,95644	10,05898	6,94168554
30	Осинское	2110	21	17,34791	16,59206	16,1645912

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-1-КСД}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-КСД-С+Ю}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{ММ-1-КСД}$, м ³ /сут
31	Павловское	2139	15,6	28,67932	37,10763	36,8484635
32	Шагиртско-Гожанское	2147	11,4	20,26904	19,05191	18,8954198
33	Москудьинское	3007	17,3	17,41211	18,35900	19,0254609
34	Москудьинское	3021	17,4	21,58515	24,79099	26,3257639
35	Москудьинское	3022	20	36,47969	47,02798	37,6634563
36	Москудьинское	3078	5,5	16,67381	8,98212	7,01509546
37	Москудьинское	3097	17,5	17,92572	7,94360	8,0377105
38	Москудьинское	3104	16,9	33,33386	33,99591	31,2163283
39	Красноярско-Куединское	5041	4,5	16,96271	3,40174	4,99890674

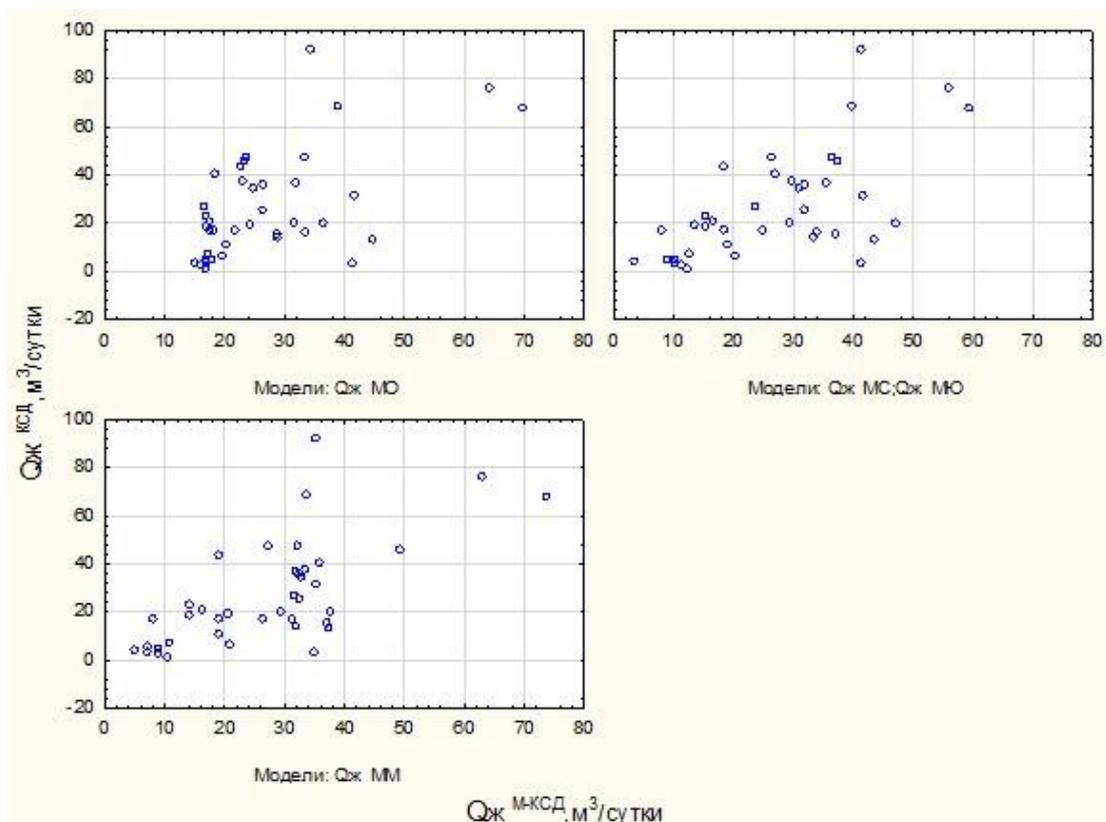


Рисунок 1.20 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{М-1-КСД}$

Анализ рисунка 1.20 показывает, что корреляционное поле между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{М-1-КСД}$ характеризуется достаточно сильным разбросом значений.

Для северной группы месторождений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КСД, прогнозные значения $Q_{ж}^М$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{ж}^{М-1-КСД-С} = 23,267 + 2,22295P_{заб}$$

при $R = 0,483, p < 0,07882$, стандартная ошибка – $19,58 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-С}}$, которые приведены в таблице 1.26.

Для южной группы месторождений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом КСД, прогнозные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-Ю}} = -0,863 - 2,36088S + 31,85644k_{\text{узп}}$$

при $R = 0,581, p < 0,0118$, стандартная ошибка – $17,154 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменяются следующим образом: $0,543; 0,581$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-Ю}}$, которые приведены в таблице 1.26. Поле корреляции между $Q_{\text{Ж}}$ и совместных данных $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-С}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-Ю}}$ представлено на рисунке 1.20.

Для изучения совместной оценки модельных показателей $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-С}}$, $Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-Ю}}$ предлагается использовать следующую формулу:

$$\begin{aligned} Q_{\text{Ж}}^{\text{ММ-КСД}} = & -6,448 - 1,613Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД}} + 3,2528(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-С}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-Ю}}) \\ & + 0,1364(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД}})^2 - 0,058(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД}})(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-С}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-Ю}}) \\ & + 0,058(Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-С}}; Q_{\text{Ж}}^{\text{М-1-КСД-Ю}})^2 \end{aligned}$$

при $R = 0,678, p < 0,0000$, стандартная ошибка – $16,297 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По данной формуле вычислены значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{ММ-КСД}}$, которые приведены в таблице 1.26. Поле корреляции, приведенное на рисунке 1.20, показывает, что между $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{ММ-КСД}}$ наблюдается более тесная корреляция, чем по моделям, построенным отдельно по территориям.

Для карбонатных отложений модели, построенной с учетом параметров, полученных при обработке данных методом ДСА, значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{М}}$ вычисляются по следующей зависимости:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}} = 17,409 + 0,96327S$$

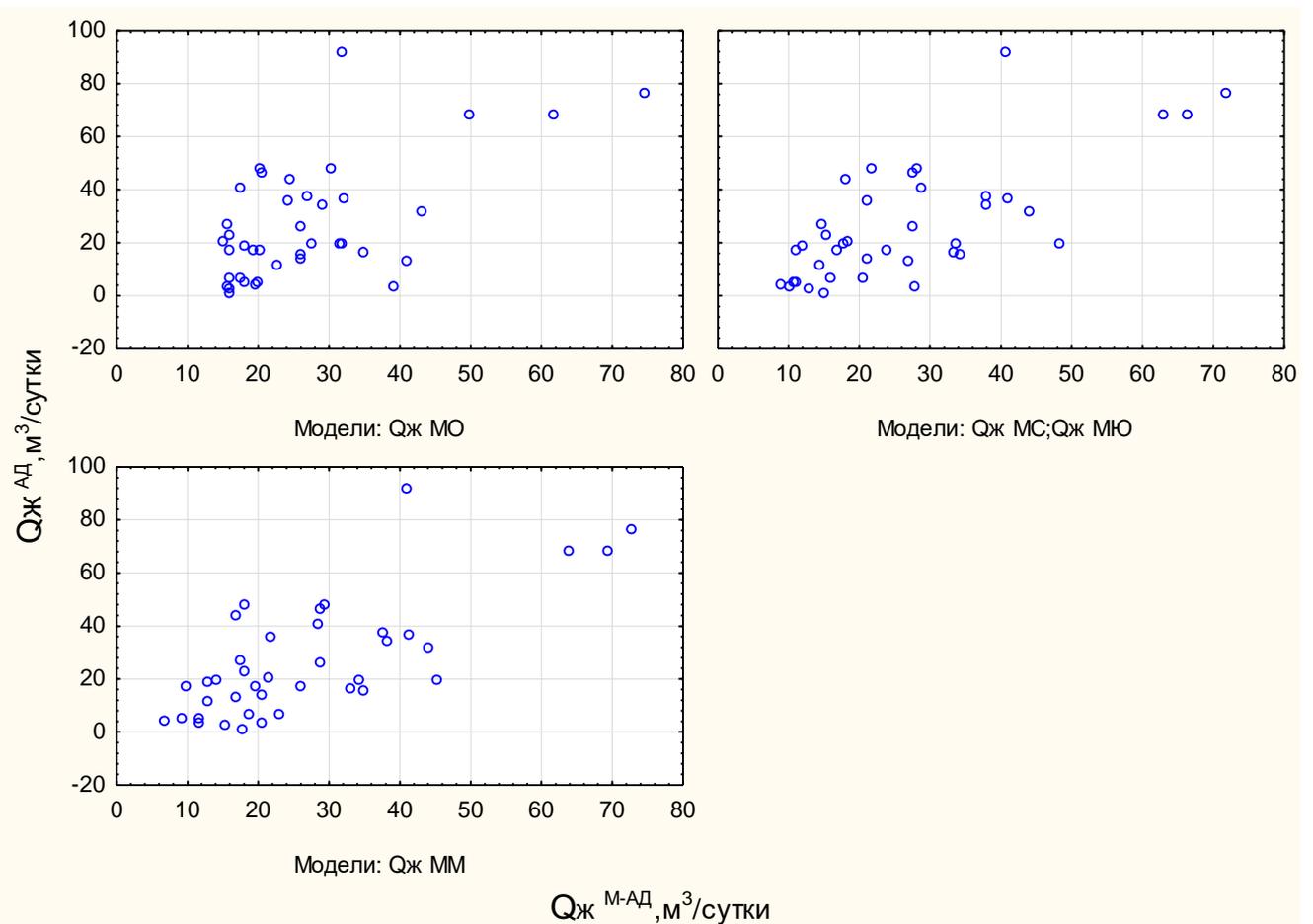
при $R = 0,595, p < 0,00037$, стандартная ошибка – $18,06 \text{ м}^3/\text{сут}$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}}$, которые представлены в таблице 1.27. По значениям $Q_{\text{Ж}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-КСД}}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.21.

Таблица 1.27 – Фактические и модельные значения $Q_{\text{Ж}}$ для карбонатных отложений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом ДСА

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{\text{Ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-1-DCA}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{M-DCA-C+Ю}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{Ж}}^{\text{MM-1-DCA}}$, м ³ /сут
1	Гагаринское	66	36,3	24,00487	21,09904	21,71118
2	им.Сухарева	117	68,7	49,85534	63,06982	63,90269
3	Сибирское	145	14	25,94279	21,05451	20,54115
4	Бельское	213	40,8	17,37271	28,74298	28,52198
5	Уньвинское	226	13,2	40,84465	27,02290	16,71081
6	Сибирское	561	25,9	26,02773	27,57827	28,78369
7	Уньвинское	578	76,6	74,58938	71,90178	72,7397
8	Уньвинское	605	37,5	27,02815	37,90920	37,52679
9	Уньвинское	639	34,8	29,12876	37,91287	38,23162
10	Уньвинское	654	48	30,12202	21,53967	18,07075
11	Юрчукское	710	68,2	61,76431	66,39890	69,25938
12	Юрчукское	717	32	42,96231	44,02639	44,09717
13	Юрчукское	761	3,7	39,05160	27,74043	20,33964
14	Юрчукское	780	37,2	32,17900	40,90322	41,22051
15	Батырбайское	238	1,5	15,89216	14,94883	17,64954
16	Осинское	249	6,9	17,44705	20,62352	23,05712
17	Батырбайское	380	27	15,60204	14,76031	17,53744
18	Опалихинское	403	20,1	31,36515	33,49908	34,24167
19	Опалихинское	437	19	17,88847	12,01487	12,93031
20	Осинское	875	23	15,75488	15,39268	18,18058
21	Красноярско-Куединское	886	46,3	20,43926	27,56536	28,8518
22	Красноярско-Куединское	899	92,2	31,90141	40,77736	41,05608
23	Красноярско-Куединское	911	43,7	24,43946	17,87098	16,85657
24	Шагиртско-Гожанское	924	5,1	19,94243	10,58430	9,118786
25	Шагиртско-Гожанское	1044	48	20,23333	28,23114	29,2687

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-1-DCA}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-DCA-C+Ю}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{MM-1-DCA}$, м ³ /сут
26	Шагиртско-Гожанское	1081	19,7	27,57198	17,74096	13,93819
27	Шагиртско-Гожанское	2024	7,1	16,03172	15,90575	18,65163
28	Осинское	2096	3,1	15,86106	12,79637	15,13653
29	Павловское	2097	3,5	15,51159	10,05388	11,77588
30	Осинское	2110	21	14,97327	18,48296	21,30591
31	Павловское	2139	15,6	26,09449	34,20537	34,80494
32	Шагиртско-Гожанское	2147	11,4	22,50154	14,27954	12,80822
33	Москудьинское	3007	17,3	15,99190	16,87936	19,67647
34	Москудьинское	3021	17,4	19,39824	23,89042	25,86707
35	Москудьинское	3022	20	31,85856	48,37899	45,11491
36	Москудьинское	3078	5,5	17,95598	11,09256	11,55499
37	Москудьинское	3097	17,5	20,19159	11,04605	9,641545
38	Москудьинское	3104	16,9	34,82875	33,28435	32,85572
39	Красноярско-Куединское	5041	4,5	19,65004	8,99500	6,757174

Рисунок 1.21 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{M-1-DCA}$

Анализ рисунка 1.21 показывает, что корреляционное поле между $Q_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA}}$ характеризуется достаточно сильным разбросом значений, особенно это относится к значениям $Q_{\text{ж}} > 30 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Для северной группы месторождений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом DCA, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-C}} = 29,478 + 2,47035S$$

при $R = 0,804, p < 0,00326$, стандартная ошибка – 13,89 $\text{м}^3/\text{сут}$. Значения коэффициентов R изменяются: 0,603; 0,804.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-C}}$, которые приведены в таблице 1.27.

Для южной группы месторождений с учетом параметров, полученных при обработке данных методом DCA, прогнозные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M}}$ можно определить по следующей модели:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-Ю}} = 6,239 - 1,706321S$$

при $R = 0,533, p < 0,02500$, стандартная ошибка – 17,421 $\text{м}^3/\text{сут}$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-Ю}}$, которые представлены в таблице 1.27. Поле корреляции между $Q_{\text{ж}}$ и данными $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-C}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-Ю}}$ представлено на рисунке 1.21.

Для изучения совместной оценки модельных показателей $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-C}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-Ю}}$ предлагается использовать следующую формулу:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ж}}^{\text{MM-DCA}} = & 7,114 - 0,2139Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA}} + 0,8826(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-C}}, Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-Ю}}) \\ & - 0,0354(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA}})^2 + 0,0669(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA}})(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-C}}, Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-Ю}}) \\ & - 0,0278(Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-C}}, Q_{\text{ж}}^{\text{M-1-DCA-Ю}})^2 \end{aligned}$$

при $R = 0,729, p < 0,0000$, стандартная ошибка – 15,165 $\text{м}^3/\text{сут}$.

По данной формуле вычислены значения $Q_{\text{ж}}^{\text{MM-DCA}}$, которые приведены в таблице 1.27. Поле корреляции, представленное на рисунке 1.21, показывает, что

между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{MM-DCA}$ наблюдается более тесная корреляция, чем по моделям, построенным отдельно территориям.

Для изучения совместной оценки модельных показателей $Q_{ж}^{MM-KVD}$, $Q_{ж}^{MM-KCD}$, $Q_{ж}^{MM-DCA}$ предлагается использовать следующую формулу:

$$Q_{ж}^{MMM} = -2,734 + 0,79887Q_{ж}^{MM-DCA} + 0,35236Q_{ж}^{MM-KCD}$$

при $R = 0,754, p < 0,0001$, стандартная ошибка – 15,806 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,740; 0,754.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{ж}^{MMM}$, которые приведены в таблице 1.28. По значениям $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{MMM}$ построено поле корреляции, представленное на рисунке 1.22.

Таблица 1.28 – Фактические и модельные значения $Q_{ж}$ для карбонатных отложений с учетом данных, полученных по моделям, построенным отдельно по геолого-технологическим показателям ($Q_{ж}^{MM}$) и показателям, которые получены при обработке данных методами КВД, КСД и DCA ($Q_{ж}^{MMM}$)

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{MMM}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{MM}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{M-Комп}$, м ³ /сут
1	Гагаринское	66	36,3	30,33153	25,96695	28,38272
2	им.Сухарева	117	68,7	71,5228	60,16928	74,10105
3	Сибирское	145	14	8,701646	24,90581	12,04073
4	Бельское	213	40,8	36,90964	32,64947	36,23741
5	Уньвинское	226	13,2	36,99625	23,75690	32,26735
6	Сибирское	561	25,9	38,46611	31,61694	36,91038
7	Уньвинское	578	76,6	73,58447	77,53400	83,48924
8	Уньвинское	605	37,5	32,02765	38,99575	35,53615
9	Уньвинское	639	34,8	33,93025	39,33183	37,08372
10	Уньвинское	654	48	36,94487	22,97645	31,87568
11	Юрчукское	710	68,2	38,768	78,57615	58,43186
12	Юрчукское	717	32	49,31154	44,89881	50,88757
13	Юрчукское	761	3,7	20,1694	25,81180	20,86070
14	Юрчукское	780	37,2	18,95057	41,41307	27,04351
15	Батырбайское	238	1,5	5,640801	15,00713	5,30637
16	Осинское	249	6,9	7,904173	22,99933	10,59120
17	Батырбайское	380	27	18,06924	22,35431	17,75243
18	Опалихинское	403	20,1	8,661523	35,00534	16,59233
19	Опалихинское	437	19	32,17401	12,57586	23,65974
20	Осинское	875	23	20,32203	16,76083	16,86722

№ п/п	Месторождение	№ скв.	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{МММ}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{ММ}$, м ³ /сут	$Q_{ж}^{М-Комп}$, м ³ /сут
21	Красноярско-Куединское	886	46,3	67,50494	37,64512	60,93818
22	Красноярско-Куединское	899	92,2	59,70657	42,39361	57,37367
23	Красноярско-Куединское	911	43,7	39,81375	17,39843	31,44924
24	Шагиртско-Гожанское	924	5,1	15,33483	7,64882	9,07713
25	Шагиртско-Гожанское	1044	48	43,30298	30,19441	39,81190
26	Шагиртско-Гожанское	1081	19,7	24,54	15,56886	19,41949
27	Шагиртско-Гожанское	2024	7,1	18,58055	15,93451	15,21542
28	Осинское	2096	3,1	7,407457	12,45671	5,44497
29	Павловское	2097	3,5	13,6395	9,11855	8,50063
30	Осинское	2110	21	17,69579	19,98150	16,40231
31	Павловское	2139	15,6	18,99723	38,05349	25,55386
32	Шагиртско-Гожанское	2147	11,4	14,12492	14,15521	11,14115
33	Москудьянское	3007	17,3	11,86588	19,68785	11,99418
34	Москудьянское	3021	17,4	10,4578	27,20560	14,37163
35	Москудьянское	3022	20	11,1751	46,57694	23,68421
36	Москудьянское	3078	5,5	6,279136	8,96795	3,03515
37	Москудьянское	3097	17,5	22,23905	7,79969	14,20826
38	Москудьянское	3104	16,9	15,79042	34,51182	21,59592
39	Красноярско-Куединское	5041	4,5	11,85811	4,42473	5,06532

Вид корреляционного поля показывает, что оно характеризуется достаточно сильным разбросом значений $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^{МММ}$ относительно друг друга. Модель, учитывающая значения $Q_{ж}^{ММ}$ и $Q_{ж}^{МММ}$ для карбонатных отложений, имеет следующий вид:

$$Q_{ж}^{М-Комп} = -5,636 + 0,73328Q_{ж}^{ММ} + 0,45359Q_{ж}^{МММ}$$

при $R = 0,885$, $p < 0,00001$, стандартная ошибка – 10,43 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,840; 0,885.

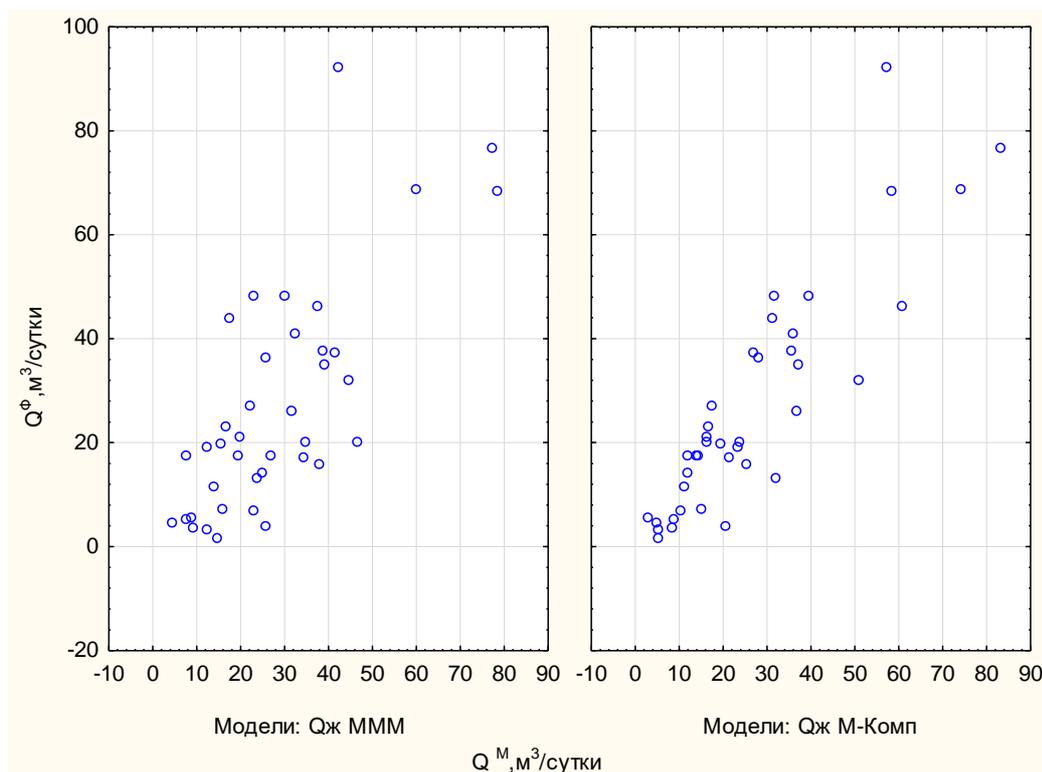


Рисунок 1.22 – Поля корреляции между $Q_{ж}$ и $Q_{ж}^M$

Таким образом, можно сделать вывод, что при использовании показателей, которые определены при обработке данных методом КВД, можно достаточно уверенно считать, что показатель S значительно влияет на величину $Q_{ж}$ для северной группы месторождений.

При использовании всех параметров и показателей, определенных при обработке данных методом КСД, построенная модель для прогноза $Q_{ж}$ состоит из шести показателей, при этом значения коэффициентов R изменяются от 0,572 до 0,818. В построенной модели отсутствуют показатели $k_{узп}$ и S . Для прогноза $Q_{ж}$ северной группы месторождений использовано семь показателей, при этом значения R изменяются от 0,484 до 0,964. В построенной модели использован показатель $k_{узп}$. Параметр S в построенной модели отсутствует. Для прогноза $Q_{ж}$ южной группы месторождений использовано пять показателей, при этом значения R изменяются от 0,484 до 0,964. В построенной модели использован показатель S , параметр $k_{узп}$ в построенной модели отсутствует.

При использовании всех параметров и показателей, определенных при обработке данных методом ДСА, построенная модель для прогноза $Q_{ж}$ состоит из

семи показателей, при этом значения коэффициентов R изменяются от 0,572 до 0,824. В построенной модели имеется S и отсутствует показатель $k_{узп}$. Для прогноза $Q_{ж}$ северной группы месторождений использовано семь показателей, значения R изменяются от 0,603 до 0,971. В построенной модели использованы показатели S и $k_{узп}$. Для прогноза $Q_{ж}$ южной группы месторождений использовано семь показателей, значения R изменяются от 0,533 до 0,904. В построенной модели используются все показатели, определенные при обработке данных метода ДСА. Это свидетельствует о том, что показатель S используется во всех разработанных моделях.

В модели для карбонатных отложений, построенной только по геолого-технологическим показателям, принимают участие пять показателей, значения R изменяются от 0,528 до 0,702, на первом шаге формирования модели использован показатель h . Для северной группы месторождений в модели используются пять показателей, значения R изменяются от 0,348 до 0,734. Для южной группы месторождений в модели используются пять показателей, значения R изменяются от 0,533 до 0,827. Стоит отметить, что модели, построенные с использованием геолого-технологических показателей, значительно отличаются между собой по значимости параметров.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

В данной главе выполнено научное обоснование 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 (Decline Curve Analyze). При этом выполнены масштабные исследования, направленные на оценку применимости указанных методов для всех геолого-физических условий и территорий добычи нефти в Пермском крае.

В ходе исследования специально выполнена интерпретация кондиционных промысловых данных по всем скважинам региона, оборудованным датчиками давления на приеме насоса, наличие информации с которых является требованием рассматриваемых методов. Данные по каждой скважине интерпретированы тремя методами – КСД, DCA, КВД.

В результате получен большой цифровой массив исходных данных, при обработке которого построена серия многомерных математических моделей дебита жидкости, использующих в качестве фильтрационных параметров значения, определенные одним из анализируемых методов. Модели дебитов построены с использованием принципа их последовательной детализации дифференцированно для терригенных и карбонатных коллекторов. Основной целью выполненных исследований являлась всесторонняя оценка достоверности трех методов определения фильтрационных параметров продуктивных пластов – КВД, КСД и DCA.

В результате анализа построенных моделей получены следующие выводы:

- для терригенных коллекторов все три метода демонстрируют высокую достоверность, однако фильтрационные параметры, определенные при обработке КВД, являются несколько более точными;
- для карбонатных коллекторов высокую надежность в определении фильтрационных параметров демонстрирует только метод КВД. Метод DCA можно эффективно использовать с целью достоверного определения только величины скин-фактора;
- причинами невысокой достоверности методов КСД и DCA применительно к карбонатным коллекторам могут быть либо несоответствие их математического аппарата фактическим условиям выработки запасов, либо недостаточная точность и регулярность промысловых исследований, используемых при практической реализации данных методов.

Установлены критерии применения методов КСД и DCA для получения достоверных значений фильтрационных параметров пластовых систем:

- регистрация забойного давления должна выполняться глубинными манометрами или блоками ТМС 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);

- важно иметь информацию о начальном пластовом давлении (до запуска скважины в эксплуатацию) в залежи, а также о текущем его значении (периодическое проведение ГДИС, по результатам исследований пьезометрических скважин);

- замеры дебитов должны быть достаточно продолжительными, желательно непрерывными, выполняться не реже одного раза в сутки; флуктуация его значений не должна превышать 10 %;

- желательно иметь информацию о строении пласта, наличии границ, сведения о проведенных ГТМ;

- окружающие скважины должны работать при стационарных режимах.

Инновационный подход, использованный в данной главе для оценки применимости методов КСД и DCA, позволил также решить задачу, актуальную для теории и практики разработки месторождений углеводородов, а именно оценить индивидуальные условия фильтрации флюидов. С этой целью проанализирована процедура построения моделей дебитов и их конечный вид. Условия фильтрации определялись исходя из набора параметров, включенных в построенные модели, а также интервалов и диапазонов их включения в различных условиях.

Полученные при анализе многомерных моделей дебитов выводы можно резюмировать следующим образом:

- при подборе скважин для проведения геолого-технические мероприятий, основываясь на значениях скин-фактора, необходимо оперировать величиной, полученной при обработке данных методом КВД, что обусловлено существенным различием в продолжительности исследований методами КСД и DCA, по сравнению с методом КВД. То есть величина скин-фактора, определенная при

обработке данных методом КВД, является величиной, характеризующей состояние призабойной зоны пласта на данный, текущий момент времени [58]. В то время как скин-фактор, определенный при обработке данных методами КСД и DCA, является величиной, осредняющей состояние призабойной зоны пласта за период времени, соответствующий записи давлений и дебитов, которые впоследствии используются при обработке;

- условия фильтрации в терригенных отложениях месторождений и юга, и севера региона во многом определяются обводненностью продукции. В связи с этим основной задачей эффективной выработки запасов в указанных условиях следует считать подбор таких технико-технологических решений, которые исключают преждевременный прорыв воды к забоям добывающих скважин. Кроме того, многофазность потока необходимо учитывать также при интерпретации ГДИ (в KAPPA Workstation) и не исключать этап ввода графика относительных фазовых проницаемостей при вводе данных;

- условия фильтрации в карбонатных отложениях во многом определяются толщиной пласта. Данный вывод вполне закономерен с учетом преимущественно массивного типа залежей, представленных карбонатными коллекторами, и, как следствие, значительной дифференциацией толщины пласта в ее пределах. Кроме того, проблематика выбора толщины (общей либо перфорированной) участвующей в определении проницаемости из величины гидропроводности, по-прежнему остается актуальной. Вероятно, именно неопределенность в выборе толщины пласта при вычислении проницаемости является одной из проблем, обуславливающей невысокую достоверность определения проницаемости карбонатных коллекторов. Решение данной проблемы должно быть основано на комплексном анализе геофизических (потометрия, термометрия) и гидродинамических исследований. Еще одной проблемой является сложность строения пустотного пространства карбонатных коллекторов и, как следствие, протекающих в них процессов фильтрации. В связи с этим детальное изучение особенностей строения пустотного пространства и их учета при решении задач разработки месторождений

углеводородов является актуальной задачей, которой посвящены следующие разделы настоящей диссертационной работы.

Необходимо отметить, что в настоящее время в практике нефтедобычи используются различные методы (КВД, КВУ, КСД и DCA) определения фильтрационных параметров, различающихся как по технологическим особенностям проведения измерений, так и по математическим основам и принципам интерпретации. Перечисленные методы определения фильтрационных параметров являются косвенными, решаемыми в рамках второй (обратной) задачи подземной гидромеханики. Наиболее очевидным способом оценки достоверности косвенных методов следует считать их сопоставление с результатами прямых, непосредственных измерений. Однако измерить фазовую проницаемость в процессе разработки залежи в зоне дренирования конкретной скважины, которой по сути и является проницаемость, определенная по ГДИС, невозможно. В связи с этим важнейшей задачей эффективного и достоверного мониторинга разработки месторождений углеводородного сырья следует считать разработку научно обоснованных подходов к верификации результатов исследований с целью минимизации субъективности при выборе достоверных значений проницаемости. Решению данной задачи посвящена следующая глава диссертационной работы.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ВЕРИФИКАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

2.1. Обзор предшествующих исследований и введение в проблематику

В первой главе установлено, что использование технологии КСД и DCA для определения значений проницаемости и скин-фактора в низкопроницаемых карбонатных отложениях месторождений Пермского края является неэффективным. В связи с этим для определения фильтрационных параметров карбонатных пород-коллекторов в большинстве случаев применяют исследования методами КВУ и/или КВД. Установлено, что значительная часть проведенных кривых восстановления давления/уровня являются недовосстановленными. Также серьезной проблемой при интерпретации данных является обычно малое количество замеров (особенно это относится к технологии КВУ). Многие авторы отмечают, что неполное восстановление давления и редкое число замеров существенным образом влияют на точность и достоверность определяемых значений проницаемости и скин-фактора [121, 123, 124].

Поэтому довольно часто замеры давления (КВД) заменяются записью кривых восстановления уровня (КВУ). В результате расчет необходимых параметров производится через пересчет динамического уровня (столб жидкости в затрубном пространстве) в забойное давление. Известно, что пересчет давления из динамического уровня является неточным (приближенным), это связано с наличием газожидкостной смеси в затрубном пространстве и неопределенностью информации о ее плотности. Это приводит к существенным ошибкам при определении значений проницаемости и величины скин-фактора [48, 114, 117, 139].

На нефтяных месторождениях Пермского края достаточно часто реализуется так называемая параллельная технология проведения исследования (рисунок 2.1 и таблица 2.1), заключающаяся в одновременном снятии КВУ и КВД (рисунок 2.2), что обусловлено вероятными отказами датчиков под насосами, а также технологическими проблемами в регистрации устьевых параметров,

например, по причине пенообразования в затрубном пространстве не всегда удастся определить уровень жидкости. При этом интерпретация КВУ и КВД, полученных в один период в одной и той же скважине, зачастую приводит к получению различных значений определяемых параметров. В качестве примера описанного явления на рисунках 2.3–2.6 приведено сопоставление проницаемостей и значений скин-фактора, определенных при обработке параллельно полученных КВУ и КВД (для трех объектов – визейский, башкирский и турнейско-фаменский). Из рисунков следует, что между определенными по двум технологиям проницаемостям и значениями скин-фактора имеет место существенный разброс, особенно в диапазоне высоких значений, несмотря на вполне высокое значение коэффициента корреляции r .

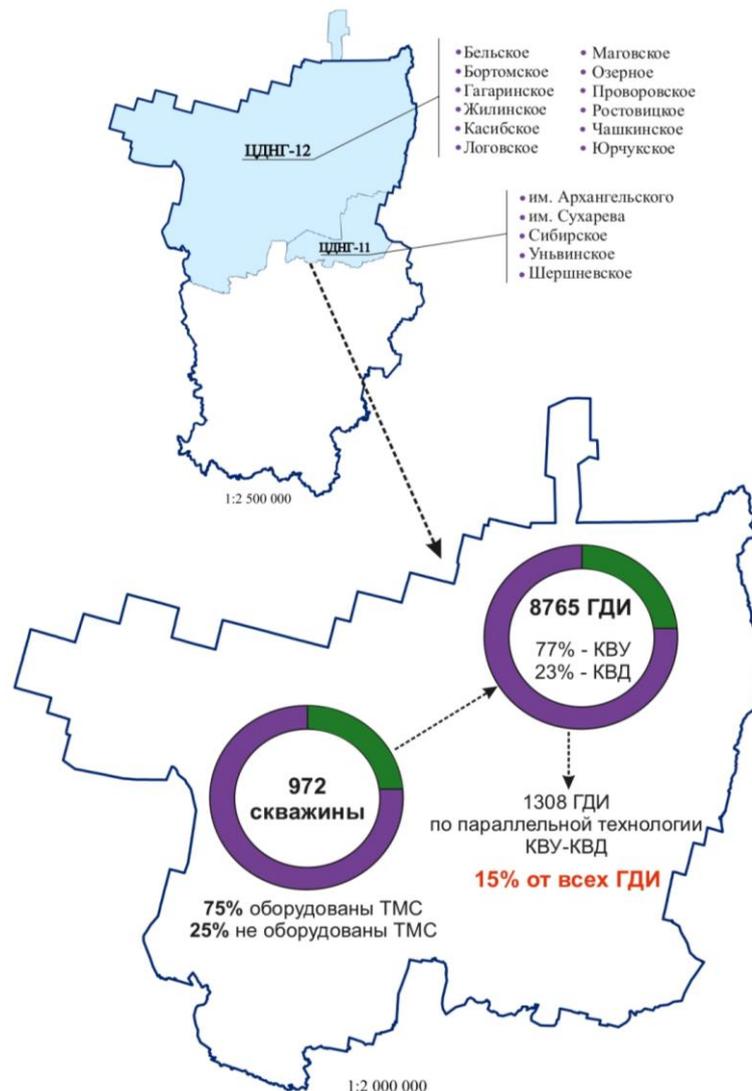


Рисунок 2.1 – Информация о проведенных гидродинамических исследованиях скважин

Таблица 2.1 – Сведения о фонде скважин и гидродинамических исследованиях на объектах исследования

№ п/п	Месторождение	Объект	Кол-во скважин	Количество исследований							Кол-во исследований по параллельной технологии (КВУ–КВД)
				ВСЕГО	КВУ	КВД	КВД(ТМС)	КВД(СКАТ)	КВД(ФОТОН)	КСД	
1	Гагаринское	Бш-Срп	32	244	164	37	29	6	8	–	20 (40)
		Т-Фм	38	253	211	16	19	4	3	–	13 (26)
		См	1	1	–	1	–	–	–	–	0
2	Жилинское	Бш-Срп	2	25	6	1	4	2	12	–	2 (4)
		Т-Фм	10	41	7	–	11	–	23	–	1 (2)
		Бб	7	33	3	–	6	3	21	–	1 (2)
3	Юрчукское	Бш-Срп	55	226	167	–	57	–	2	–	21 (42)
		Т-Фм	23	85	78	–	7	–	–	–	4 (8)
		Тл-Бб	47	175	142	–	29	–	2	2	23 (46)
4	им.Сухарева	Бш-Срп	7	59	30	–	28	–	1	–	20 (40)
		Т-Фм	12	102	51	–	45	–	6	–	29 (58)
		Тл-Бб	12	88	50	–	35	–	3	–	27 (54)
5	Сибирское	Бш-Срп	77	913	773	41	77	11	11	–	71 (142)
		Т-Фм	10	70	49	11	6	3	1	–	8 (16)
		Тл-Бб	72	863	604	118	108	28	5	–	79 (158)
6	Шершневское	Бш-Срп	1	1	1	–	–	–	–	–	0
		Т-Фм	25	294	203	15	45	29	2	–	37 (74)
		Тл, Бб, Мл	41	575	368	40	45	118	4	–	32 (64)
7	Уньвинское	Бш-Срп	132	1319	1091	9	185	15	19	–	154 (308)
		Т-Фм	62	523	460	14	46	1	2	–	36 (72)
		Тл, Бб, Мл	195	1966	1548	87	228	58	45	–	25 (50)
8	Маговское	Бш-Срп	27	114	70	15	15	4	8	–	11 (22)
		Т-Фм	22	125	83	22	10	3	9	–	5 (10)
9	Озерное	Бш-Срп	29	204	179	–	21	4	–	–	11 (22)
		Т-Фм	32	458	407	1	38	6	4	2	24 (48)
		См	1	8	8	–	–	–	–	–	0
Общее количество			972	8765	6753	428	1094	295	191	4	654(1308) – 15 %

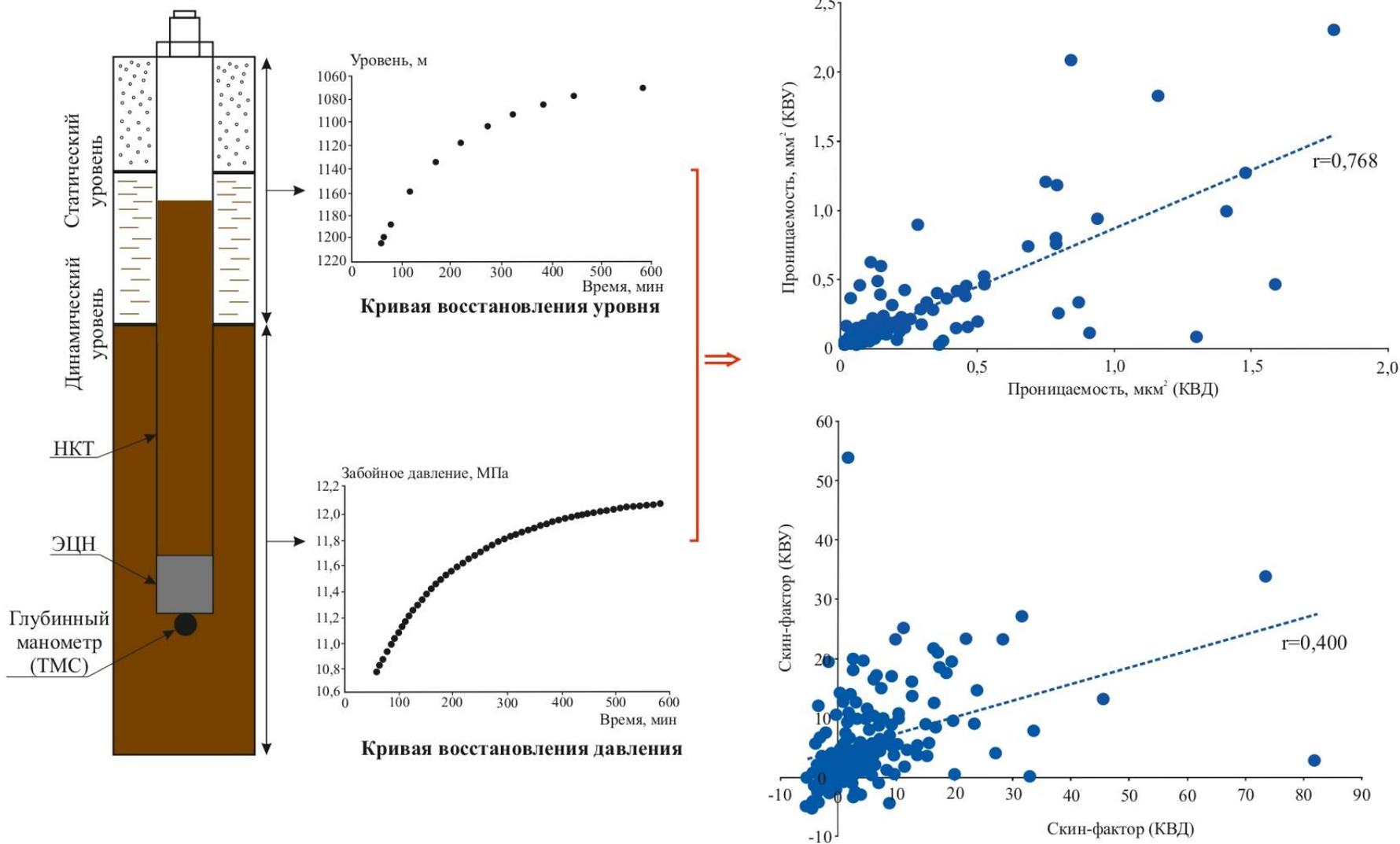


Рисунок 2.2 – Проведение параллельной регистрации устьевых и глубинных замеров давления и сопоставление результатов их интерпретации (визуальный объект)

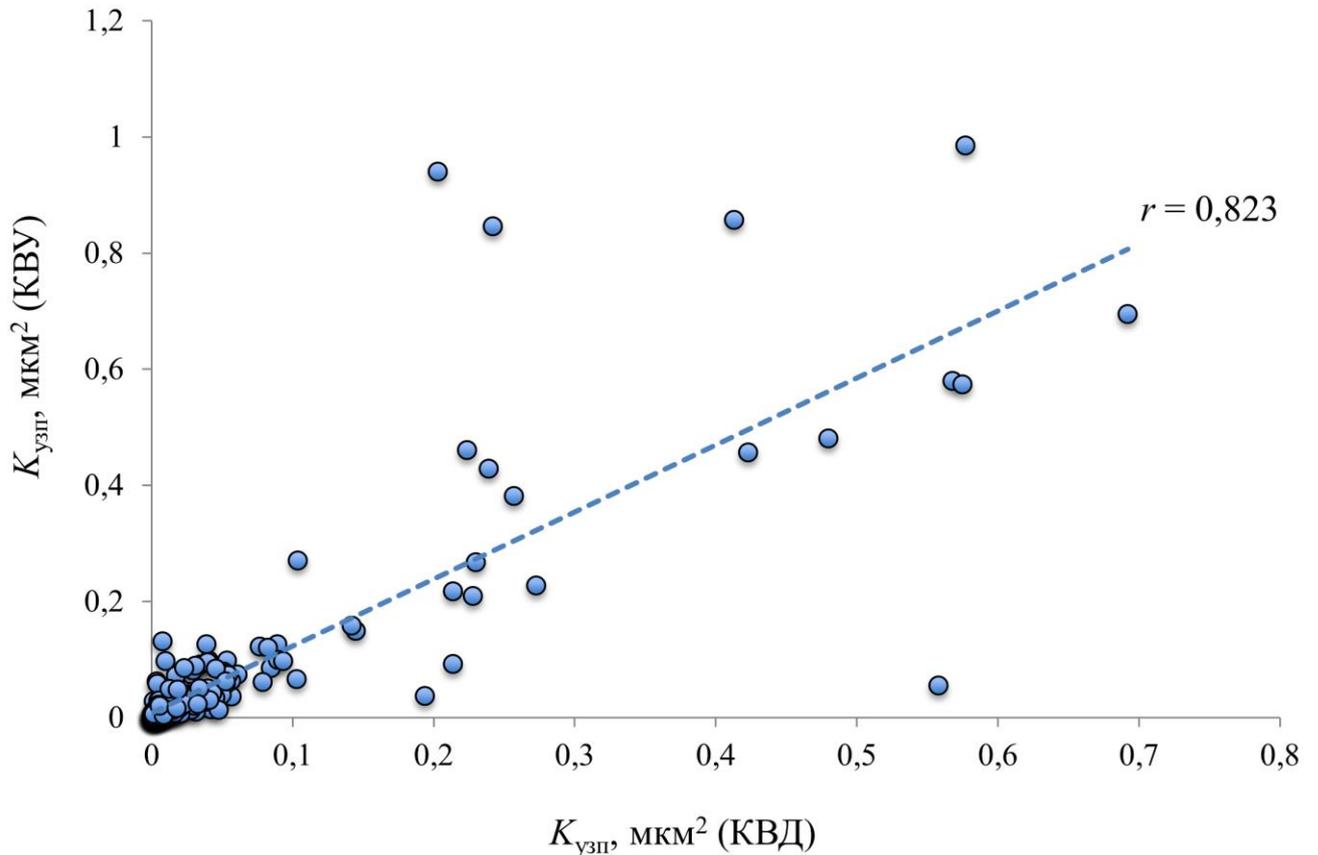


Рисунок 2.3 – Общая зависимость проницаемостей, полученных при проведении параллельной технологии (объект БШ-Срп)

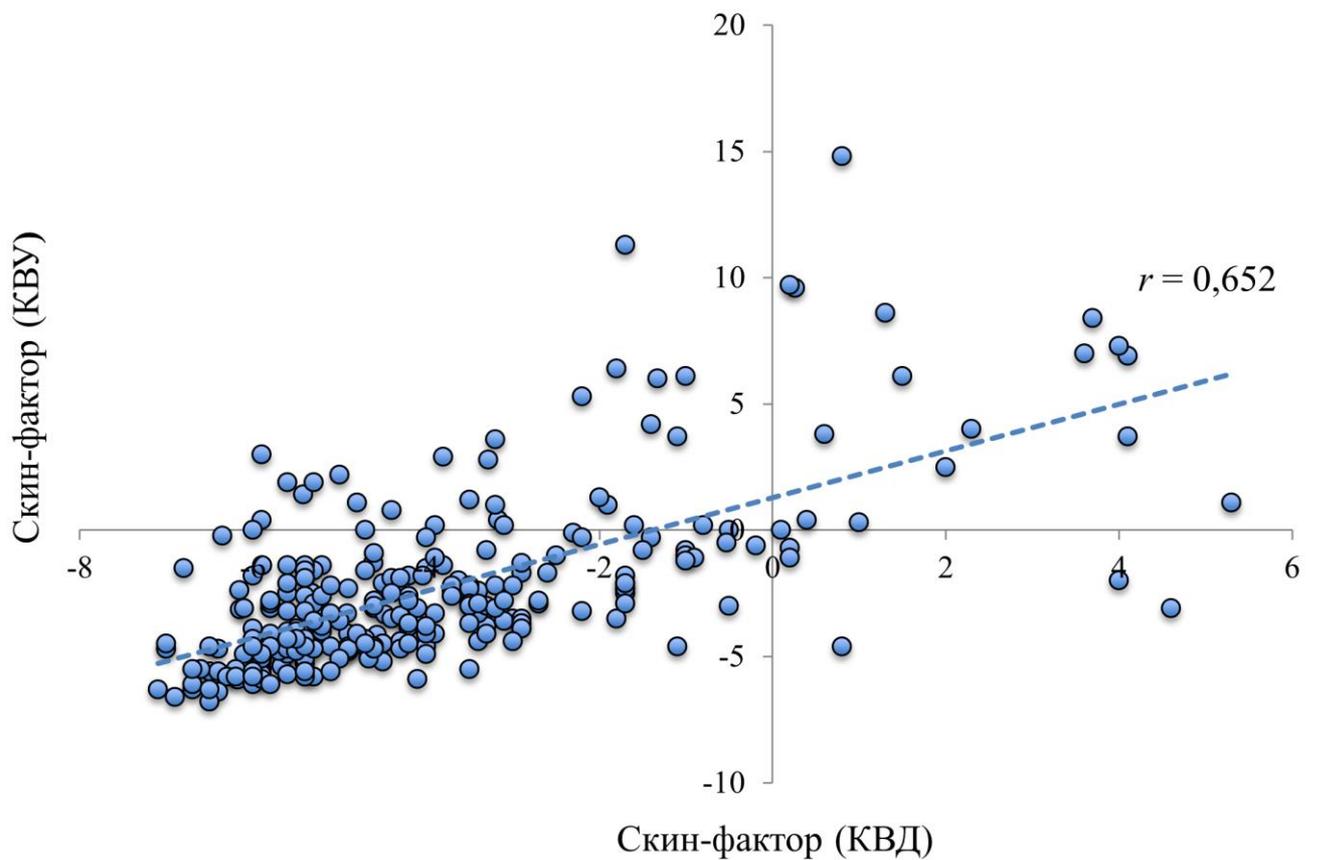


Рисунок 2.4 – Общая зависимость скин-фактора, полученного при проведении параллельной технологии (объект БШ-Срп)

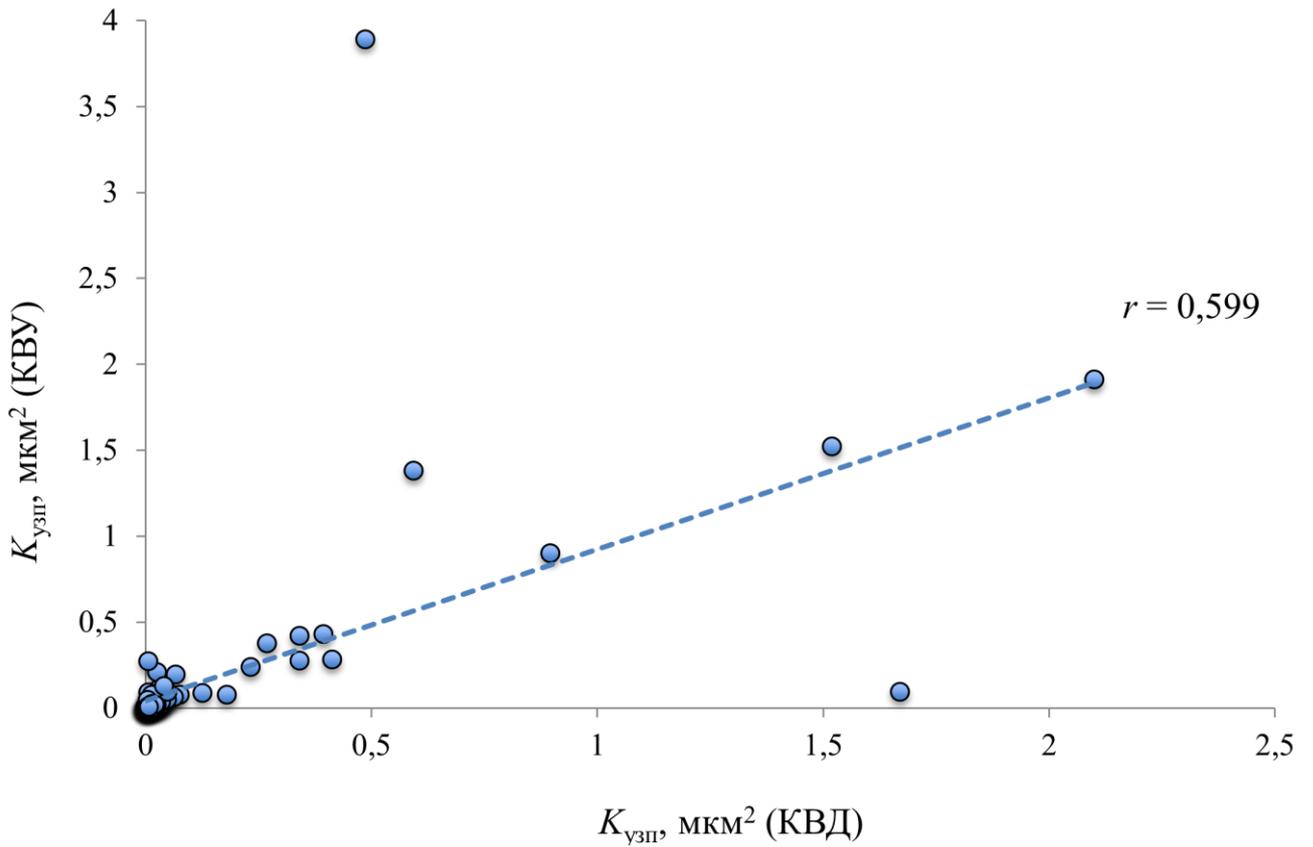


Рисунок 2.5 – Общая зависимость проницаемостей, полученных при проведении параллельной технологии (объект Т-Фм)

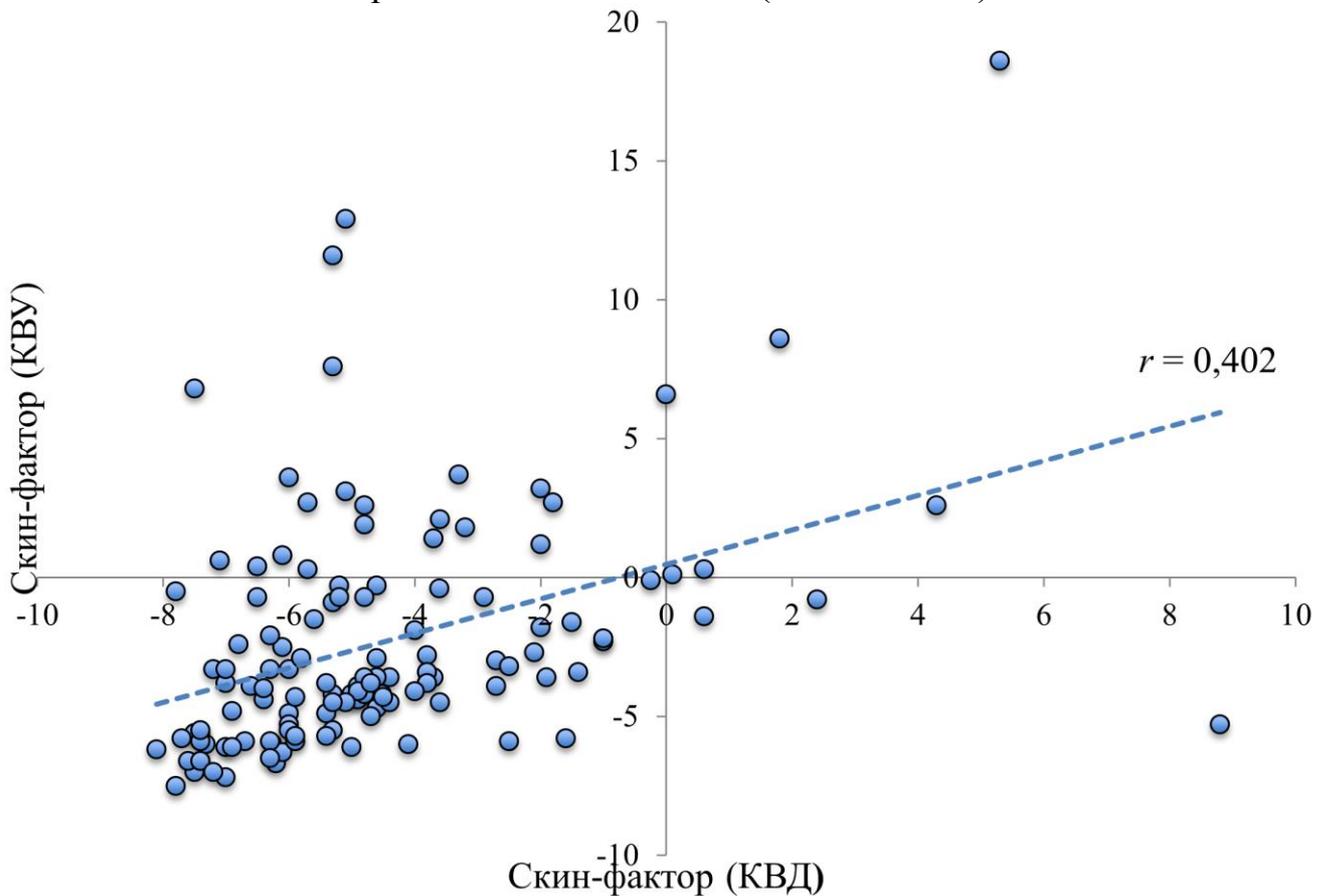


Рисунок 2.6 – Общая зависимость скин-фактора, полученного при проведении параллельной технологии (объект Т-Фм)

Известно, что ГДИС – это комплекс взаимосвязанных методов и средств получения и обработки данных. Соответственно качество и достоверность получаемых параметров зависят от уровня организации технологического процесса на всех этапах [77, 118, 144].

Одной из проблем достоверного получения фильтрационных параметров пласта являются методические ошибки, а именно подготовка первичной информации к интерпретации, совокупный учет всех пластовых процессов и факторов, влияющих на процесс восстановления давления, до программы для интерпретации данных. Отдельным элементом стоит выделить квалификацию интерпретатора, которая даже при учете многообразия всех факторов может свести на нет все труды [11, 29, 151]. Так, на рисунке 2.7 представлена интерпретация КВД в программном комплексе KAPPA Workstation v5.30.01 (модуль Saphir), представленная также в главе 1 (см. рисунок 1.3). Для данной КВД в процессе интерпретации использованы различные модели пласта и его границ: а) модель бесконечного пласта с переменным влиянием ствола скважины по Негеман и модель скважины «вертикальная»; б) модель радиального композита пласта с переменным влиянием ствола скважины по Негеман и модель скважины «вертикальная». По результатам интерпретации КВД с учетом различных моделей получены следующие результаты: в первом случае – $k_{узн} = 126,1$ мД и $S = 1,37$; во втором случае – $k_{узн} = 92,0$ мД и $S = -2,81$.

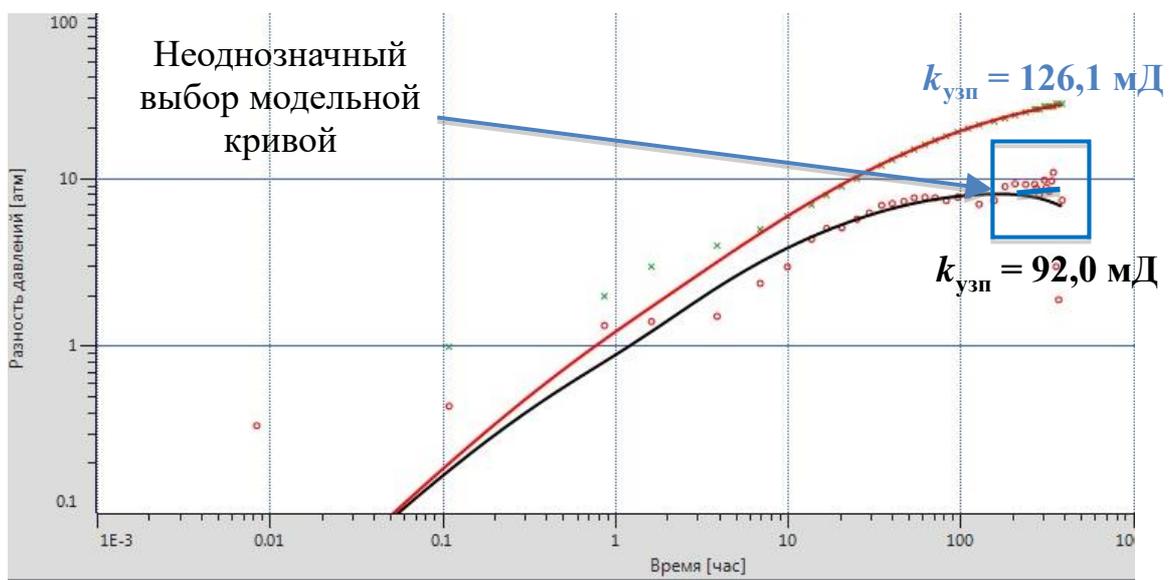


Рисунок 2.7 – Диагностический график КВД

В связи с этим разработка методики верификации результатов исследований и обоснование наиболее достоверной технологии проведения является актуальной и ценной задачей как с научной, так и с практической точки зрения.

Поскольку все параметры, определяемые при интерпретации ГДИС, в конечном счете характеризуют производительность (дебит) скважин, перспективным представляется способ, основанный на построении и анализе математических моделей. Наиболее достоверной будет считаться та проницаемость (а также скин-фактор), которая наилучшим образом коррелирует с фактическими дебитами скважины.

2.2. Построение многомерных статистических моделей, позволяющих оценить достоверность результатов исследований при реализации различных технологий

2.2.1. Построение многомерных статистических моделей (объект Тл-Бб-Мл)

На первом этапе исследований выполнено сравнение средних значений показателей по технологиям КВУ и КВД с помощью t статистики Стьюдента (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Сравнение средних значений показателей

Показатель	Технология исследования		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$	Критерий Пирсона $\frac{\chi^2}{p}$
	КВУ, $n_1 = 156$	КВД, $n_2 = 156$		
Время восстановления КВУ, КВД (T_B), ч	199,94 ± 163,01	209,04 ± 165,45	$\frac{-0,489309}{0,624969}$	$\frac{0,238860}{0,887426}$
Дебит жидкости ($Q_{ж}$), м ³ /сут	36,43 ± 26,94	37,49 ± 27,71	$\frac{-0,344747}{0,730519}$	$\frac{0,119316}{0,756448}$

Показатель	Технология исследования		Критерий	Критерий
	КВУ, $n_1 = 156$	КВД, $n_2 = 156$	Стьюдента $\frac{t}{p}$	Пирсона $\frac{\chi^2}{p}$
Обводненность (W), %	$20,00 \pm 30,48$	$19,73 \pm 30,41$	$\frac{0,077458}{0,938309}$	$\frac{0,036816}{0,998142}$
Коэффициент пористости ($K_{пор}$), %	$16,12 \pm 1,99$	$16,05 \pm 2,26$	$\frac{0,310423}{0,756448}$	$\frac{0,059647}{0,970617}$
Вязкость нефти (μ_n), мПа · с	$1,89 \pm 1,22$	$1,92 \pm 1,28$	$\frac{-0,233123}{0,815819}$	$\frac{0,059647}{0,970617}$
Объемный коэффициент (b)	$1,23 \pm 0,09$	$1,23 \pm 0,09$	$\frac{0,105047}{0,916406}$	$\frac{0,039295}{0,980544}$
Газовый фактор (Γ_f), м ³ /м ³	$115,15 \pm 69,41$	$115,10 \pm 12,51$	$\frac{0,008112}{0,993533}$	$\frac{0,310423}{0,756448}$
Толщина пласта (h), м	$8,60 \pm 5,49$	$8,61 \pm 5,42$	$\frac{-0,015557}{0,987598}$	$\frac{0,035338}{0,998262}$
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	$12,36 \pm 2,14$	$11,97 \pm 1,95$	$\frac{1,698910}{0,096147}$	$\frac{2,88590}{0,235912}$
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	$1,49 \pm 0,82$	$1,57 \pm 1,25$	$\frac{-0,637188}{0,524472}$	$\frac{0,405808}{0,816357}$
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$8,39 \pm 2,58$	$8,06 \pm 2,18$	$\frac{1,223324}{0,222136}$	$\frac{2,488711}{0,475040}$
Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	$14,36 \pm 1,74$	$14,36 \pm 1,74$	$\frac{0,000000}{1,000000}$	$\frac{0,009295}{0,991421}$

Показатель	Технология исследования		Критерий Стьюдента	Критерий Пирсона
	КВУ, $n_1 = 156$	КВД, $n_2 = 156$	$\frac{t}{p}$	$\frac{\chi^2}{p}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	0,124 ± 0,360	0,212 ± 0,331	<u>0,056354</u> 0,955096	<u>0,310423</u> 0,756448
Скин-фактор (S)	6,23 ± 8,18	6,28 ± 11,83	<u>0,032509</u> 0,974087	<u>0,310423</u> 0,756448
Коэффициент пьезопроводности ($\alpha_{п}$), см ² /с	2859,0 ± 4024,1	3104,7 ± 4761,9	<u>-0,492203</u> 0,622924	<u>0,260293</u> 0,756448

Анализ данных показывает, что статистические различия в средних значениях не наблюдаются ни по одному из изучаемых показателей. Максимальные различия получены по $P_{пл}$ и $P_{заб}$.

Для более полного статистического анализа выполнено сравнение распределений показателей, определенных по технологиям КВУ и КВД, с помощью статистики χ^2 . Для вычисления данного критерия первоначально построены плотности распределений по всем показателям, полученные по технологиям КВУ и КВД. Данные распределения рассмотрены на примере показателя $P_{пл}$ (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Распределение значений по технологиям исследования

Технология	Интервалы варьирования $P_{пл}$, МПа								
	6–8	8–10	10–12	12–14	14–16	16–18	18–20	20–22	22–24
КВУ		0,064	0,407	0,371	0,089	0,032	0,012	0,025	
КВД	0,012	0,064	0,474	0,346	0,049	0,012	0,019	0,012	0,012

Распределения значений $P_{пл}$ по технологиям КВУ и КВД отличаются незначительно. Значение критерия $\chi^2 = 2,88$ при $p = 0,235$. Это показывает, что распределения значений $P_{пл}$ статистически не различаются. Анализ значений χ^2 показывает, что распределения по всем показателям статистически не различаются. Максимальное различие получено по $P_{пл}$, минимальное по h .

Для более полного статистического анализа вычислены значения коэффициентов корреляции r между показателями отдельно по технологиям (таблица 2.4). Анализ значений коэффициентов r показывает, что в большинстве случаев они совпадают – как по тесноте связей, так и по знакам.

Комплексная оценка различий в значениях показателей, полученных по технологиям КВУ и КВД, выполнена без учета методов интерпретации данных с помощью ПЛДА. В данном случае в качестве классификатора использована технология исследования. В результате реализации данного метода получена следующая ЛДФ:

$$Z = -0,406683P_{пл} - 0,107779P_{заб} + 5,837941$$

при $R = 0,096$, $\chi^2 = 2,898$, $p = 0,234756$.

Величина критерия χ^2 показывает, что построенная ЛДФ является статистически незначимой. Правильность распознавания составляет 54,80 %. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рисунке 2.8.

При изменении значений Z от отрицательных к положительным величинам $P(Z)$ незначительно убывает от 0,71 до 0,41. Среднее значение Z для варианта КВУ равно «-0,096», для КВД «+0,096». Среднее значение $P(Z)$ для первого случая – «0,504», для второго – «0,495», и статистически они не отличаются. Это свидетельствует о том, что совокупность значений показателей, полученных по технологиям КВУ и КВД, статистически не различается, при этом необходимо отметить, что в вероятностном пространстве значения $P(Z)$ имеют размах, равный 0,3. Это может свидетельствовать о том, что некоторые показатели будут изменяться в зависимости от других по определенным статистическим закономерностям, что хорошо видно при анализе корреляционных связей, которые в ряде случаев отличаются для технологий КВУ и КВД.

Таблица 2.4 – Корреляционная матрица (верхняя строка – значения r по КВУ, $n_1 = 156$, нижняя – значения r по КВД, $n_1 = 156$)

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
T_B	$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,53^*}{-0,55^*}$	$\frac{-0,27^*}{-0,25^*}$	$\frac{-0,17^*}{-0,20^*}$	$\frac{-0,08}{-0,11}$	$\frac{0,01}{0,08}$	$\frac{-0,01}{0,03}$	$\frac{-0,14}{-0,14}$	$\frac{-0,23^*}{-0,14}$	$\frac{-0,10}{-0,13}$	$\frac{-0,40^*}{-0,28^*}$	$\frac{0,00}{0,06}$	$\frac{-0,21^*}{-0,27^*}$	$\frac{-0,31^*}{-0,19^*}$	$\frac{-0,24^*}{-0,25^*}$
$Q_{ж}$		$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,32^*}{-0,31^*}$	$\frac{0,23^*}{0,20^*}$	$\frac{0,16^*}{0,12}$	$\frac{-0,15}{-0,11}$	$\frac{-0,06}{-0,02}$	$\frac{0,25^*}{0,25^*}$	$\frac{0,12}{0,12}$	$\frac{0,27^*}{0,28^*}$	$\frac{0,35^*}{0,34^*}$	$\frac{-0,10}{-0,07}$	$\frac{0,62^*}{0,58^*}$	$\frac{0,17^*}{0,10}$	$\frac{0,58^*}{0,49^*}$
W			$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,06}{0,02}$	$\frac{0,22^*}{0,24^*}$	$\frac{-0,04}{-0,05}$	$\frac{0,07}{0,07}$	$\frac{0,45^*}{0,45^*}$	$\frac{0,10}{0,17^*}$	$\frac{-0,11}{0,04}$	$\frac{0,13}{0,13}$	$\frac{0,08}{0,08}$	$\frac{0,14}{0,08}$	$\frac{0,15}{0,02}$	$\frac{-0,04}{-0,06}$
$K_{пор}$				$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,14}{0,08}$	$\frac{-0,51^*}{-0,42^*}$	$\frac{-0,53^*}{-0,46^*}$	$\frac{-0,12}{-0,12}$	$\frac{-0,13}{-0,17^*}$	$\frac{0,15}{0,01}$	$\frac{0,13}{0,19^*}$	$\frac{-0,51^*}{-0,44^*}$	$\frac{0,29^*}{0,27^*}$	$\frac{0,06}{0,22^*}$	$\frac{0,30^*}{0,29^*}$
μ_H					$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,62^*}{-0,62^*}$	$\frac{-0,25^*}{-0,23^*}$	$\frac{0,02}{0,04}$	$\frac{0,02}{-0,02}$	$\frac{-0,05}{-0,18^*}$	$\frac{-0,05}{-0,06}$	$\frac{-0,31^*}{0,29^*}$	$\frac{0,20}{0,15}$	$\frac{0,03}{-0,07}$	$\frac{0,12}{0,05}$
b						$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,86^*}{0,84^*}$	$\frac{0,27^*}{0,25^*}$	$\frac{0,26^*}{0,29^*}$	$\frac{-0,13}{-0,14}$	$\frac{0,07}{0,09}$	$\frac{0,85^*}{0,84^*}$	$\frac{-0,29^*}{-0,27^*}$	$\frac{0,05}{0,05}$	$\frac{-0,30^*}{-0,22^*}$
Γ_ϕ							$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,36^*}{0,36^*}$	$\frac{0,21^*}{0,24^*}$	$\frac{-0,14}{-0,04}$	$\frac{-0,01}{0,03}$	$\frac{0,96^*}{0,96^*}$	$\frac{-0,24^*}{-0,22^*}$	$\frac{0,07}{0,08}$	$\frac{-0,28^*}{-0,21^*}$
h								$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,23^*}{0,18^*}$	$\frac{0,23^*}{0,28^*}$	$\frac{0,24^*}{0,24^*}$	$\frac{0,39^*}{0,39^*}$	$\frac{-0,07}{-0,05}$	$\frac{0,25^*}{0,16^*}$	$\frac{-0,14}{-0,07}$
$P_{пл}$									$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,15}{-0,02}$	$\frac{0,62^*}{0,46^*}$	$\frac{0,21^*}{0,21^*}$	$\frac{-0,05}{-0,08}$	$\frac{0,14}{-0,01}$	$\frac{-0,04}{-0,11}$
$P_{затр}$										$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,19^*}{0,04}$	$\frac{-0,11}{-0,02}$	$\frac{0,06}{0,14}$	$\frac{0,12}{0,11}$	$\frac{0,18}{0,19^*}$
$P_{заб}$											$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,05}{0,04}$	$\frac{0,30^*}{0,37^*}$	$\frac{0,12}{0,08}$	$\frac{0,39^*}{0,39^*}$

Окончание таблицы 2.4

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
$P_{нас}$												$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,30^*}{-0,25^*}$	$\frac{0,06}{0,11}$	$\frac{-0,33^*}{-0,21^*}$
$k_{узп}$													$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,12}{0,24^*}$	$\frac{0,90^*}{0,92^*}$
S														$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,13}{0,37^*}$
α_Π															$\frac{1,00}{1,00}$

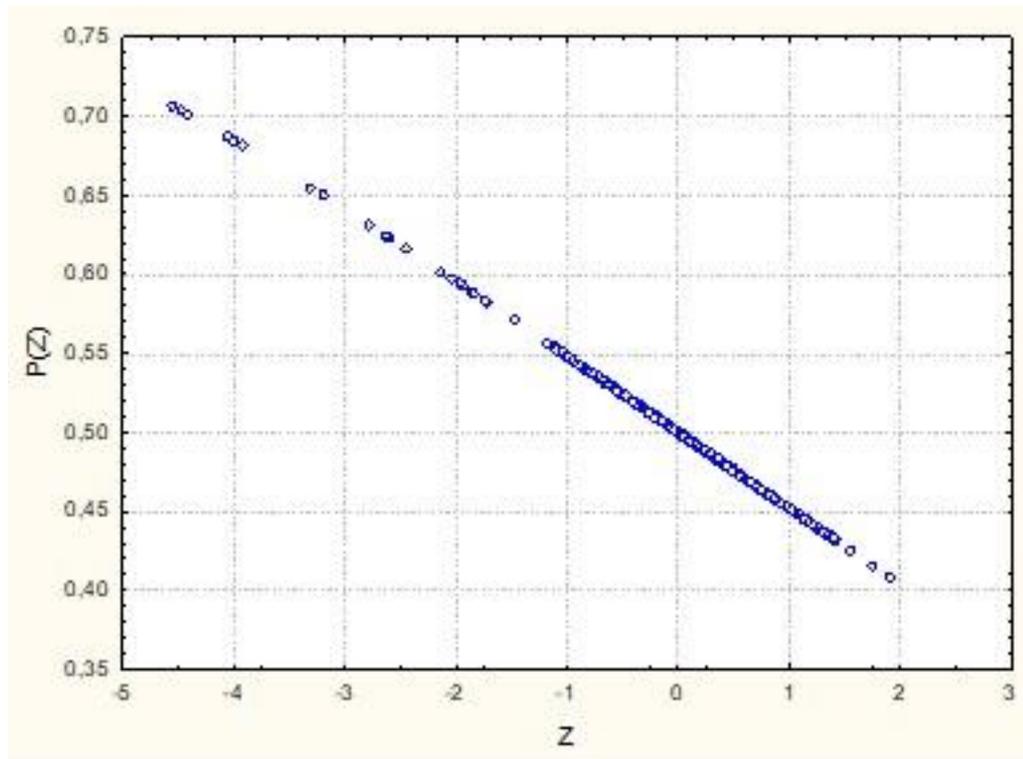


Рисунок 2.8 – Зависимость $P(Z)$ от Z

Для обоснования использования значений, полученных по технологиям КВУ или КВД, построены статистические многомерные модели для прогноза следующих показателей: $Q_{ж}$, $P_{пл}$, $P_{заб}$, $k_{узп}$ и S . Наличие более статистически значимых многомерных связей будет количественным обоснованием использования данных по технологиям исследования КВУ или КВД. Многомерные уравнения регрессии построены с помощью пошагового регрессионного анализа. Здесь необходимо отметить, что многомерная модель строится совместно по всем данным, полученным по технологиям КВУ и КВД. Это позволит в дальнейшем при выборе метода, по которым будут использоваться те или другие данные, избежать субъективизма, так как при построении модели использованы показатели, характеризующие оба метода. Данный подход будет использован при построении всех многомерных моделей.

Многомерная статистическая модель дебита жидкости ($Q_{ж}^M$) определяется по следующей формуле:

$$Q_{ж}^{MTл-Бб-Мл} = 29,44654k_{узп} - 0,06477T_{в} + 1,01465h + 5,58753P_{затр} - 0,39360S \\ + 0,09920W - 1,60432P_{заб} + 0,00147\alpha_{п} + 1,12546P_{пл} + 21,861$$

при $R = 0,808, p < 0,0000001$, стандартная ошибка – $1,95 \text{ м}^3/\text{сут}$. Значения коэффициентов R изменяются: $0,620; 0,741; 0,777; 0,792; 0,798; 0,801; 0,803; 0,805; 0,808$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$, которые сопоставлены с $Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.9).

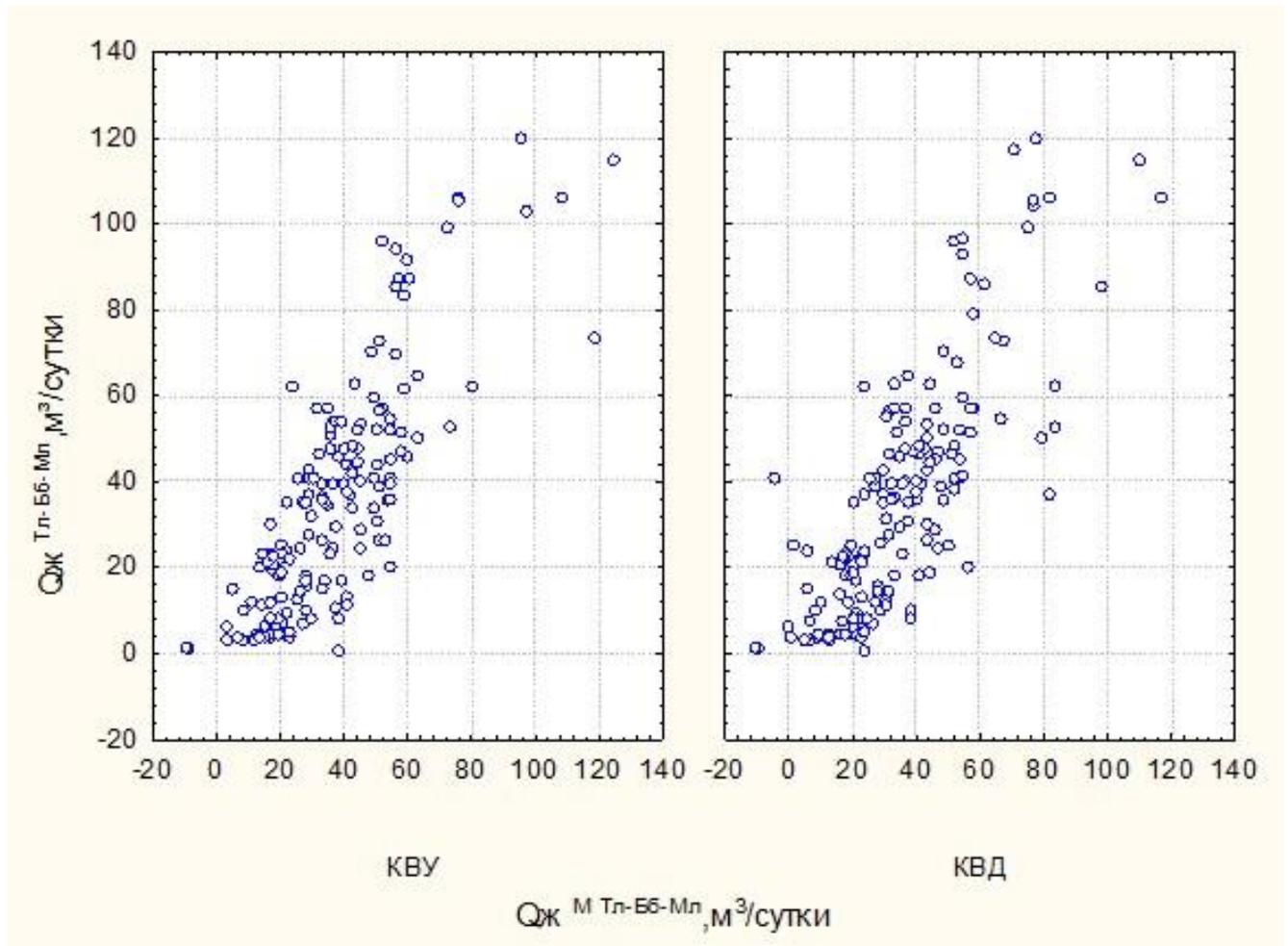


Рисунок 2.9 – Поля корреляции $Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции, построенные с учетом технологий КВУ и КВД, характеризуются достаточно близкими видами по тесноте связей, но несколько отличаются по виду уравнений регрессии, которые представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Уравнения регрессии по технологиям исследования

Технология	r	Уравнение регрессии
КВУ	0,807	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -1,190 + 1,0069Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВД	0,799	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 1,125 + 0,9948Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВУ	0,768	$P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -0,381 + 1,039P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВД	0,664	$P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,642 + 0,9386P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВУ	0,813	$P_{\text{заб}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -0,922 + 1,115P_{\text{заб}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВД	0,757	$P_{\text{заб}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,987 + 0,8733P_{\text{заб}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВУ	0,935	$k_{\text{узп}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -0,010 + 1,1002k_{\text{узп}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВД	0,955	$k_{\text{узп}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,007 + 0,9205k_{\text{узп}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВУ	0,403	$S^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 1,744 + 0,7377S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
КВД	0,621	$S^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -1,014 + 1,1403S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$

Многомерная статистическая модель пластового давления ($P_{\text{пл}}^{\text{М}}$)

определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}} = 0,55832P_{\text{заб}} - 0,00018\alpha_{\text{п}} - 0,11956K_{\text{пор}} + 0,02657S + 0,01143Q_{\text{ж}} - 0,05303h + 0,69671\mu_{\text{н}} + 17,16155b - 0,01000\Gamma_{\text{ф}} + 0,14959P_{\text{затр}} - 0,21005P_{\text{нас}} - 8,699$$

при $R = 0,723, p < 0,000001$, стандартная ошибка – 1,44 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,550; 0,635; 0,658; 0,667; 0,674; 0,679; 0,685; 0,704; 0,719; 0,722; 0,723.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$, которые сопоставлены с $P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.10).

Поля корреляции, построенные с учетом технологий КВУ и КВД, характеризуются некоторыми различиями как по тесноте связей, так и по виду уравнений регрессии, что хорошо иллюстрируется приведенными в таблице 2.5 данными.

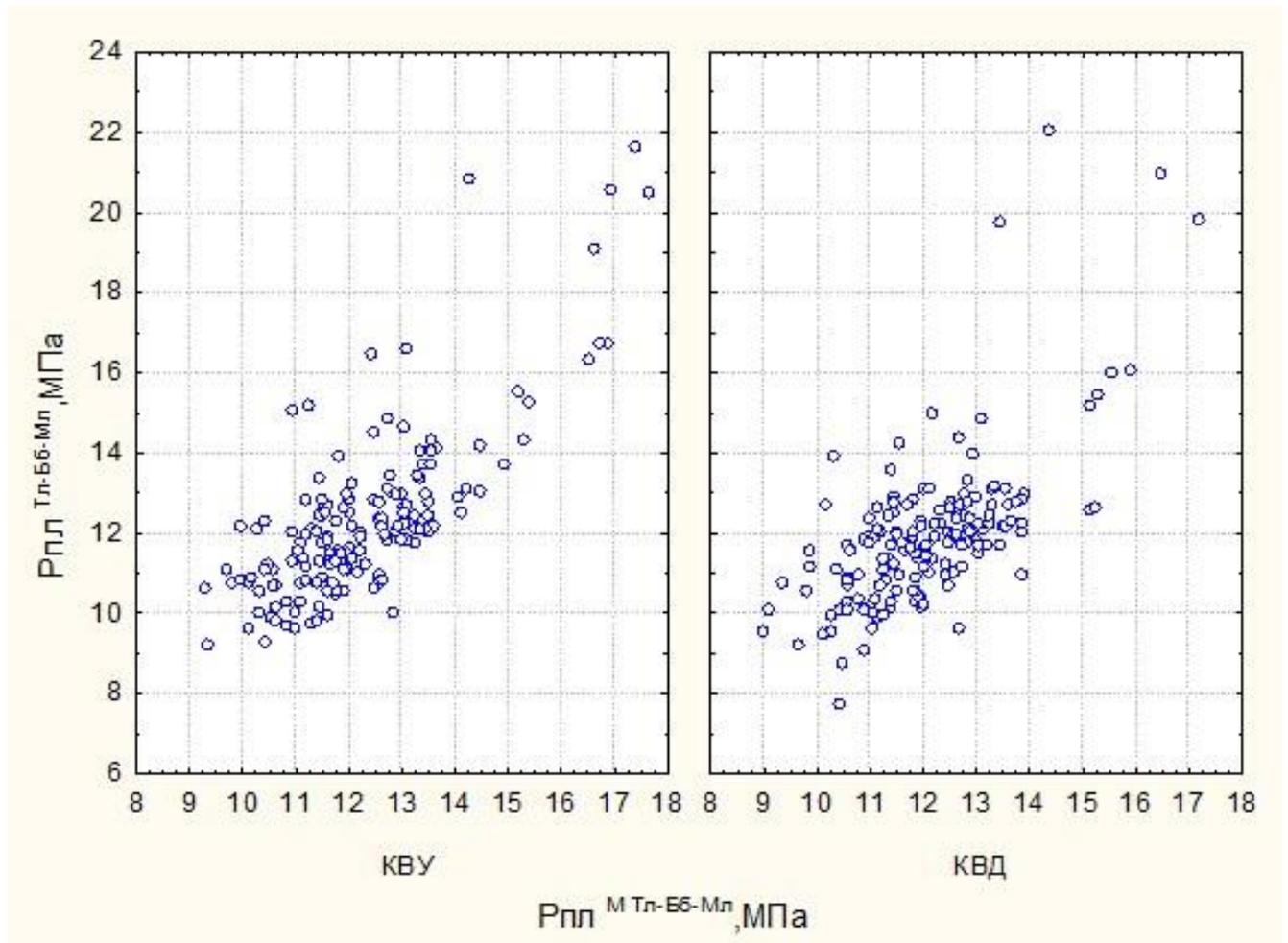


Рисунок 2.10 – Поля корреляции $P_{пл}^{Тл-Бб-Мл}$ и $P_{заб}^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом технологий исследования

Многомерная статистическая модель забойного давления ($P_{заб}^M$)

определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned}
 P_{заб}^{МТл-Бб-Мл} = & 0,55832P_{пл} + 0,00028\alpha_{п} + 0,11703h + 0,17207K_{пор} - 0,04116S \\
 & - 0,22907\mu_{н} - 0,00274T_{в} - 0,01201Q_{ж} - 0,13918P_{затр} - 0,01045\Gamma_{\phi} \\
 & + 0,27789P_{нас} - 5,254
 \end{aligned}$$

при $R = 0,774$, $p < 0,000001$, стандартная ошибка – 1,54 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,550; 0,698; 0,716; 0,734; 0,743; 0,753; 0,765; 0,769; 0,771; 0,772; 0,774.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{заб}^{МТл-Бб-Мл}$, которые сопоставлены с $P_{заб}^{Тл-Бб-Мл}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.11).

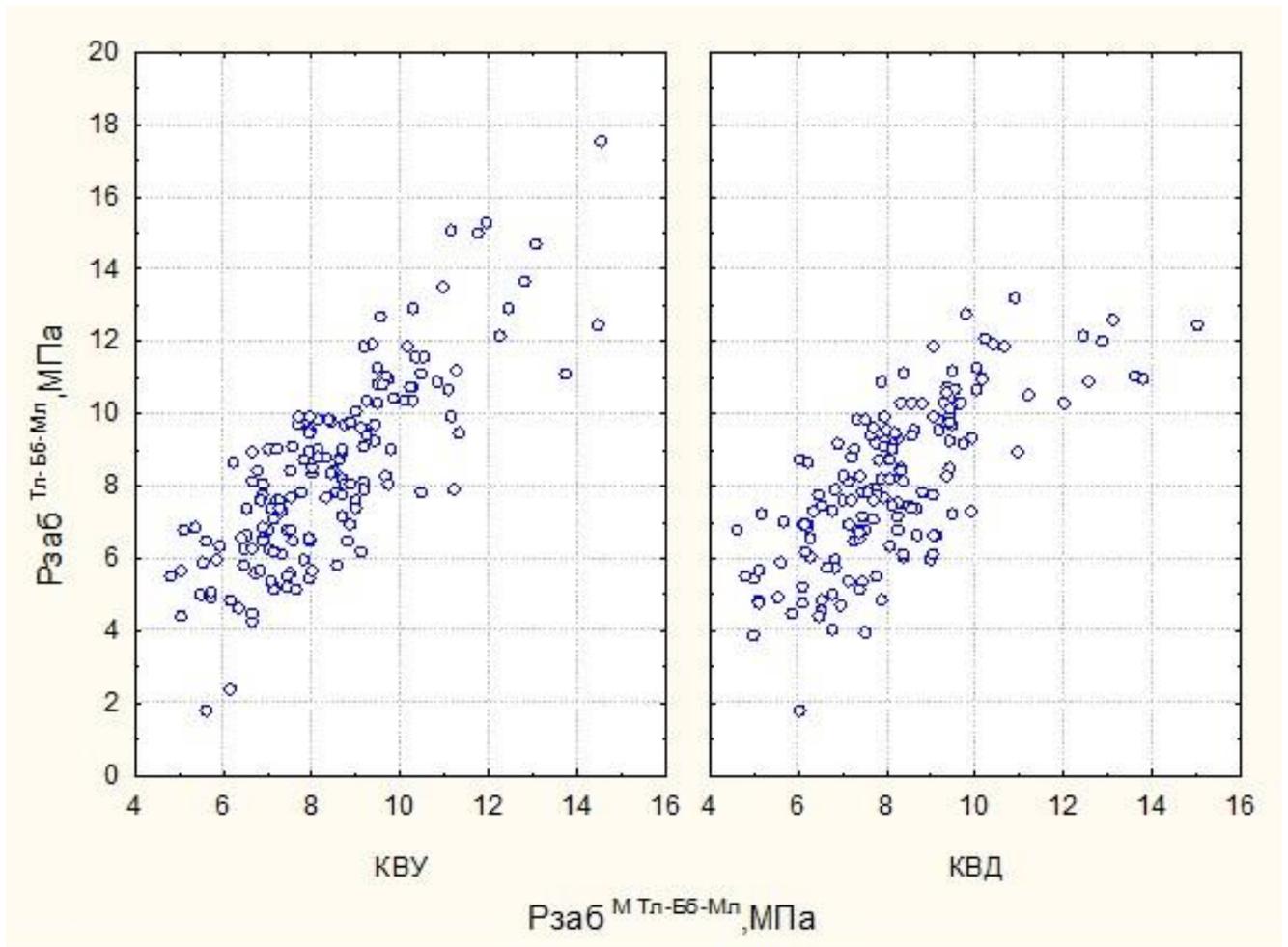


Рисунок 2.11 – Поля корреляции $P_{заб}^{Тл-Бб-Мл}$ и $P_{заб}^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции, построенные технологиям исследования, несколько отличаются как по тесноте связей, так и по их виду, о чем свидетельствуют данные, приведенные в таблице 2.5.

Многомерная статистическая модель проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}^M$) определяется по следующей формуле:

$$k_{узп}^{МТл-Бб-Мл} = 0,000068\alpha_{п} + 0,001476W - 0,001759S + 0,002061Q_{ж} - 0,027765P_{затр} + 0,018195\mu_{н} + 0,000155T_{в} - 0,002351h - 0,087$$

при $R = 0,935, p < 0,000001$, стандартная ошибка – $0,12 \text{ мкм}^2$. Значения коэффициентов R изменяются: 0,907; 0,921; 0,925; 0,927; 0,931; 0,933; 0,934; 0,935.

Сопоставление значений $k_{узп}^{МТл-Бб-Мл}$ с $k_{узп}^{Тл-Бб-Мл}$ учетом технологий исследования представлено на рисунке 2.12.

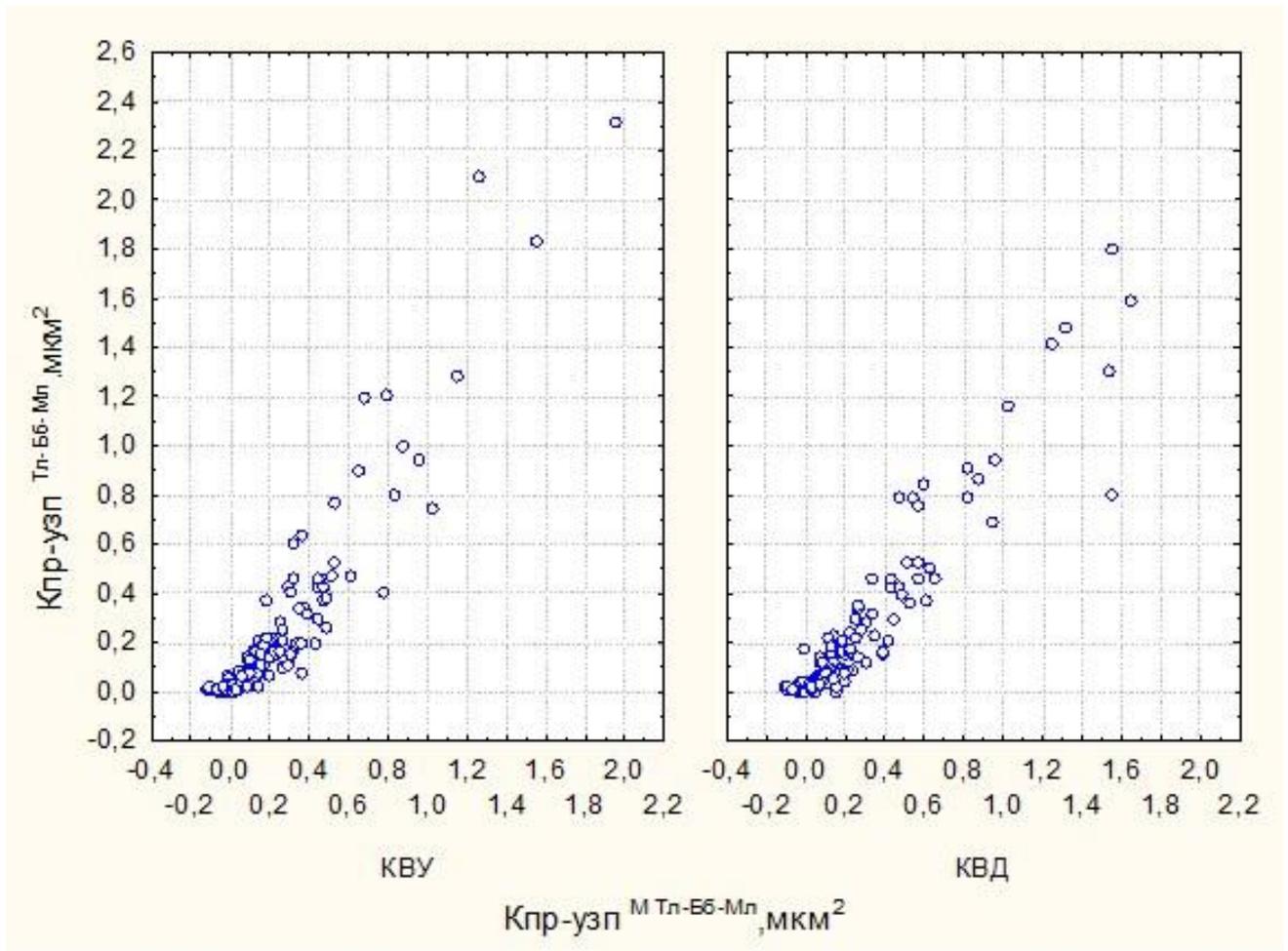


Рисунок 2.12 – Поля корреляции $k_{узп}^{Тл-Бб-Мл}$ и $k_{узп}^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции, построенные с учетом технологий исследования, практически не отличаются как по их тесноте, так и по виду распределения значений в пределах полей корреляции, о чем свидетельствуют данные, приведенные в таблице 2.5.

Многомерная статистическая модель состояния ПЗП (скин-фактор) (S^M) определяется по следующей формуле:

$$S^{МТл-Бб-Мл} = 0,0018\alpha_{п} + 0,5366h - 8,7299k_{узп} - 0,0116T_{в} - 0,1026Q_{ж} - 1,3213P_{заб} + 0,9733P_{пл} + 1,0489K_{пор} + 0,9363P_{нас} - 26,045$$

при $R = 0,528$, $p < 0,000001$, стандартная ошибка – 7,75 отн.ед. Значения коэффициентов R изменяются: 0,283; 0,363; 0,406; 0,429; 0,456; 0,476; 0,492; 0,512; 0,528.

По данной формуле определены значения $S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$ и сопоставлены с $S^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.13).

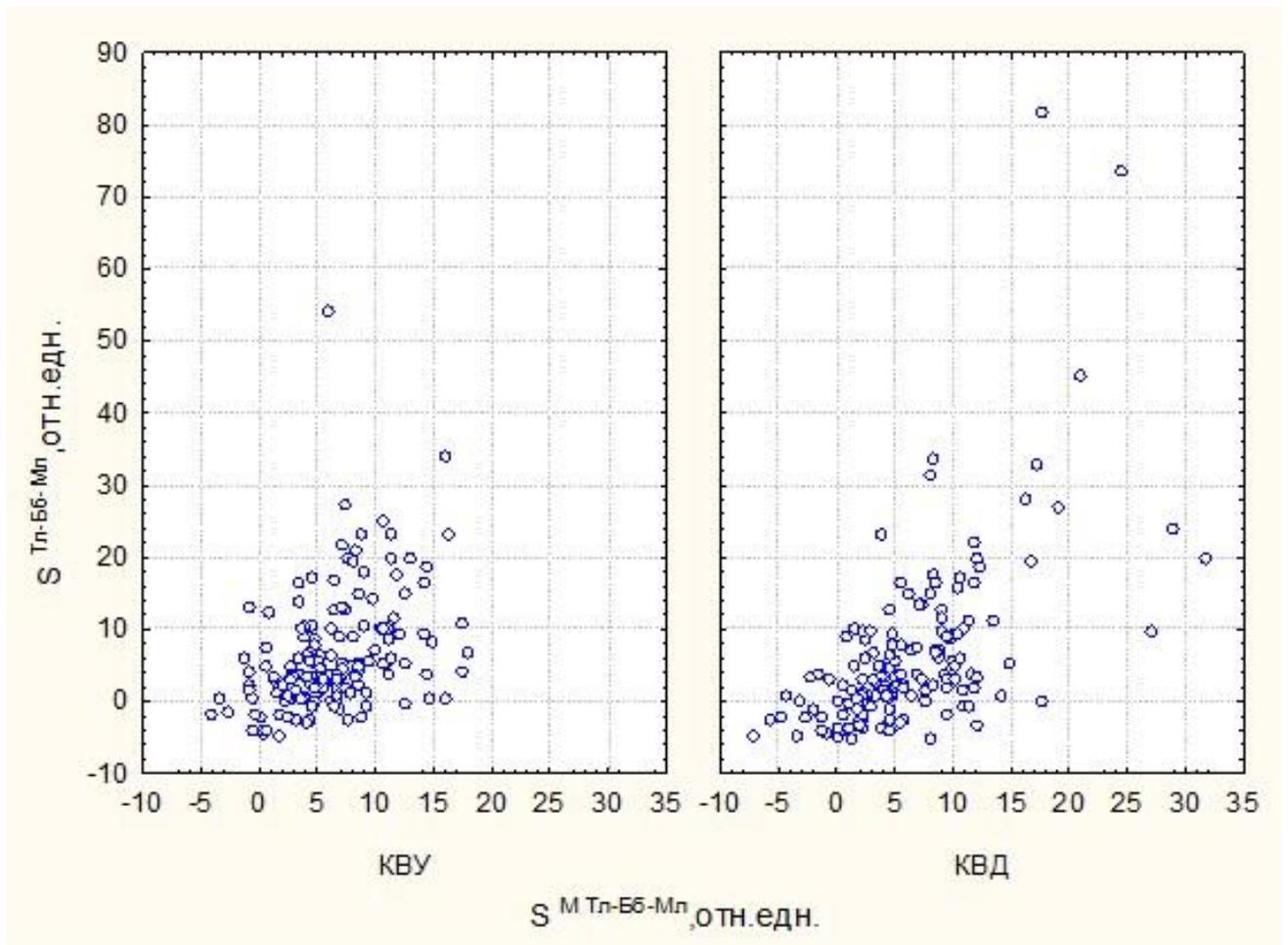


Рисунок 2.13 – Поля корреляции $S^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции, построенные с учетом технологий исследования, характеризуются значительными различиями как по тесноте связей, так и по виду соотношений, о чем свидетельствуют данные, приведенные в таблице 2.5.

Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что значительно лучшие результаты прогноза значений $S^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ получены по технологии КВД.

Анализ уравнений регрессии, приведенных в таблице 2.5, в совокупности с полями корреляции, приведенными на рисунках 2.9, 2.10, 2.11, 2.12 и 2.13, показывает, что параметры $k_{\text{узп}}$ и S , полученные по результатам обработки

данных методом КВД, имеют более тесные корреляционные связи, чем параметры $k_{узп}$ и S , полученные по результатам обработки данных методом КВУ.

Для более детального сравнения данных, полученных по исследованиям КВУ и КВД, в дальнейшем учтены методы интерпретации данных.

2.2.1.1. Построение многомерных статистических моделей с учетом методов интерпретации данных исследований

Выполнено сравнение средних значений данных, которые получены при интерпретации в программных продуктах ИРИС и KAPPA Workstation (модуль Saphir) с помощью критерия t (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Сравнение средних значений показателей по методам интерпретации (исследования методом КВУ)

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 48$	Saphir, $n_2 = 261$	
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	$13,54 \pm 2,57$	$11,93 \pm 1,85$	$\frac{5,17292}{0,000000}$
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	$1,59 \pm 0,95$	$1,47 \pm 0,79$	$\frac{-0,95597}{0,339837}$
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$9,30 \pm 2,96$	$8,09 \pm 2,22$	$\frac{3,35680}{0,000888}$
Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	$14,41 \pm 1,50$	$14,34 \pm 1,78$	$\frac{0,25296}{0,800470}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	$0,131 \pm 0,180$	$0,229 \pm 0,368$	$\frac{-1,81060}{0,071180}$

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 48$	Saphir, $n_2 = 261$	
Скин-фактор (S)	$9,62 \pm 10,35$	$5,73 \pm 10,05$	<u>2,45417</u> 0,014676
Время восстановления КВУ, КВД (T_B), ч	$180,62 \pm 190,82$	$208,85 \pm 675,84$	<u>-1,10044</u> 0,272001
Дебит жидкости ($Q_{ж}$), $m^3/сут$	$32,89 \pm 22,44$	$37,58 \pm 27,95$	<u>-1,09859</u> 0,272806
Обводненность (W), %	$20,66 \pm 28,44$	$19,65 \pm 30,67$	<u>-0,21076</u> 0,833216
Коэффициент пористости ($K_{пор}$), %	$16,11 \pm 1,68$	$16,09 \pm 2,18$	<u>0,06041</u> 0,951868
Толщина пласта (h), м	$9,05 \pm 5,47$	$8,51 \pm 5,11$	<u>0,63021</u> 0,529023
Вязкость нефти (μ_n), мПа · с	$1,93 \pm 1,69$	$1,88 \pm 1,11$	<u>0,24110</u> 0,809639
Объемный коэффициент (b)	$1,23 \pm 0,10$	$1,23 \pm 0,09$	<u>0,01250</u> 0,990035
Коэффициент пьезопроводности (α_p), cm^2/c	$2098,93 \pm 1986,53$	$3161,29 \pm 4717,74$	<u>-1,53368</u> 0,126139
Газовый фактор (Γ_ϕ), m^3/m^3	$112,44 \pm 47,75$	$115,43 \pm 54,78$	<u>0,35461</u> 0,723125

Из представленной таблицы видно, что из 15 исследуемых показателей у трех наблюдаются статистические различия в средних значениях: $P_{пл}$, $P_{заб}$ и S . Для более полного статистического анализа вычислены значения коэффициентов корреляции r между показателями в пределах выделенных групп (таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Корреляционная матрица (верхняя строка – данные ИРИС, $n_1 = 48$, нижняя – данные Saphir, $n_1 = 261$)

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
T_B	<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,58*</u> -0,54*	<u>-0,14</u> -0,28*	<u>-0,25</u> -0,18*	<u>-0,21</u> -0,04	<u>0,23</u> 0,01	<u>0,02</u> 0,01	<u>-0,06</u> -0,15*	<u>-0,10</u> -0,19*	<u>-0,06</u> -0,10	<u>-0,42*</u> -0,35*	<u>0,11</u> 0,02	<u>-0,24</u> -0,25*	<u>-0,30*</u> -0,21*	<u>-0,35*</u> -0,25*
$Q_{ж}$		<u>1,00</u> 1,00	<u>0,15</u> 0,33*	<u>0,03</u> 0,24*	<u>0,37*</u> 0,07	<u>-0,31*</u> -0,10	<u>-0,03</u> -0,04	<u>0,14</u> 0,26*	<u>0,21</u> 0,14*	<u>0,29*</u> 0,27*	<u>0,28*</u> 0,39*	<u>-0,16</u> -0,07	<u>0,55*</u> 0,60*	<u>0,16</u> 0,13*	<u>0,52*</u> 0,54*
W			<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,03</u> 0,05	<u>0,56*</u> 0,13*	<u>-0,43*</u> 0,01	<u>0,04</u> 0,07	<u>0,44*</u> 0,45*	<u>0,01</u> 0,17*	<u>-0,18</u> -0,09	<u>0,03</u> 0,17*	<u>0,09</u> 0,07	<u>0,22</u> 0,10	<u>-0,01</u> 0,08	<u>-0,11</u> -0,04
$K_{пор}$				<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,14</u> 0,19*	<u>-0,34*</u> -0,48*	<u>-0,41*</u> -0,50*	<u>-0,11</u> -0,11	<u>-0,21</u> -0,16*	<u>0,08</u> 0,12*	<u>0,07</u> 0,18*	<u>-0,39*</u> -0,48*	<u>0,11</u> 0,29*	<u>0,14</u> 0,16*	<u>0,34*</u> 0,30*
μ_H					<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,58*</u> -0,64*	<u>0,21</u> -0,38*	<u>0,51*</u> -0,12*	<u>0,30*</u> 0,11	<u>-0,04</u> -0,08	<u>0,09</u> -0,10	<u>0,21</u> -0,45*	<u>0,05</u> 0,21*	<u>0,03</u> -0,06	<u>-0,18</u> 0,13*
b						<u>1,00</u> 1,00	<u>0,54*</u> 0,89*	<u>-0,05</u> 0,31*	<u>0,04</u> 0,34*	<u>-0,15</u> -0,11	<u>0,07</u> 0,08	<u>0,49*</u> 0,89*	<u>-0,29*</u> -0,28*	<u>0,02</u> 0,06	<u>-0,07</u> -0,28*
Γ_ϕ							<u>1,00</u> 1,00	<u>0,37*</u> 0,35*	<u>0,12</u> 0,28*	<u>-0,15</u> -0,13*	<u>0,01</u> 0,02	<u>0,92*</u> 0,96*	<u>-0,35*</u> -0,23*	<u>0,07</u> 0,09	<u>-0,26</u> -0,24*
h								<u>1,00</u> 1,00	<u>0,27</u> 0,19*	<u>0,21</u> 0,25*	<u>0,19</u> 0,26*	<u>0,42*</u> 0,39*	<u>-0,21</u> -0,05	<u>0,08</u> 0,21*	<u>-0,31*</u> -0,08
$P_{пл}$									<u>1,00</u> 1,00	<u>0,16</u> 0,05	<u>0,72*</u> 0,45*	<u>0,06</u> 0,25*	<u>0,12</u> -0,06	<u>0,11</u> -0,01	<u>0,09</u> -0,08
$P_{затр}$										<u>1,00</u> 1,00	<u>0,07</u> 0,20*	<u>-0,15</u> -0,10	<u>0,08</u> 0,16*	<u>0,18</u> 0,12*	<u>0,15</u> 0,29*
$P_{заб}$											<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,08</u> 0,05	<u>0,22</u> 0,39*	<u>0,11</u> 0,06	<u>0,41*</u> 0,43*
$P_{нас}$												<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,46*</u> -0,27*	<u>-0,04</u> 0,1	<u>-0,39*</u> -0,26*

Окончание таблицы 2.7

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
$k_{узп}$													$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,31^*}{0,20^*}$	$\frac{0,75^*}{0,91^*}$
S														$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,38^*}{0,30^*}$
α_Π															$\frac{1,00}{1,00}$

Всего по исследуемым группам вычислено 105 коэффициентов r , при этом для данных по ИРИС количество статистически значимых r равно 21, для Saphir – 36. Здесь необходимо отметить, что в ряде случаев значения коэффициентов r по знаку совпадали, а в ряде случаев меняли на противоположные. Например, корреляция между $P_{\text{нас}}$ и μ_n по данным ИРИС прямая, для Saphir – обратная. Такие изменения наблюдаются и в других случаях.

Для комплексной оценки различий построена ЛДФ, которая имеет следующий вид:

$$Z = -0,343475P_{\text{пл}} - 0,045526S + 0,009343Q_{\text{ж}} + 4,482605b + 1,233890k_{\text{узп}} - 0,159292P_{\text{заб}} - 0,363235$$

при $R = 0,392, \chi^2 = 50,008, p = 0,000012$.

По критерию χ^2 построенная ЛДФ является статистически значимой, по данной формуле выборка правильно делится на 84,14 %, для данных ИРИС – на 16,6 %, Saphir – 96,5 %. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рисунке 2.14.

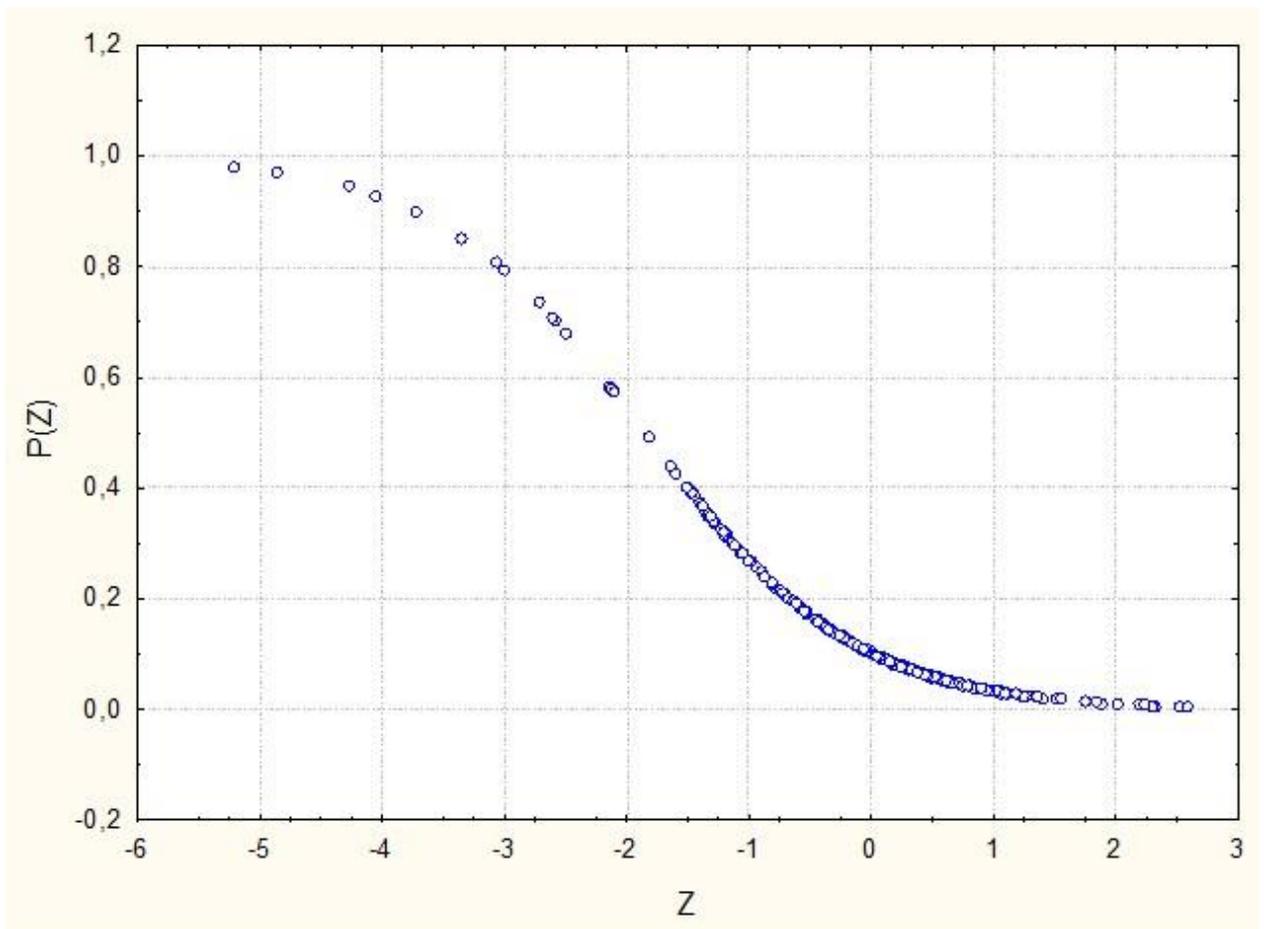


Рисунок 2.14 – Зависимость $P(Z)$ от Z

При изменении значений Z от отрицательных к положительным величина $P(Z)$ закономерно снижается. Среднее значение Z для варианта ИРИС равно «-0,923», для Saphir – «+0,169». Сопоставление $Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$ с учетом методов интерпретации приведено на рисунке 2.15.

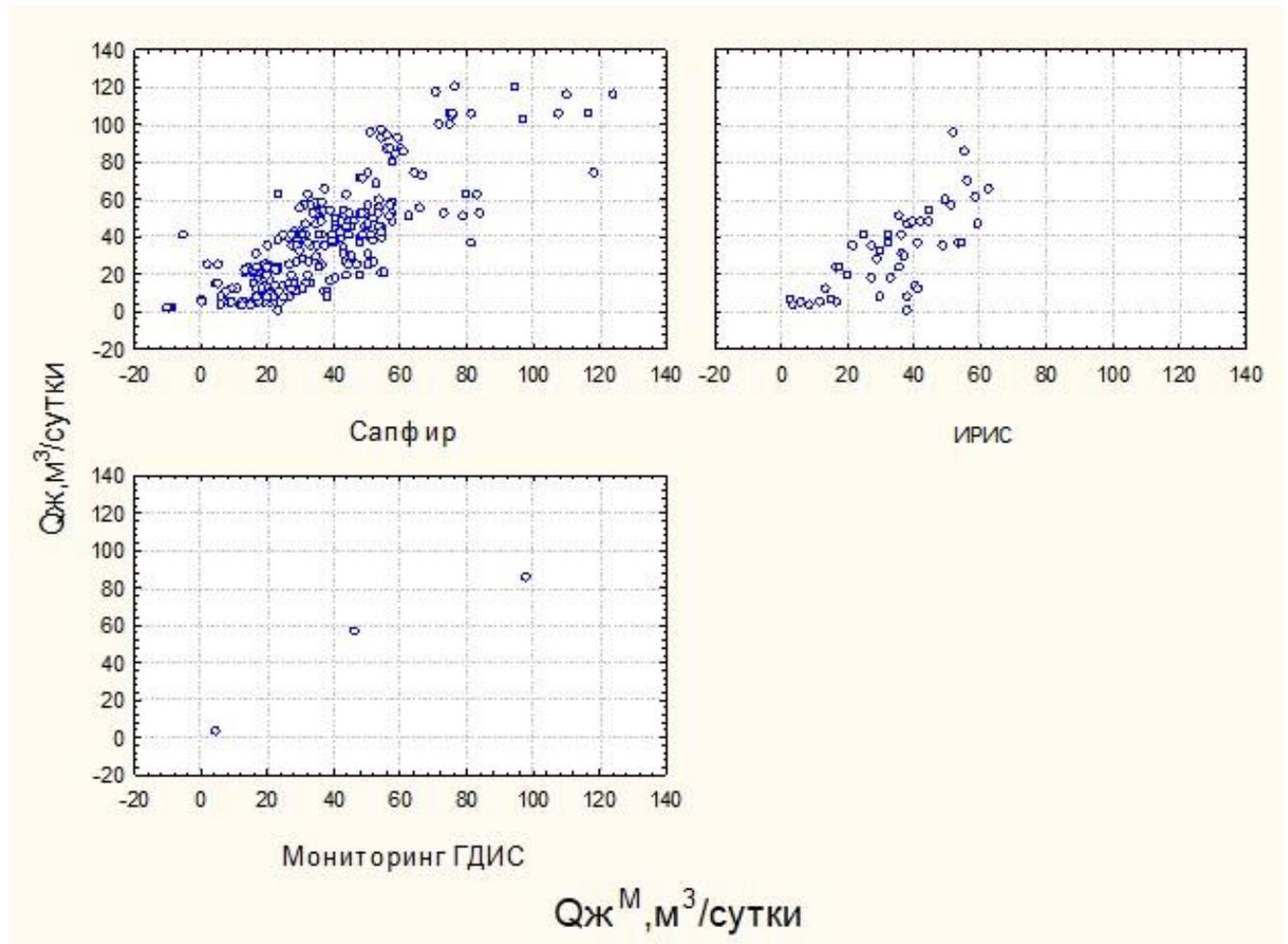


Рисунок 2.15 – Поля корреляции $Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции, построенные с учетом методов интерпретации, характеризуются различными видами, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.8.

Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что несколько лучшие результаты прогноза значений $Q_{\text{Ж}}$ получены по методу интерпретации в Saphir. Уравнение регрессии, построенное по данным мониторинга ГДИС, является статистически незначимым. Сопоставление $P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$ с учетом методов интерпретации приведено на рисунке 2.16.

Таблица 2.8 – Уравнения регрессии по методам интерпретации данных

Метод интерпретации данных	r	Уравнение регрессии
Saphir	0,798	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,436 + 0,9972Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,744	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -4,039 + 1,0665Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Мониторинг ГДИС	0,971	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 5,503 + 0,8664Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,671	$P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,787 + 0,9273P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,808	$P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -0,331 + 1,0681P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Мониторинг ГДИС	0,711	$P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 5,885 + 0,3968P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,744	$P_{\text{заб}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,684 + 0,9078P_{\text{заб}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,869	$P_{\text{заб}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -3,335 + 1,4112P_{\text{заб}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Мониторинг ГДИС	0,941	$P_{\text{заб}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -2,875 + 1,5113P_{\text{заб}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,796	$k_{\text{узп}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,0078 + 0,9191k_{\text{узп}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,941	$k_{\text{узп}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -0,0011 + 1,0041k_{\text{узп}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Мониторинг ГДИС	0,545	$k_{\text{узп}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,093 + 0,4881k_{\text{узп}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,387	$S^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,0078 + 0,9191S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,582	$S^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 3,227 + 0,9889S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Мониторинг ГДИС	0,951	$S^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -3,835 + 1,3327S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$

Поля корреляции имеют различные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.8. Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что несколько лучшие результаты прогноза значений $P_{\text{пл}}$ получены по методу ИРИС. Зависимость, построенная по данным мониторинга ГДИС, является статистически незначимой. Сопоставление $P_{\text{заб}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $P_{\text{заб}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$ с учетом методов интерпретации приведено на рисунке 2.17.

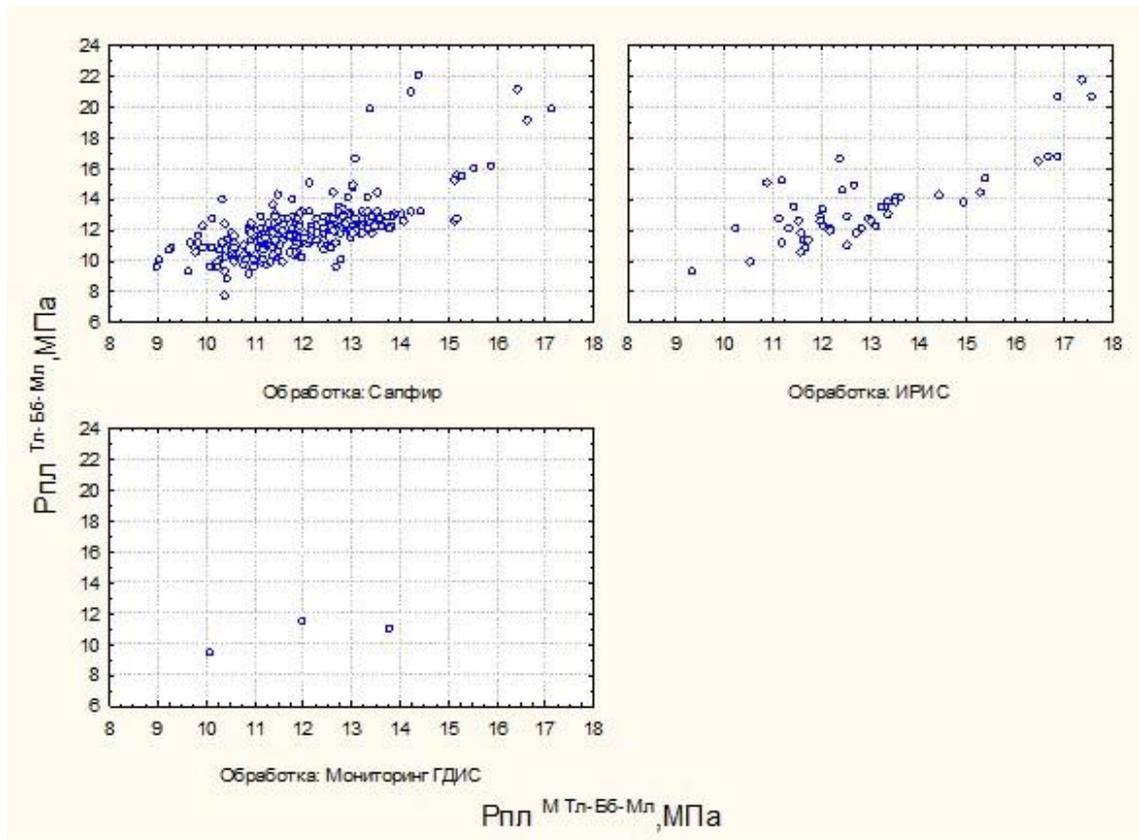


Рисунок 2.16 – Поля корреляции между $R_{пл}^{Тл-Бб-Мл}$ и $R_{пл}^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации

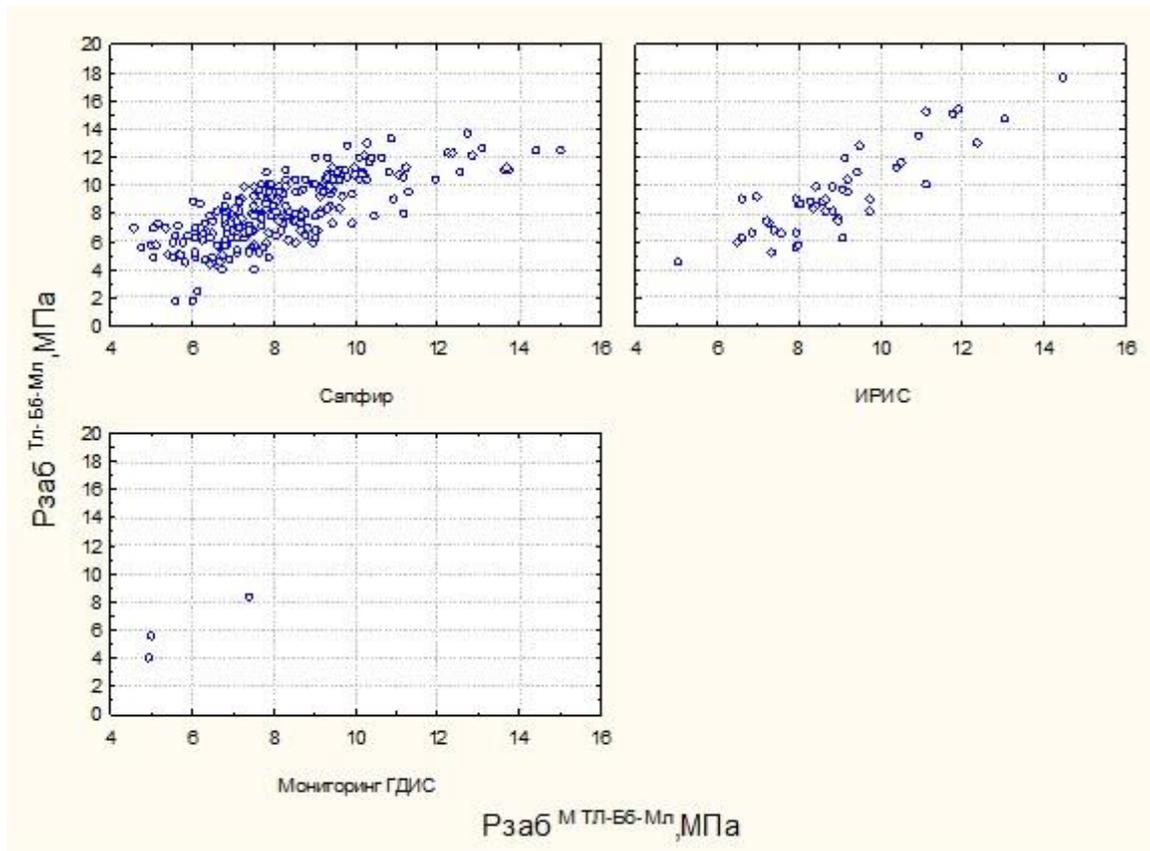


Рисунок 2.17 – Поля корреляции $R_{заб}^{Тл-Бб-Мл}$ и $R_{заб}^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $P_{заб}^{Тл-Бб-Мл}$ и $P_{заб}^{МТл-Бб-Мл}$, построенные с учетом методов интерпретации, имеют различные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.8. Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что лучшие результаты прогноза значений $P_{заб}$ получены по методу ИРИС. Зависимость, построенная по данным мониторинга ГДИС, является статистически незначимой.

Сопоставление $k_{узп}^{Тл-Бб-Мл}$ и $k_{узп}^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации приведено на рисунке 2.18.

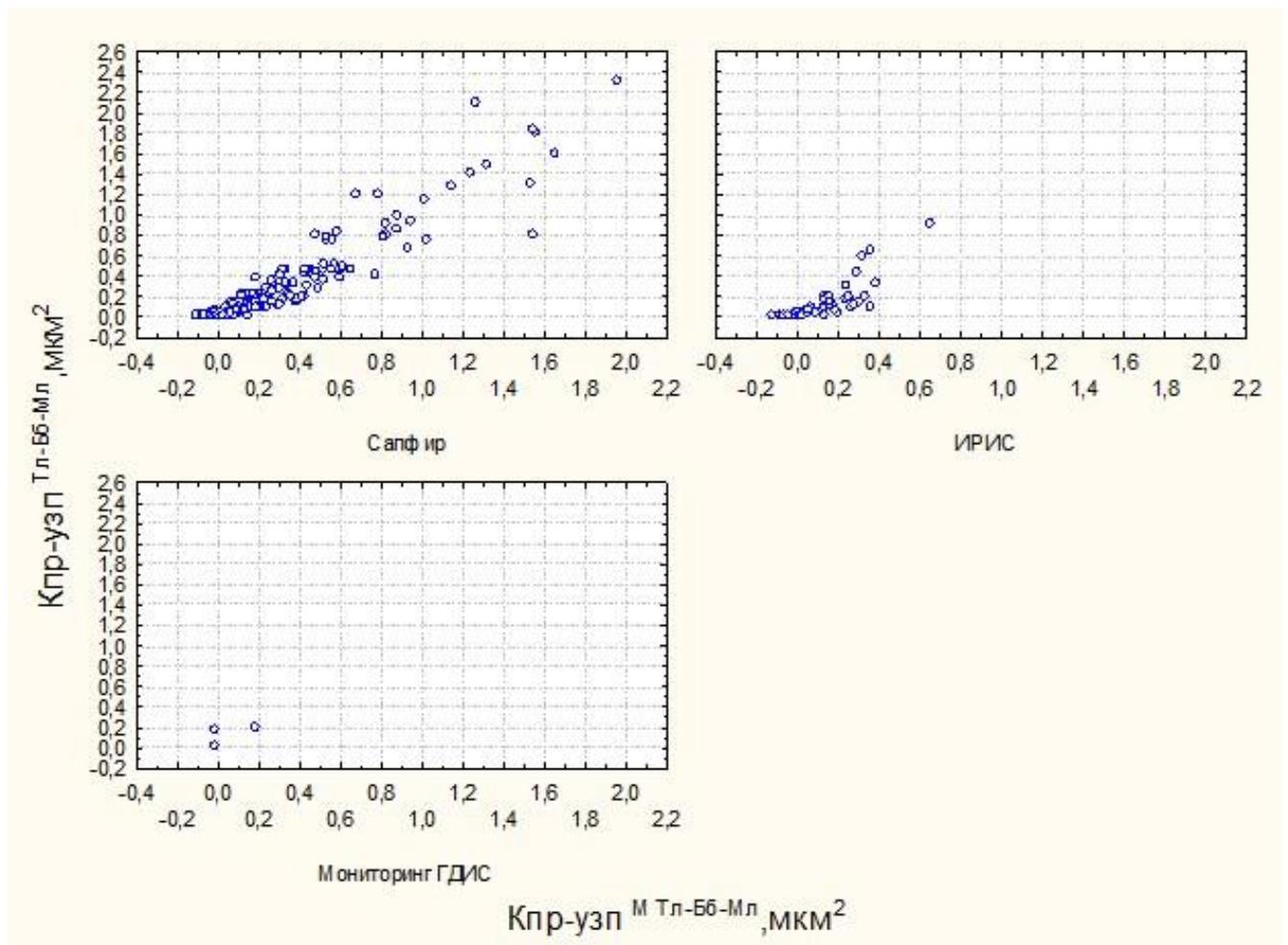


Рисунок 2.18 – Поля корреляции $k_{узп}^{Тл-Бб-Мл}$ и $k_{узп}^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $k_{узп}^{Тл-Бб-Мл}$ и $k_{узп}^{МТл-Бб-Мл}$, построенные с учетом методов интерпретации, характеризуются различными видами, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.8. Анализ этих данных показывает, что лучшие результаты прогноза значений $k_{узп}$ получены по

методу Saphir. Зависимость, построенная по данным мониторинга ГДИС, является статистически незначимой.

Сопоставление $S^{Тл-Бб-Мл}$ и $S^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации приведено на рисунке 2.19.

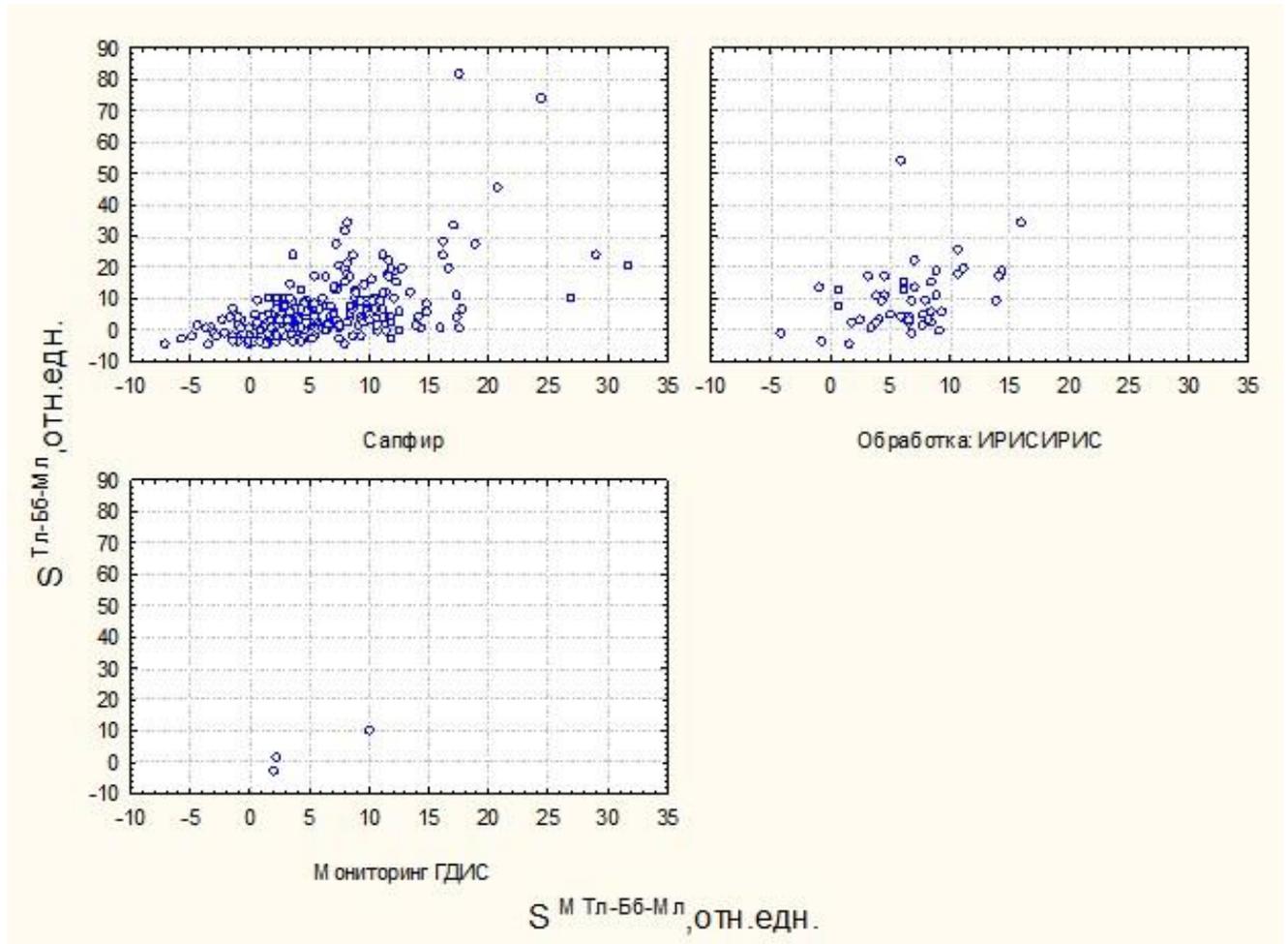


Рисунок 2.19 – Поля корреляции $S^{Тл-Бб-Мл}$ и $S^{МТл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $S^{Тл-Бб-Мл}$ и $S^{МТл-Бб-Мл}$ количественно значительно различаются, что видно по уравнениям регрессии, приведенным в таблице 3.8. Анализ этих уравнений показывает, что лучшие результаты прогноза значений S получены по методу Saphir. Зависимость, построенная по данным мониторинга ГДИС, является статистически незначимой.

Анализ уравнений регрессии, приведенных в таблице 2.8, в совокупности с полями корреляции, приведенными на рисунках 2.15, 2.16, 2.17, 2.18, 2.19,

показывает, что по показателям $k_{узп}$ и S более тесные корреляции получены по данным, которые обработаны в Saphir.

На следующем этапе исследований для более детального статистического анализа выполнено раздельное сравнение данных, полученных по технологиям КВУ и КВД, с учетом методов интерпретации. Сравнение средних значений по технологии КВУ с результатами интерпретации в ИРИС и Saphir приведено в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Сравнение средних значений показателей по методам интерпретации (исследования методом КВУ)

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 45$	Saphir, $n_2 = 111$	
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	$13,64 \pm 1,68$	$11,84 \pm 2,63$	$\frac{5,09929}{0,000001}$
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	$1,62 \pm 0,97$	$1,44 \pm 0,75$	$\frac{1,24644}{0,214496}$
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$9,46 \pm 2,97$	$7,96 \pm 2,29$	$\frac{3,38394}{0,000906}$
Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	$14,40 \pm 1,47$	$14,35 \pm 1,84$	$\frac{0,15446}{0,877449}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	$0,130 \pm 0,184$	$0,248 \pm 0,406$	$\frac{-1,87262}{0,063016}$
Скин-фактор (S)	$9,500 \pm 10,556$	$5,035 \pm 6,627$	$\frac{3,17819}{0,001791}$
Время восстановления КВУ, КВД (T_B), ч	$180,15 \pm 168,28$	$207,96 \pm 160,91$	$\frac{-0,96515}{0,335984}$

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 45$	Saphir, $n_2 = 111$	
Дебит жидкости ($Q_{ж}$), $m^3/сут$	$32,44 \pm 23,06$	$38,05 \pm 28,36$	$\frac{-1,17970}{0,239938}$
Обводненность (W), %	$19,81,43 \pm 28,26$	$20,08 \pm 31,45$	$\frac{-0,04897}{0,961006}$
Коэффициент пористости ($K_{пор}$), %	$16,12 \pm 1,69$	$16,13 \pm 2,11$	$\frac{-0,03214}{0,974401}$
Толщина пласта (h), м	$9,16 \pm 5,24$	$8,37 \pm 5,59$	$\frac{0,81462}{0,416550}$
Вязкость нефти (μ_n), мПа · с	$1,935 \pm 1,738$	$1,872 \pm 0,941$	$\frac{0,29480}{0,768542}$
Объемный коэффициент (b)	$1,235 \pm 0,071$	$1,238 \pm 0,099$	$\frac{-0,14464}{0,885185}$
Коэффициент пьезопроводности ($\alpha_{п}$), $см^2/с$	$2085,66 \pm 2036,89$	$3172,52 \pm 4562,29$	$\frac{-1,53497}{0,126844}$
Газовый фактор ($\Gamma_{ф}$), $м^3/м^3$	$111,75 \pm 47,51$	$116,75 \pm 56,08$	$\frac{-0,58514}{0,559313}$

Из данных представленной таблицы установлено, что из 15 исследуемых показателей у трех наблюдаются статистические различия в средних значениях: $P_{пл}$, $P_{заб}$ и S . Значения r между показателями в пределах выделенных групп представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Корреляционная матрица (верхняя строка – данные ИРИС, $n_1 = 45$; нижняя – данные Saphir, $n_1 = 111$)

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
T_B	<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,59*</u> -0,52*	<u>-0,14</u> -0,34*	<u>-0,22</u> -0,15	<u>-0,21</u> 0,02	<u>0,22</u> -0,05	<u>0,01</u> -0,02	<u>-0,06</u> -0,17	<u>-0,11</u> -0,30*	<u>-0,05</u> -0,12	<u>-0,42*</u> -0,39*	<u>0,10</u> -0,02	<u>-0,24</u> -0,23*	<u>-0,28</u> -0,33*	<u>-0,34*</u> -0,25*
$Q_{ж}$		<u>1,00</u> 1,00	<u>0,17</u> 0,36*	<u>0,03</u> 0,28*	<u>0,36*</u> 0,06	<u>-0,32*</u> -0,11	<u>-0,03</u> -0,07	<u>0,15</u> 0,28*	<u>0,22</u> 0,15	<u>0,30*</u> 0,29*	<u>0,32*</u> 0,43*	<u>-0,16</u> -0,08	<u>0,55*</u> 0,63*	<u>0,17</u> 0,22*	<u>0,52*</u> 0,61*
W			<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,01</u> 0,08	<u>0,62*</u> -0,02	<u>-0,54*</u> -0,09	<u>-0,02</u> 0,09	<u>0,45*</u> 0,46*	<u>0,04</u> 0,16	<u>-0,17</u> -0,08	<u>0,03</u> 0,19*	<u>0,03</u> 0,09	<u>0,27</u> 0,13	<u>-0,02</u> 0,27*	<u>-0,11</u> -0,03
$K_{пор}$				<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,18</u> 0,35*	<u>-0,31*</u> -0,58*	<u>-0,38*</u> -0,57*	<u>-0,11</u> -0,13	<u>-0,21</u> -0,12	<u>0,08</u> 0,19*	<u>0,06</u> 0,17	<u>-0,36*</u> -0,55*	<u>0,09</u> 0,32*	<u>0,11</u> 0,05	<u>0,33*</u> 0,31*
μ_H					<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,57*</u> -0,75*	<u>0,26</u> -0,60*	<u>0,52*</u> -0,32*	<u>0,31*</u> -0,33*	<u>-0,05</u> -0,07	<u>0,09</u> -0,21	<u>0,27</u> -0,70*	<u>0,03</u> 0,32*	<u>0,02</u> 0,04	<u>-0,20</u> 0,26*
b						<u>1,00</u> 1,00	<u>0,50*</u> 0,94*	<u>-0,08</u> 0,36*	<u>0,05</u> 0,42*	<u>-0,14</u> -0,13	<u>0,09</u> 0,07	<u>0,44*</u> 0,95*	<u>-0,26</u> -0,30	<u>0,03</u> 0,07	<u>-0,04</u> -0,34*
Γ_ϕ							<u>1,00</u> 1,00	<u>0,38*</u> 0,36*	<u>0,14</u> 0,32*	<u>-0,14</u> -0,15	<u>0,03</u> -0,01	<u>0,92*</u> 0,97*	<u>0,34*</u> -0,25*	<u>0,08</u> 0,11	<u>-0,25</u> -0,31*
h								<u>1,00</u> 1,00	<u>0,26</u> 0,20*	<u>0,21</u> 0,24*	<u>0,17</u> 0,27*	<u>0,43*</u> 0,38*	<u>-0,19</u> -0,05	<u>0,08</u> 0,36*	<u>-0,31*</u> -0,10
$P_{пл}$									<u>1,00</u> 1,00	<u>0,15</u> 0,10	<u>0,73*</u> 0,45*	<u>0,07</u> 0,30*	<u>0,13</u> -0,02	<u>0,13</u> -0,01	<u>0,10</u> -0,02
$P_{затр}$										<u>1,00</u> 1,00	<u>0,04</u> 0,26*	<u>-0,15</u> -0,11	<u>0,08</u> 0,07	<u>0,18</u> 0,04	<u>0,15</u> 0,22*
$P_{заб}$											<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,08</u> 0,03	<u>0,24</u> 0,43*	<u>0,11</u> 0,03	<u>0,43*</u> 0,49*
$P_{нас}$												<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,44*</u> -0,29*	<u>-0,02</u> 0,10	<u>-0,38*</u> -0,34*

Окончание таблицы 2.10

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
$k_{узп}$													$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,31^*}{0,15}$	$\frac{0,73^*}{0,92^*}$
S														$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,37^*}{0,14}$
α_Π															$\frac{1,00}{1,00}$

Всего по данным Saphir вычислено 105 коэффициентов r , из которых в первом случае 34 являются статистически значимыми, во втором – 53. Отметим, что во многих случаях значения коэффициентов r по знаку не совпадали. Максимальное несовпадение наблюдалось, когда в корреляции участвовал показатель μ_n : из 14 значений коэффициентов r в 11 случаях коэффициенты имели разные знаки. Например, корреляция между μ_n и $P_{пл}$ для данных по ИРИС имеет положительное значение, для Saphir – отрицательное. Комплексная оценка различий в значениях показателей, полученных по разным методам интерпретации данных по анализируемым технологиям, произведена, как и ранее, с помощью ПЛДА. В данном случае в качестве классификатора использован тип обработки данных. В результате реализации получена следующая ЛДФ:

$$Z = 0,4272P_{пл} + 0,0654S - 0,0150Q_{ж} - 0,0304Г_{ф} + 0,9354P_{нас} - 3,8560b - 10,3217$$

при $R = 0,528, \chi^2 = 49,514, p = 0,000000$.

По критерию χ^2 построенная ЛДФ является статистически значимой, с помощью данной формулы выборка правильно делится на 77,56 %. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рисунке 2.20.

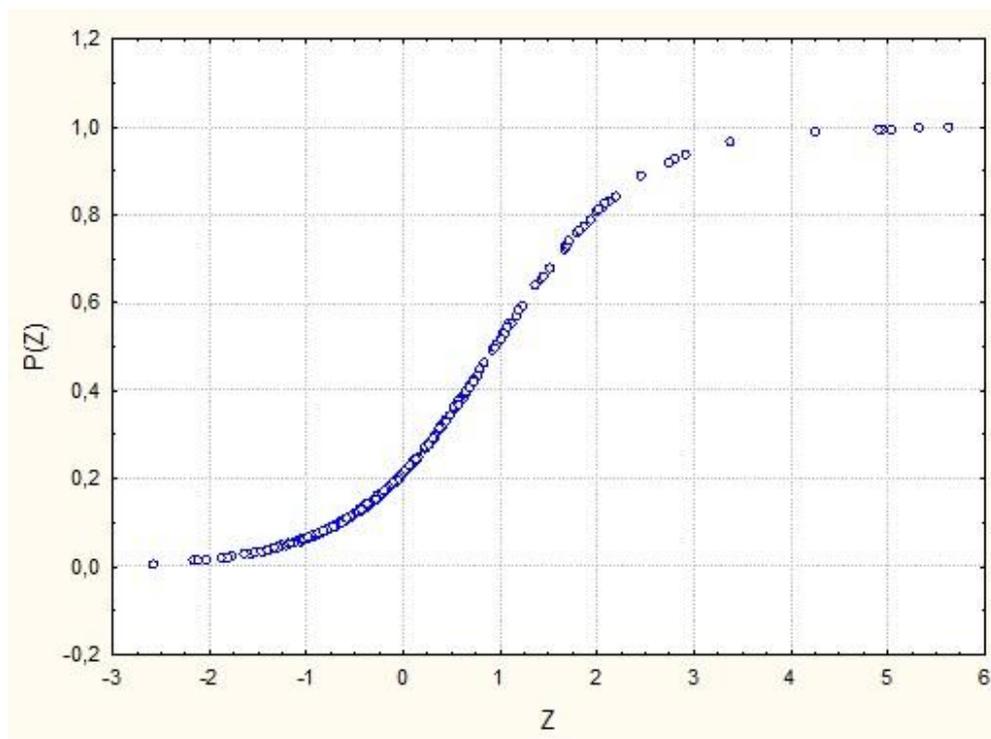


Рисунок 2.20 – Зависимость $P(Z)$ от Z

При изменении значений Z от отрицательных к положительным величина $P(Z)$ закономерно возрастает. Среднее значение Z для данных, полученных по ИРИС, равно «+0,972», для Saphir – «-0,334». Для количественного изучения данных явлений построены многомерные модели для прогноза следующих показателей: $Q_{\text{ж}}$, $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, $k_{\text{узп}}$ и S . Многомерные уравнения регрессии построены с помощью пошагового регрессионного анализа.

Величина $Q_{\text{ж}}^{\text{М}}$ определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}} = 29,44654k_{\text{узп}} - 0,06477T_{\text{в}} + 1,01465h + 5,58753P_{\text{затр}} - 0,39360S + 0,09920W - 1,60432P_{\text{заб}} + 0,00147\alpha_{\text{п}} + 1,12546P_{\text{пл}} + 21,861$$

при $R = 0,808$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 1,95 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,620; 0,741; 0,777; 0,792; 0,798; 0,801; 0,803; 0,805; 0,808.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$, которые сопоставлены с $Q_{\text{ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ путем построения полей корреляции с учетом метода интерпретации данных (рисунок 2.21).

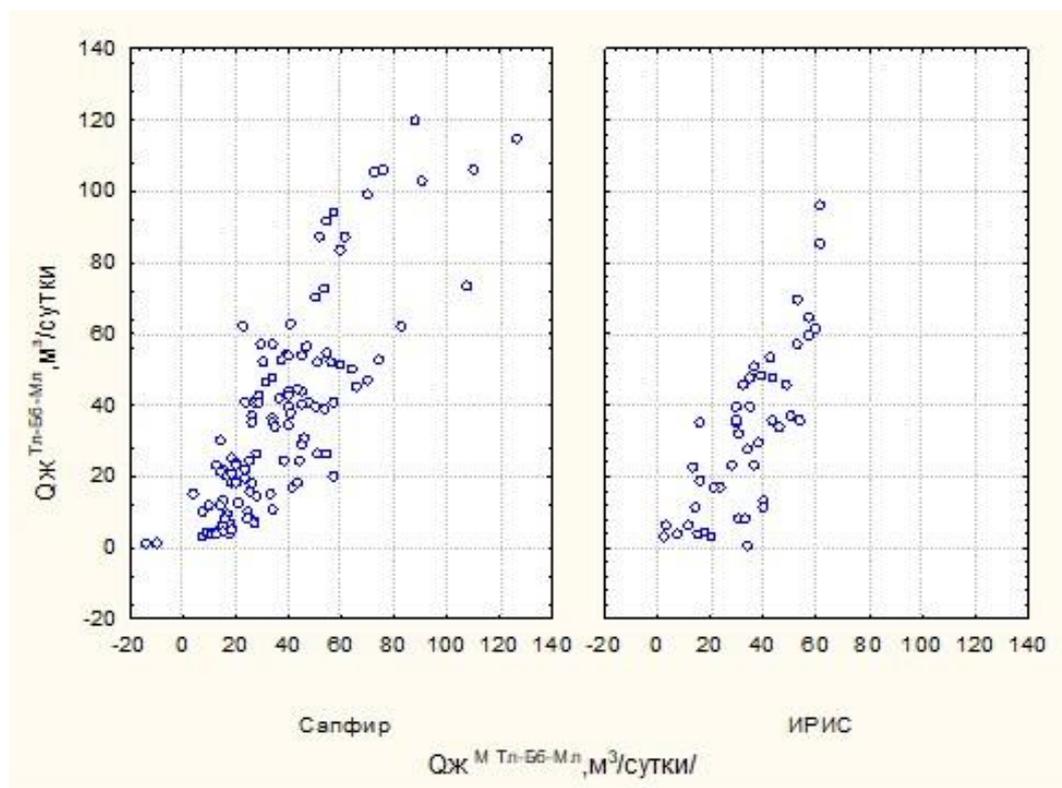


Рисунок 2.21 – Поля корреляции $Q_{\text{ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$, построенные с учетом методов интерпретации данных, имеют близкие виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Уравнения регрессии по методам интерпретации данных

Метод интерпретации данных	r	Уравнение регрессии
ИРИС	0,793	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -6,7297 + 1,1571Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,832	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 1,758 + 0,9684Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,862	$P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -0,046 + 1,0311P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,654	$P_{\text{пл}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 1,727 + 0,8338P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,883	$P_{\text{заб}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -2,171 + 1,2629P_{\text{заб}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,777	$P_{\text{заб}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,987 + 0,865P_{\text{заб}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,825	$k_{\text{узп}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = 0,129 + 0,8862k_{\text{узп}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,947	$k_{\text{узп}}^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -0,001 + 1,0085k_{\text{узп}}^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
ИРИС	0,499	$S^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -1,066 + 1,5333S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$
Saphir	0,531	$S^{\text{Тл-Бб-Мл}} = -0,136 + 0,8444S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$

Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что лучшие результаты прогноза значений $Q_{\text{Ж}}$ получены по методу интерпретации в Saphir.

Величина $P_{\text{пл}}^{\text{М}}$ определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{пл}}^{\text{МТл-Бб-Мл}} = & 0,5923P_{\text{заб}} - 0,0002\alpha_{\text{п}} - 0,0733K_{\text{пор}} + 0,9108\mu_{\text{н}} + 19,2279b \\
 & - 0,1343P_{\text{нас}} + 0,4388P_{\text{затр}} - 0,0720h + 0,0282S + 0,0120Q_{\text{ж}} \\
 & - 0,0129\Gamma_{\text{ф}} + 0,0011T_{\text{в}} - 11,695
 \end{aligned}$$

при $R = 0,779, p < 0,000001$, стандартная ошибка – 1,40 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,617; 0,689; 0,704; 0,713; 0,733; 0,748; 0,762; 0,767; 0,771; 0,774; 0,777; 0,779.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $R_{пл}^{MTл-Бб-Мл}$, которые сопоставлены с показателями $R_{пл}^{Тл-Бб-Мл}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.22).

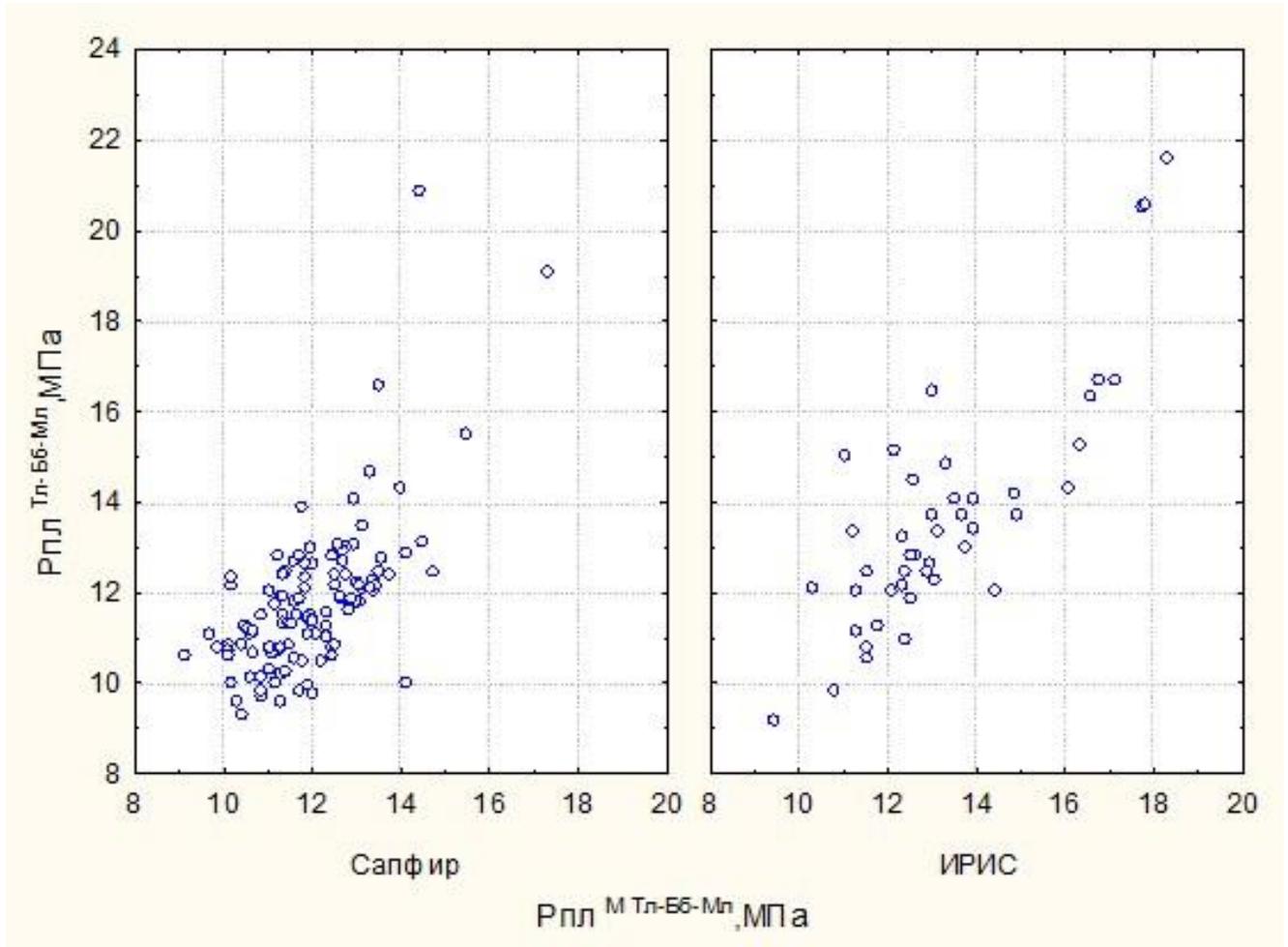


Рисунок 2.22 – Поля корреляции $R_{пл}^{Тл-Бб-Мл}$ и $R_{пл}^{MTл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $R_{пл}^{Тл-Бб-Мл}$ и $R_{пл}^{MTл-Бб-Мл}$, построенные с учетом методов интерпретации данных, имеют различные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.11. Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что лучшие результаты прогноза значений $R_{пл}$ получены по методу обработки Saphir.

Величина $R_{заб}^M$ определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned}
 R_{заб}^{MTл-Бб-Мл} = & 0,72638R_{пл} - 0,00042\alpha_{п} + 0,12960h - 0,00352T_{в} - 0,26915\mu_{н} \\
 & - 0,01538\Gamma_{ф} - 0,03847S - 0,01262Q_{ж} + 0,11288K_{пор} + 0,34246P_{нас} \\
 & - 1,40316k_{узп} - 0,25817P_{затр} - 5,282
 \end{aligned}$$

при $R = 0,820, p < 0,000001$, стандартная ошибка – 1,54 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,617; 0,744; 0,762; 0,776; 0,786; 0,795; 0,802; 0,810; 0,813; 0,815; 0,815; 0,820.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{заб}^{MTл-Бб-Мл}$, которые сопоставлены с $P_{заб}^{Тл-Бб-Мл}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.23).

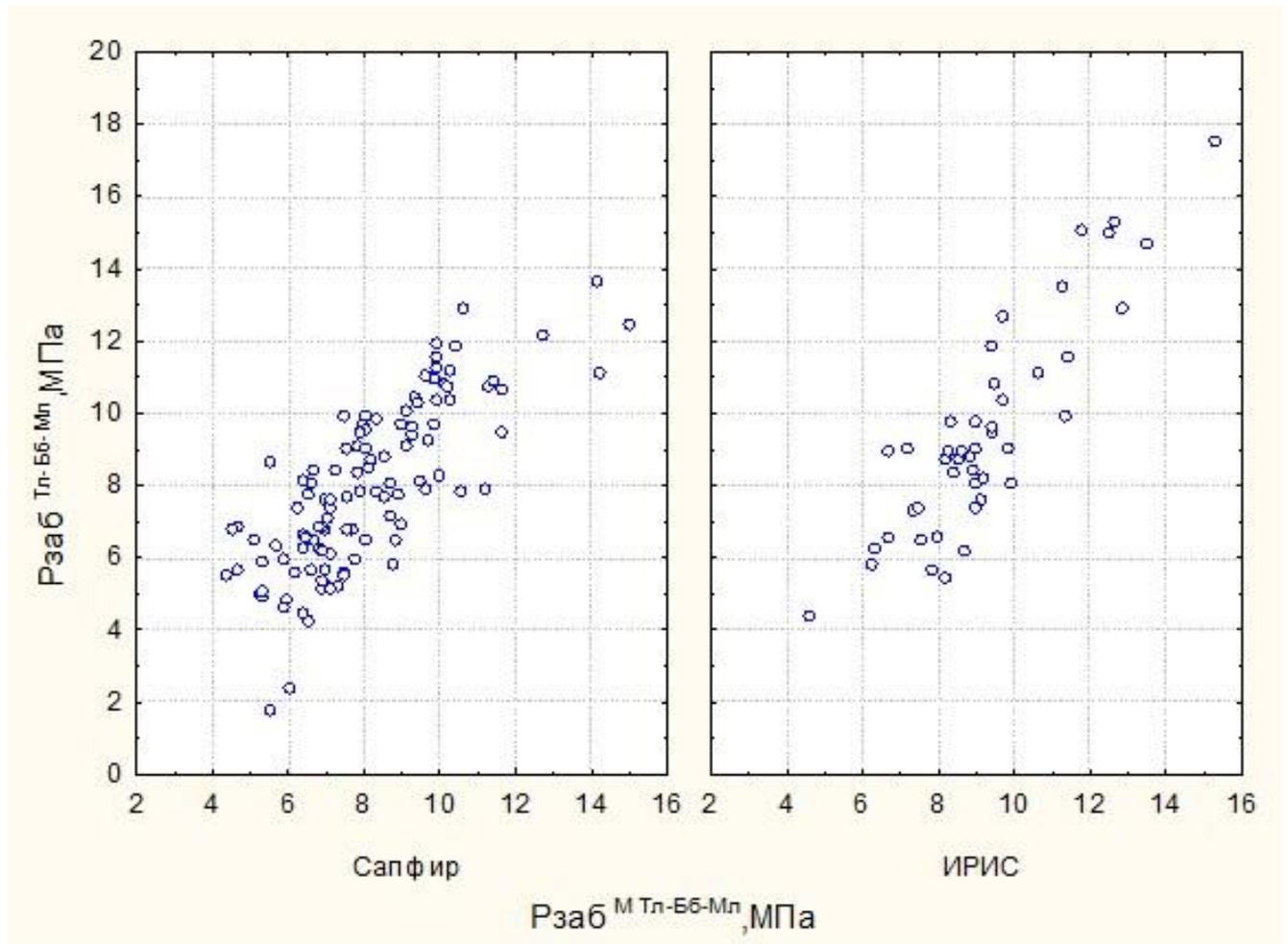


Рисунок 2.23 – Поля корреляции $P_{заб}^{Тл-Бб-Мл}$ и $P_{заб}^{MTл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $P_{заб}^{Тл-Бб-Мл}$ и $P_{заб}^{MTл-Бб-Мл}$, построенные с учетом методов интерпретации данных, имеют различные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.11. Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что лучшие результаты прогноза значений $P_{заб}$ получены по методу обработки ИРИС.

Величина $k_{узп}^M$ определяется по следующей формуле:

$$k_{узп}^{MTл-Бб-Мл} = 0,022686Q_{ж} + 0,001501T_{в} - 0,21906h - 0,142395P_{затр} + 0,008432S + 0,027139P_{заб} - 0,001510W - 0,018642P_{пл} - 0,531$$

при $R = 0,992, p < 0,000001$, стандартная ошибка – $0,045 \text{ мкм}^2$. Значения коэффициентов R изменяются: $0,767; 0,858; 0,930; 0,962; 0,976; 0,983; 0,988; 0,992$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $k_{узп}^{MTл-Бб-Мл}$, которые сопоставлены с $k_{узп}^{Тл-Бб-Мл}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.24).

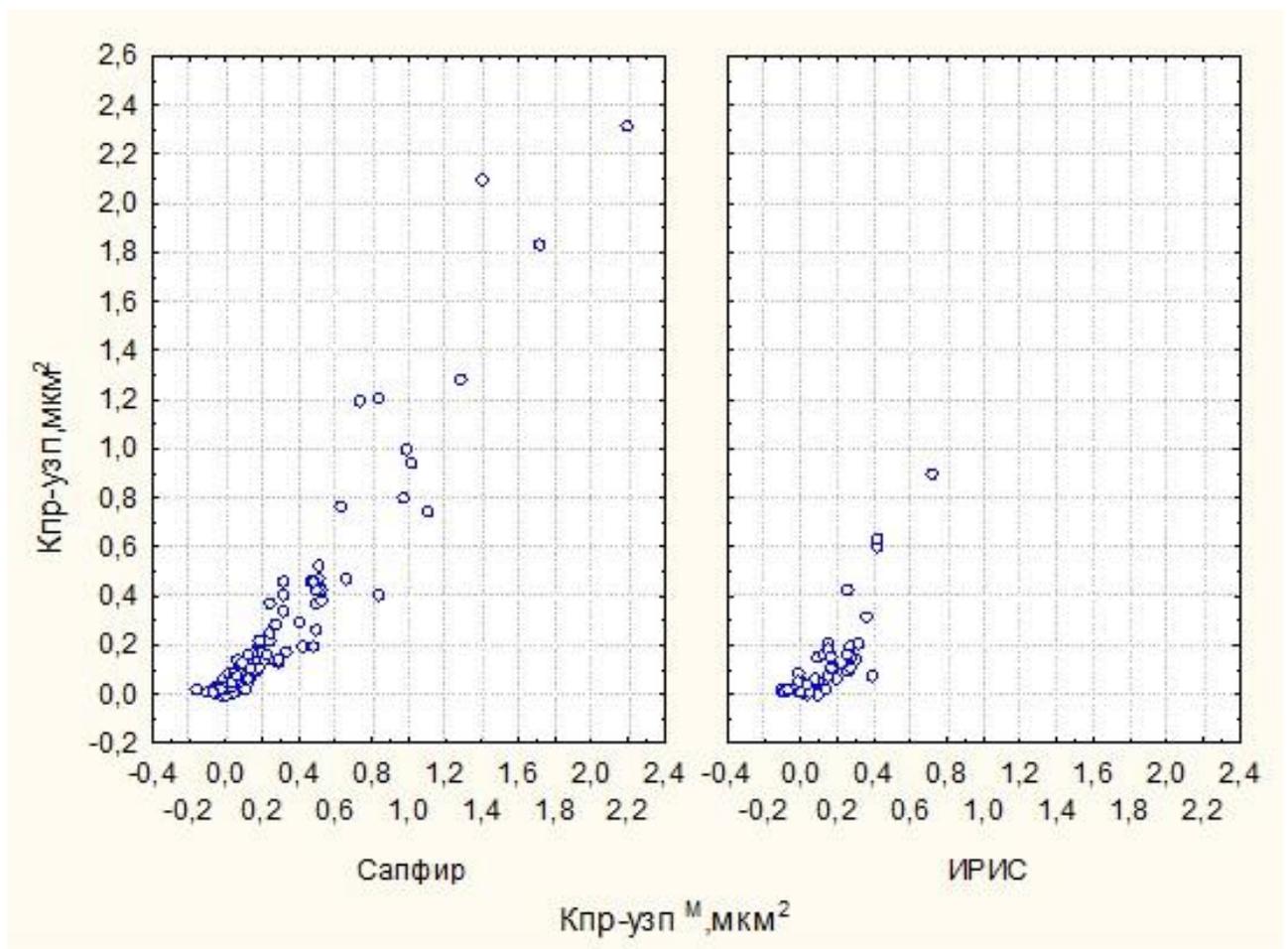


Рисунок 2.24 – Поля корреляции $k_{узп}^{Тл-Бб-Мл}$ и $k_{узп}^{MTл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $k_{узп}^{Тл-Бб-Мл}$ и $k_{узп}^{MTл-Бб-Мл}$, построенные с учетом методов интерпретации данных, имеют несколько отличные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.11.

Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что результаты прогноза значений $k_{узп}$, полученные по методу Saphir, характеризуются более тесной связью.

Величина S^M определяется по следующей формуле:

$$S^{MTл-Бб-Мл} = -0,019143T_B + 0,502942h + 0,000728\alpha_{п} - 0,077255Q_{ж} - 0,900647P_{заб} + 0,779151P_{пл} + 4,484$$

при $R = 0,454$, $p < 0,000001$, стандартная ошибка – 7,43 отн.ед. Значения коэффициентов R изменяются: 0,316; 0,381; 0,394; 0,416; 0,425; 0,454.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $S^{MTл-Бб-Мл}$, которые сопоставлены с $S^{Тл-Бб-Мл}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.25).

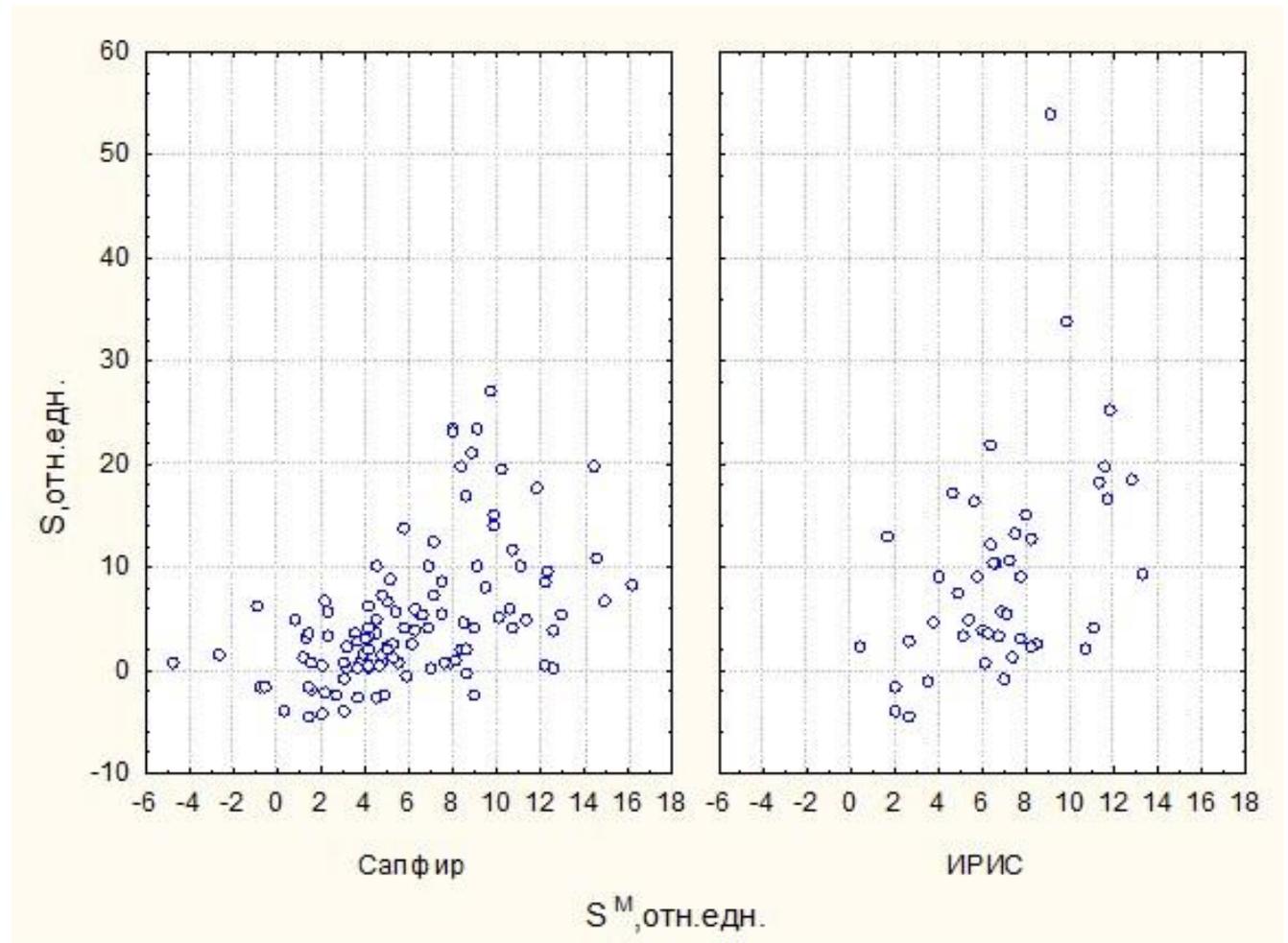


Рисунок 2.25 – Поля корреляции $S^{Тл-Бб-Мл}$ и $S^{MTл-Бб-Мл}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $S^{\text{Тл-Бб-Мл}}$ и $S^{\text{МТл-Бб-Мл}}$, построенные с учетом методов интерпретации данных, имеют несколько отличные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.11.

Комплексный анализ анализируемых данных показывает, что данные исследований по КВУ дают более надежные результаты по показателю $k_{\text{узп}}$, нежели в случаях, когда интерпретация выполнена в Saphir. Значения $S^{\text{Тл-Бб-Мл}}$, полученные в Saphir и ИРИС, статистически не различаются.

Сравнение средних значений по технологии КВД с результатами интерпретации в ИРИС и Saphir представлено в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Сравнение средних значений показателей по методам обработки (исследования методом КВД)

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 3$	Saphir, $n_2 = 149$	
Пластовое давление ($P_{\text{пл}}$), МПа	$12,07 \pm 0,58$	$12,01 \pm 1,98$	$\frac{0,055639}{0,955704}$
Затрубное давление ($P_{\text{затр}}$), МПа	$1,47 \pm 0,17$	$1,49 \pm 0,82$	$\frac{-0,736768}{0,462414}$
Забойное давление ($P_{\text{заб}}$), МПа	$6,88 \pm 1,75$	$8,12 \pm 2,18$	$\frac{-0,978638}{0,329336}$
Давление насыщения ($P_{\text{нас}}$), МПа	$14,70 \pm 2,25$	$14,36 \pm 1,74$	$\frac{-0,332708}{0,739818}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{\text{узп}}$), мкм ²	$0,145 \pm 0,133$	$0,216 \pm 0,338$	$\frac{-0,363229}{0,716945}$
Скин-фактор (S)	$11,567 \pm 7,929$	$6,319 \pm 11,987$	$\frac{0,753552}{0,452299}$

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 3$	Saphir, $n_2 = 149$	
Время восстановления КВУ, КВД (T_B), ч	169,75 ± 121,46	209,94 ± 165,51	<u>0,481561</u> 0,630815
Дебит жидкости ($Q_{ж}$), м ³ /сут	39,67 ± 10,92	37,17 ± 27,87	<u>0,154372</u> 0,877524
Обводненность (W), %	33,34 ± 32,34	19,17 ± 30,20	<u>0,802491</u> 0,423538
Коэффициент пористости ($K_{пор}$), %	16,72 ± 2,09	16,05 ± 2,24	<u>0,009929</u> 0,992091
Толщина пласта (h), м	7,40 ± 2,92	8,63 ± 5,42	<u>0,392138</u> 0,395513
Вязкость нефти (μ_n), мПа · с	1,88 ± 0,93	1,90 ± 1,23	<u>-0,032105</u> 0,974431
Объемный коэффициент (b)	1,23 ± 0,11	1,24 ± 0,09	<u>0,193387</u> 0,846916
Коэффициент пьезопроводности ($\alpha_{п}$), см ² /с	2297,87 ± 2159,87	3168,25 ± 4457,43	<u>0,309164</u> 0,757567
Газовый фактор ($\Gamma_{ф}$), м ³ /м ³	131,13 ± 57,82	114,71 ± 54,05	<u>0,520244</u> 0,603660

Из данных представленной таблицы установлено, что из 15 исследуемых показателей ни у одного не наблюдаются статистические различия в средних значениях. Значения r между показателями в пределах выделенных групп приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Корреляционная матрица (верхняя строка – данные ИРИС, $n_1 = 3$; нижняя – данные Saphir, $n_1 = 149$)

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
T_B	<u>1,00</u> 1,00	<u>0,24</u> -0,55*	<u>-0,23</u> -0,25*	<u>-0,84</u> -0,19*	<u>-0,41</u> -0,11	<u>0,41</u> 0,07	<u>0,41</u> 0,02	<u>-0,23</u> -0,15	<u>0,99*</u> -0,14	<u>-0,99*</u> -0,13	<u>-0,88</u> -0,28*	<u>0,41</u> 0,05	<u>-0,18</u> -0,27*	<u>-0,99*</u> -0,18*	<u>-0,89</u> -0,25*
$Q_{ж}$		<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,99*</u> 0,32*	<u>0,30</u> 0,20	<u>0,77</u> 0,12	<u>-0,79</u> -0,11	<u>-0,77</u> -0,01	<u>-0,99*</u> 0,26	<u>0,21</u> 0,12	<u>-0,17</u> 0,27*	<u>-0,67</u> 0,34*	<u>-0,77</u> -0,06	<u>0,90</u> 0,58*	<u>-0,28</u> 0,10	<u>0,21</u> 0,49*
W			<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,32</u> 0,02	<u>-0,79*</u> 0,25*	<u>0,79</u> -0,07	<u>0,79</u> 0,05	<u>0,99*</u> 0,45*	<u>-0,19</u> 0,17	<u>0,15</u> 0,05	<u>0,65</u> 0,13	<u>0,79</u> 0,06	<u>-0,91</u> 0,08	<u>0,27</u> 0,01	<u>-0,23</u> -0,05
$K_{пор}$				<u>1,00</u> 1,00	<u>0,83</u> 0,07	<u>-0,83</u> -0,42*	<u>-0,83</u> -0,45*	<u>-0,31</u> 0,11	<u>-0,86</u> -0,17	<u>0,88</u> -0,01	<u>0,49</u> 0,19	<u>-0,83</u> -0,43*	<u>0,67</u> 0,27	<u>0,82</u> 0,22*	<u>0,98</u> 0,29*
μ_H					<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,99*</u> -0,62*	<u>-0,99*</u> -0,22*	<u>-0,78</u> 0,05	<u>-0,44</u> 0,01	<u>0,47</u> 0,18*	<u>-0,06</u> -0,06	<u>-0,99*</u> -0,28	<u>0,97</u> 0,15	<u>0,37</u> -0,08	<u>0,78</u> 0,05
b						<u>1,00</u> 1,00	<u>0,99*</u> 0,84*	<u>0,78</u> 0,24*	<u>0,44</u> 0,29*	<u>-0,47</u> -0,13	<u>0,06</u> 0,09	<u>0,99*</u> 0,83*	<u>-0,97</u> -0,27	<u>-0,37</u> 0,05	<u>-0,78</u> 0,22*
Γ_ϕ							<u>1,00</u> 1,00	<u>0,78</u> 0,35*	<u>0,44</u> 0,24*	<u>-0,47</u> -0,03	<u>0,06</u> 0,04	<u>0,99*</u> 0,95*	<u>-0,97</u> 0,21*	<u>-0,37</u> 0,08	<u>-0,78</u> -0,20*
h								<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,20</u> 0,18	<u>0,16</u> 0,30*	<u>0,66</u> 0,24*	<u>0,78</u> 0,38*	<u>-0,91</u> -0,05	<u>0,27</u> 0,16*	<u>-0,22</u> -0,07
$P_{пл}$									<u>1,00</u> 1,00	<u>0,99*</u> -0,02	<u>-0,86</u> 0,46*	<u>0,44</u> 0,21	<u>-0,21</u> -0,08	<u>0,99*</u> -0,01	<u>-0,90</u> -0,11
$P_{затр}$										<u>1,00</u> 1,00	<u>0,84</u> 0,03	<u>-0,47</u> -0,01	<u>0,25</u> 0,14	<u>0,98</u> 0,12	<u>0,92</u> 0,19*
$P_{заб}$											<u>1,00</u> 1,00	<u>0,06</u> 0,04	<u>-0,29</u> 0,38*	<u>0,90</u> 0,08	<u>0,57</u> 0,39*
$P_{нас}$												<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,97</u> -0,24*	<u>-0,37</u> 0,12	<u>-0,87</u> -0,21*

Окончание таблицы 2.13

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
$k_{узп}$													$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,14}{0,25^*}$	$\frac{0,60}{0,92^*}$
S														$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,87}{0,37}$
α_Π															$\frac{1,00}{1,00}$

Всего для изучаемых вариантов скважин вычислено 105 коэффициентов r . Сравнения коэффициентов r производить не корректно, так как выборки значительно отличаются по объемам.

Комплексная оценка различий в значениях показателей, полученных по разному типу данных, выполнена, как и ранее, с помощью ПЛДА. В данном случае в качестве классификатора использован метод интерпретации данных. В результате реализации данного метода получена следующая линейная дискриминантная функция (ЛДФ):

$$Z = 0,054924S - 0,374501P_{\text{заб}} + 2,687$$

при $R = 0,105$, $\chi^2 = 1,677$, $p = 0,432179$.

По критерию χ^2 построенная ЛДФ является статистически не значимой.

Комплексный анализ анализируемых данных показывает, что данные исследований по КВУ дают более надежные результаты по показателю $k_{\text{узн}}$, чем в случаях, когда интерпретация выполнена в Saphir. Значения $S^{\text{Тл-Бб-Мл}}$, полученные в Saphir и ИРИС, статистически не различаются.

Сравнение значений показателей по технологии КВД с учетом методов обработки не позволило выполнить корректный статистический анализ из-за минимального количества данных, полученных по методу обработки ИРИС.

2.2.2. Построение многомерных статистических моделей (объект Т-Фм)

Как и ранее на первом этапе исследований, выполнено сравнение средних значений и распределений показателей по данным технологий КВУ и КВД с помощью статистики t и χ^2 , которые представлены в таблице 2.14.

Анализ данных показывает, что статистические различия в средних значениях наблюдаются только по одному из изучаемых показателей – S . Распределения данного показателя приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.14 – Сравнение средних значений показателей

Показатель	Технология		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$	Критерий Пирсона $\frac{\chi^2}{p}$
	КВУ, $n_1 = 125$	КВД, $n_2 = 125$		
Время восстановления КВУ, КВД (T_B), ч	622,52 ± 593,33	676,28 ± 665,95	$\frac{-0,673326}{0,501367}$	$\frac{0,454584}{0,796688}$
Дебит жидкости ($Q_{ж}$), м ³ /сут	24,83 ± 20,59	25,01 ± 21,14	$\frac{-0,067122}{0,946538}$	$\frac{0,119316}{0,756448}$
Обводненность (W), %	22,78 ± 29,11	22,33 ± 29,47	$\frac{0,121222}{0,903614}$	$\frac{0,036816}{0,998142}$
Коэффициент пористости ($K_{пор}$), %	9,32 ± 2,08	9,35 ± 2,06	$\frac{-0,127625}{0,898549}$	$\frac{0,034897}{0,998284}$
Вязкость нефти (μ_n), мПа · с	2,47 ± 1,52	2,51 ± 1,56	$\frac{-0,213361}{0,831220}$	$\frac{0,045676}{0,977421}$
Объемный коэффициент (b)	1,21 ± 0,09	1,20 ± 0,09	$\frac{0,338962}{0,734925}$	$\frac{0,129715}{0,937201}$
Газовый фактор (Γ_f), м ³ /м ³	94,10 ± 61,11	94,06 ± 61,04	$\frac{0,005592}{0,995543}$	$\frac{0,310423}{0,756448}$
Толщина пласта (h), м	10,65 ± 9,57	10,61 ± 9,66	$\frac{0,035184}{0,971961}$	$\frac{0,052456}{0,971316}$
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	11,53 ± 4,19	11,87 ± 4,28	$\frac{-0,633626}{0,525151}$	$\frac{0,469662}{0,790704}$
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	1,37 ± 0,74	1,37 ± 0,74	$\frac{0,000000}{1,000000}$	$\frac{0,057005}{0,751993}$

Показатель	Технология		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$	Критерий Пирсона $\frac{\chi^2}{p}$
	КВУ, $n_1 = 125$	КВД, $n_2 = 125$		
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$7,31 \pm 2,86$	$7,48 \pm 2,89$	$\frac{-0,724771}{0,469276}$	$\frac{2,488711}{0,475040}$
Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	$12,81 \pm 1,81$	$12,81 \pm 1,81$	$\frac{0,000000}{1,000000}$	$\frac{0,009295}{0,991421}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	$0,125 \pm 0,430$	$0,092 \pm 0,293$	$\frac{0,699019}{0,485195}$	$\frac{0,917292}{0,632139}$
Скин-фактор (S)	$-2,35 \pm 4,25$	$-4,56 \pm 2,75$	$\frac{4,866549}{0,000002}$	$\frac{23,26158}{0,000036}$
Коэффициент пьезопроводности ($\alpha_{п}$), см ² /с	$2051,46 \pm 6170,40$	$1538,99 \pm 5035,12$	$\frac{0,719428}{0,472555}$	$\frac{0,532009}{0,766436}$

Таблица 2.15 – Распределение значений по технологиям исследования

Технология	Интервалы варьирования – S					
	-10-5	-5-0	0-5	5-10	10-15	15-20
КВУ	0,264	0,520	0,144	0,032	0,024	0,016
КВД	0,520	0,400	0,056	0,024	–	–

Распределения значений S по технологиям КВУ и КВД значительно отличаются. Значение критерия $\chi^2 = 23,281$ при $p = 0,000009$. Это доказывает, что распределения значений S статистически различаются. Отметим, что максимальные различия в распределениях S имеются в интервале значений

«-10-0». Анализ значений χ^2 , приведенных в таблице 2.14, показывает, что распределения по всем остальным показателям статистически не различаются. Для более полного статистического анализа вычислены значения коэффициентов корреляции r между показателями отдельно по типам технологий (таблица 2.16).

Анализ значений коэффициентов r показывает, что в большинстве случаев они совпадают как тесноте связей, так и по знакам. Значительные отличия по значениям r между данными, полученными по КВУ и КВД, наблюдаются, когда выполняется сравнения корреляций, где участвует показатель S .

Комплексная оценка различий в значениях показателей, полученных по технологиям КВУ и КВД, выполнена с помощью пошагового линейного дискриминантного анализа без учета метода интерпретации данных. В данном случае в качестве классификатора использованы типы технологий. Построенная ЛДФ имеет следующий вид:

$$Z = 0,29138S + 0,02296\mu_n + 0,53777k_{узп} - 1,12404$$

при $R = 0,301, \chi^2 = 23,289, p = 0,000009$.

Величина критерия χ^2 показывает, что построенная ЛДФ является статистически значимой. Правильность распознавания составляет 62,00 %
Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рисунке 2.26.

Среднее значение Z для варианта КВУ равно «-0,313», для КВД – «+0,313». Среднее значение $P(Z)$ в первом случае «0,536», во втором – «0,450», и статистически они отличаются.

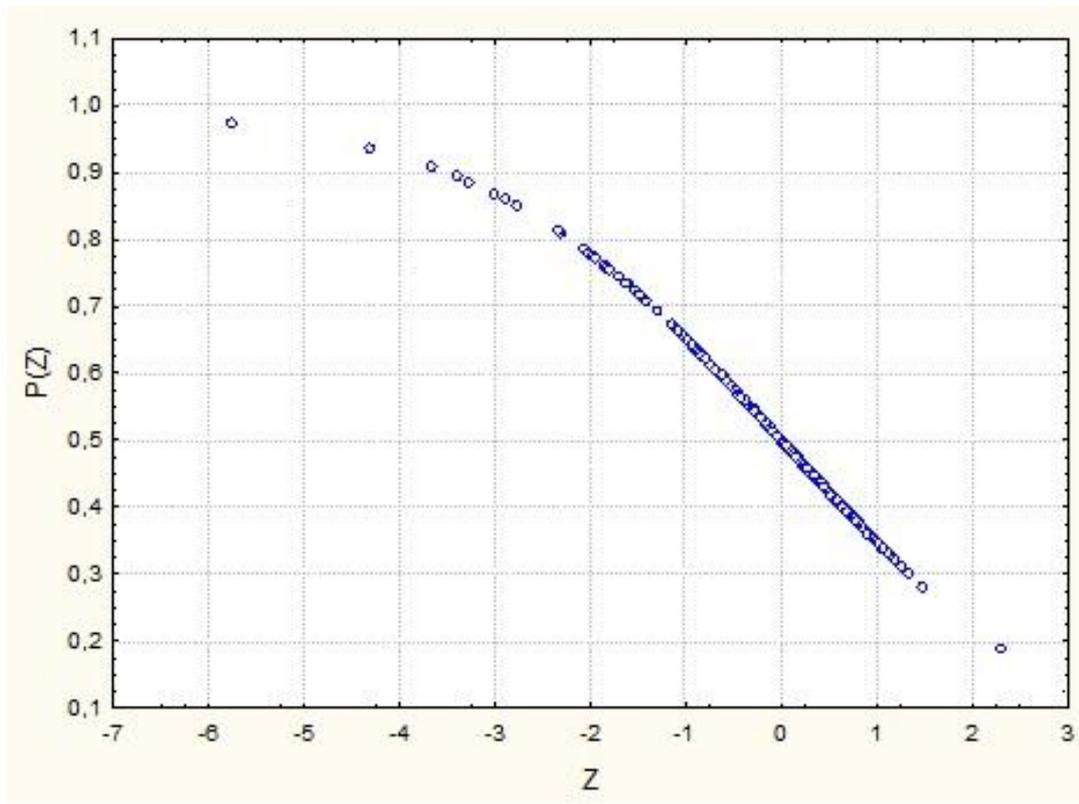
Для количественного изучения данных явлений построены многомерные модели для прогноза следующих показателей: $Q_{ж}, P_{пл}, P_{заб}, k_{узп}$ и S . Многомерные уравнения регрессии построены с помощью пошагового регрессионного анализа.

Таблица 2.16 – Корреляционная матрица (верхняя строка – значения r по КВУ, $n_1 = 125$; нижняя – значения r по КВД, $n_1 = 125$)

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
T_B	<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,37*</u> -0,35*	<u>-0,19*</u> -0,19*	<u>-0,09</u> -0,13	<u>0,28*</u> 0,19*	<u>-0,25*</u> -0,08	<u>-0,11</u> 0,09	<u>-0,27*</u> -0,21*	<u>0,11</u> 0,05	<u>-0,17</u> -0,12	<u>-0,26*</u> -0,21*	<u>-0,07</u> -0,09	<u>-0,19*</u> -0,21*	<u>-0,32*</u> -0,25*	<u>-0,22*</u> -0,18*
$Q_{ж}$		<u>1,00</u> 1,00	<u>0,13</u> 0,11	<u>-0,11</u> -0,01	<u>-0,07</u> -0,14	<u>-0,23*</u> -0,23*	<u>0,01</u> -0,01	<u>-0,15</u> -0,14	<u>0,25*</u> 0,21*	<u>0,26*</u> 0,25*	<u>0,44*</u> 0,43*	<u>0,02</u> 0,02	<u>0,43*</u> 0,42*	<u>0,13</u> 0,02	<u>0,46*</u> 0,40*
W			<u>1,00</u> 1,00	<u>0,05</u> 0,09	<u>0,02</u> 0,03	<u>0,01</u> -0,05	<u>0,15</u> 0,15	<u>-0,00</u> 0,02	<u>0,29*</u> 0,25*	<u>-0,20*</u> -0,18*	<u>0,31*</u> 0,29*	<u>0,32*</u> 0,32*	<u>0,14</u> 0,23*	<u>0,20*</u> 0,05	<u>0,06</u> 0,04
$K_{пор}$				<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,13</u> 0,13	<u>0,04</u> -0,09	<u>-0,14</u> 0,05	<u>0,10</u> -0,02	<u>-0,13</u> -0,20*	<u>0,01</u> -0,12	<u>0,02</u> 0,05	<u>-0,05</u> 0,10	<u>0,08</u> 0,12	<u>0,11</u> 0,17	<u>0,08</u> 0,09
μ_H					<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,61*</u> -0,59*	<u>-0,08</u> -0,05	<u>-0,24*</u> -0,26*	<u>-0,03</u> 0,04	<u>-0,14</u> -0,09	<u>-0,22*</u> -0,21*	<u>-0,10</u> -0,07	<u>-0,09</u> -0,12	<u>0,11</u> -0,24*	<u>-0,10</u> -0,10
b						<u>1,00</u> 1,00	<u>0,55*</u> 0,49*	<u>0,38*</u> 0,40*	<u>0,10</u> 0,06	<u>-0,02</u> -0,01	<u>0,07</u> 0,04	<u>0,38*</u> 0,31*	<u>-0,07</u> -0,15	<u>0,09</u> 0,29*	<u>-0,09</u> -0,11
Γ_ϕ							<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,07</u> -0,06	<u>0,31*</u> 0,26*	<u>-0,01</u> -0,01	<u>0,18*</u> 0,08	<u>0,88*</u> 0,88*	<u>-0,02</u> -0,04	<u>0,07</u> 0,18*	<u>-0,04</u> -0,02
h								<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,20*</u> -0,17	<u>0,13</u> 0,13	<u>-0,05</u> 0,05	<u>-0,23*</u> -0,23*	<u>-0,09</u> -0,11	<u>0,10</u> 0,21*	<u>-0,10</u> -0,10
$P_{пл}$									<u>1,00</u> 1,00	<u>0,07</u> 0,11	<u>0,67*</u> 0,57*	<u>0,42*</u> 0,33*	<u>0,03</u> 0,04	<u>-0,02</u> 0,12	<u>0,03</u> 0,01
$P_{затр}$										<u>1,00</u> 1,00	<u>0,32*</u> 0,26*	<u>-0,07</u> -0,07	<u>-0,06</u> -0,05	<u>-0,15</u> 0,06	<u>-0,01</u> 0,02
$P_{заб}$											<u>1,00</u> 1,00	<u>0,29*</u> 0,15	<u>0,24*</u> 0,28*	<u>0,01</u> 0,09	<u>0,29*</u> 0,29*

Окончание таблицы 2.16

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
$P_{нас}$												$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,05}{0,11}$	$\frac{0,04}{0,18^*}$	$\frac{-0,01}{0,01}$
$k_{узп}$													$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,42^*}{0,09}$	$\frac{0,91^*}{0,82^*}$
S														$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,32^*}{0,02}$
α_Π															$\frac{1,00}{1,00}$

Рисунок 2.26 – Зависимость $P(Z)$ от Z

Многомерная статистическая модель дебита жидкости ($Q_{\text{Ж}}^{\text{М}}$) определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{МТ-ФМ}} = 0,77P_{\text{заб}} + 0,0003\alpha_{\text{п}} - 0,01T_{\text{в}} - 143,72b - 5,43\mu_{\text{н}} - 0,25\Gamma_{\text{ф}} - 6,93P_{\text{нас}} + 1,15P_{\text{пл}} + 10,01k_{\text{узп}} + 0,21h - 2,34P_{\text{затр}} + 262,36$$

при $R = 0,780$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 2,84 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,438; 0,543; 0,587; 0,644; 0,660; 0,681; 0,710; 0,730; 0,743; 0,756; 0,780.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{МТ-ФМ}}$, которые сопоставлены с $Q_{\text{Ж}}^{\text{Т-ФМ}}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.27).

Поля корреляции между $Q_{\text{Ж}}^{\text{МТ-ФМ}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{Т-ФМ}}$, построенные с учетом методов исследований, имеют несколько отличные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.17.

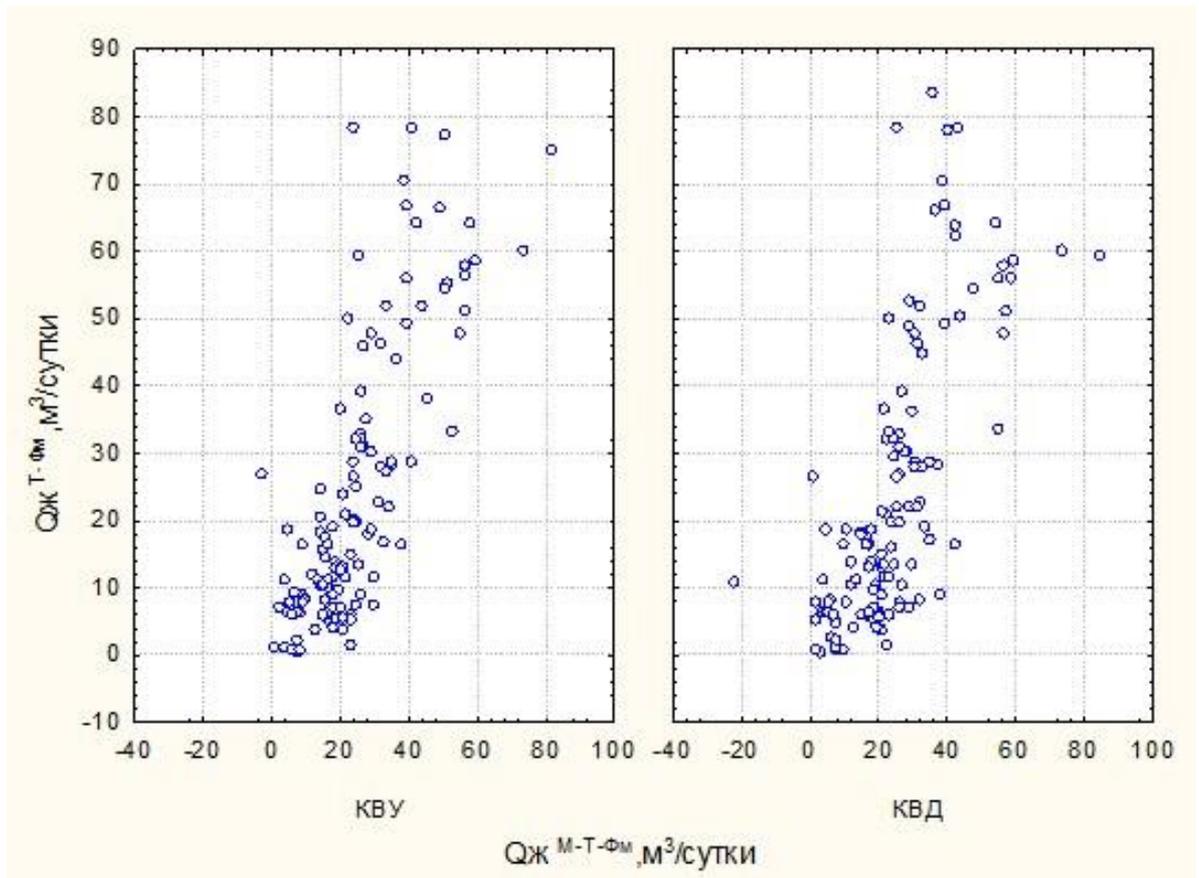


Рисунок 2.27 – Поля корреляции $Q_{Ж}^{MT-ФМ}$ и $Q_{Ж}^{T-ФМ}$ с учетом технологий исследования

Таблица 2.17 – Уравнения регрессии по технологиям исследования

Технология исследования	r	Уравнение регрессии
КВУ	0,771	$Q_{Ж}^{T-ФМ} = -1,339 + 1,0487Q_{Ж}^{MT-ФМ}$
КВД	0,770	$Q_{Ж}^{T-ФМ} = 1,249 + 0,9548Q_{Ж}^{MT-ФМ}$
КВУ	0,816	$P_{пл}^{T-ФМ} = -0,346 + 1,0232P_{пл}^{MT-ФМ}$
КВД	0,782	$P_{пл}^{T-ФМ} = 0,381 + 0,9743P_{пл}^{MT-ФМ}$
КВУ	0,827	$P_{заб}^{T-ФМ} = -0,224 + 1,0268P_{заб}^{MT-ФМ}$
КВД	0,772	$P_{заб}^{T-ФМ} = 0,250 + 0,9705P_{заб}^{MT-ФМ}$
КВУ	0,931	$k_{узп}^{T-ФМ} = -0,022 + 1,0761k_{узп}^{MT-ФМ}$
КВД	0,895	$k_{узп}^{T-ФМ} = 0,021 + 0,8833k_{узп}^{MT-ФМ}$
КВУ	0,594	$S^{T-ФМ} = 1,732 + 1,2171S^{MT-ФМ}$
КВД	0,576	$S^{T-ФМ} = -2,536 + 0,5694S^{MT-ФМ}$

Многомерная статистическая модель пластового давления ($P_{пл}^M$)

определяется по следующей формуле:

$$P_{пл}^{MT-ФМ} = 0,9344P_{заб} + 1,1622P_{нас} + 0,0016T_v - 0,3135K_{пор} + 0,8564\mu_n - 0,0001\alpha_{п} + 0,0792S + 0,0393Q_{ж} + 16,6479b - 0,0293\Gamma_{ф} - 0,0475h - 27,7483$$

при $R = 0,779, p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 2,71 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,627; 0,673; 0,716; 0,730; 0,739; 0,747; 0,753; 0,757; 0,761; 0,775; 0,779.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{пл}^{MT-ФМ}$, которые сопоставлены с $P_{пл}^{T-ФМ}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.28).

Поля корреляции между $P_{пл}^{MT-ФМ}$ и $P_{пл}^{T-ФМ}$, построенные с учетом технологий исследования, характеризуются несколько отличными видами, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.17.

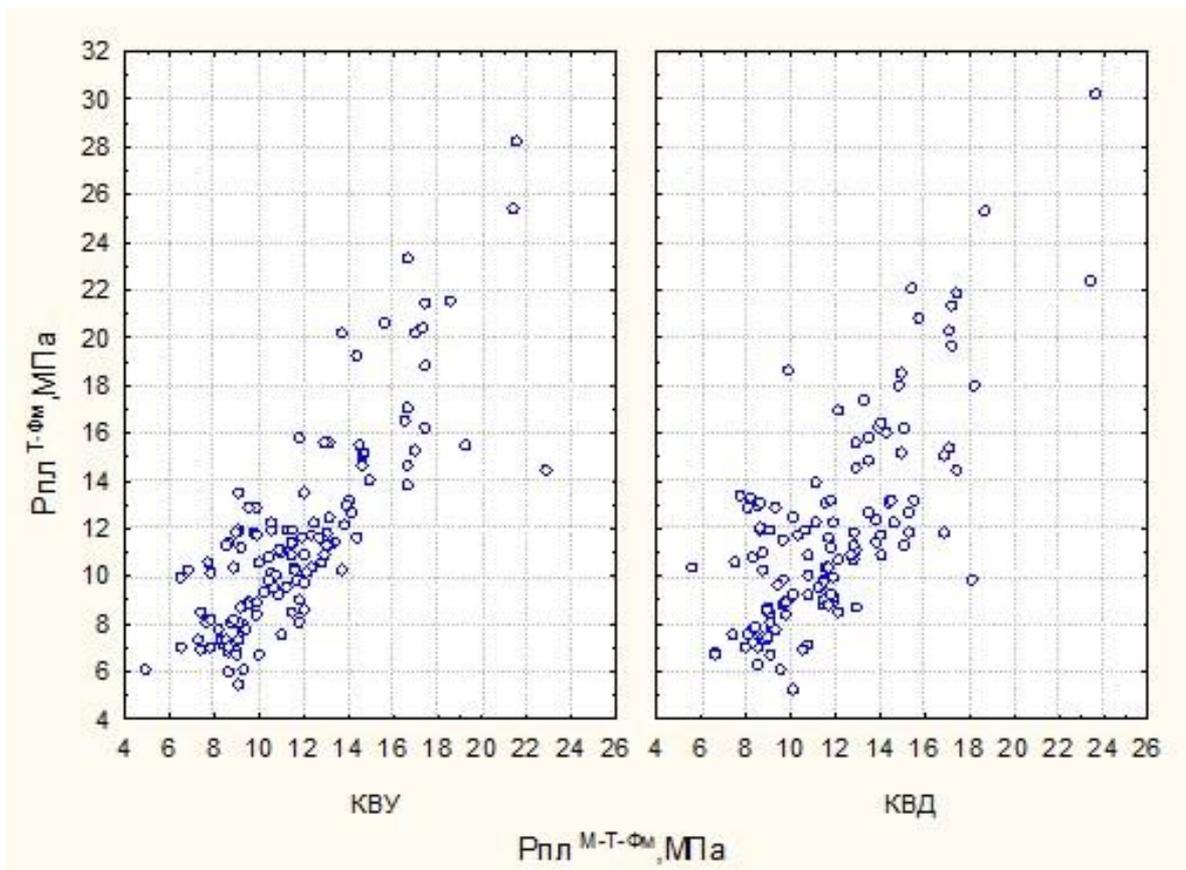


Рисунок 2.28 – Поля корреляции $P_{пл}^{MT-ФМ}$ и $P_{пл}^{T-ФМ}$ с учетом технологий исследования

Многомерная статистическая модель забойного давления ($P_{заб}^M$)

определяется по следующей формуле:

$$P_{заб}^{MT-\Phi M} = 0,41124P_{пл} + 0,01140Q_{ж} - 0,33751\mu_{н} + 0,00011\alpha_{п} + 0,69142P_{затр} + 0,01287W - 0,00058T_{в} - 0,07108S + 0,09773K_{пор} + 0,02886h - 2,90666b + 4,199$$

при $R = 0,790$, $p < 0,000001$, стандартная ошибка – 1,80 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,627; 0,695; 0,720; 0,736; 0,754; 0,772; 0,777; 0,782; 0,785; 0,788; 0,790.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{заб}^{MT-\Phi M}$, которые сопоставлены с $P_{заб}^{T-\Phi M}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.29).

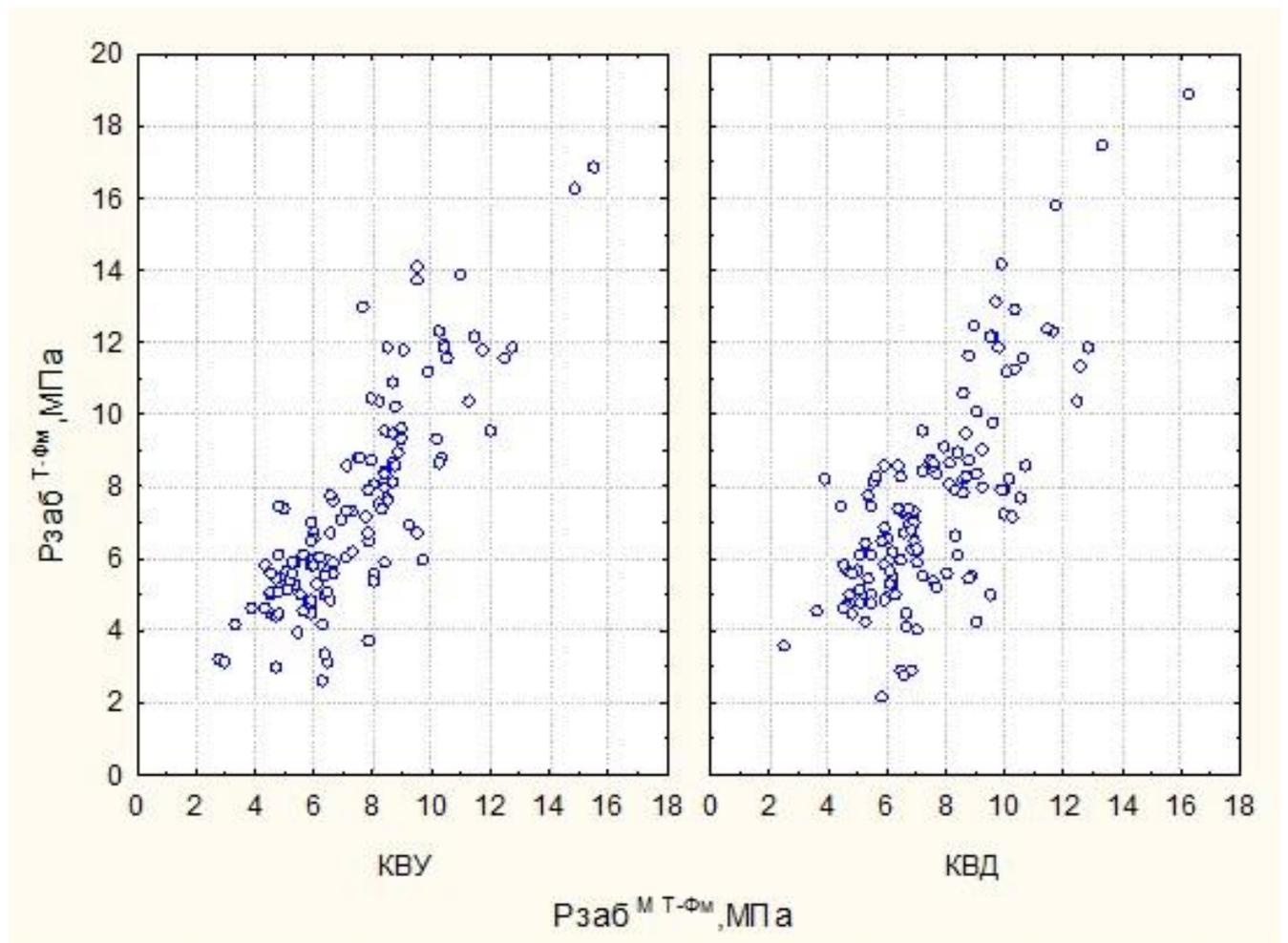


Рисунок 2.29 – Поля корреляции $P_{заб}^{MT-\Phi M}$ и $P_{заб}^{T-\Phi M}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции между $P_{заб}^{MT-\Phi M}$ и $P_{заб}^{T-\Phi M}$, построенные с учетом технологий исследования, несколько отличаются, что видно из уравнений регрессии, приведенных в таблице 2.17.

Многомерная статистическая модель проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}^M$) определяется по следующей формуле:

$$k_{узп}^{MT-\Phi M} = 0,000055\alpha_{п} + 0,001450W + 0,012548S + 0,000034T_{в} + 0,001210Q_{ж} - 0,004219P_{заб} + 0,0279091P_{нас} - 0,000564\Gamma_{\phi} - 0,003510P_{пл} - 0,253$$

при $R = 0,909$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – $0,155 \text{ мкм}^2$. Значения коэффициентов R изменяются: $0,888$; $0,898$; $0,903$; $0,904$; $0,905$; $0,906$; $0,907$; $0,908$; $0,909$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $k_{узп}^{MT-\Phi M}$, которые сопоставлены с $k_{узп}^{T-\Phi M}$ путем построения полей корреляции (рисунок 2.30).

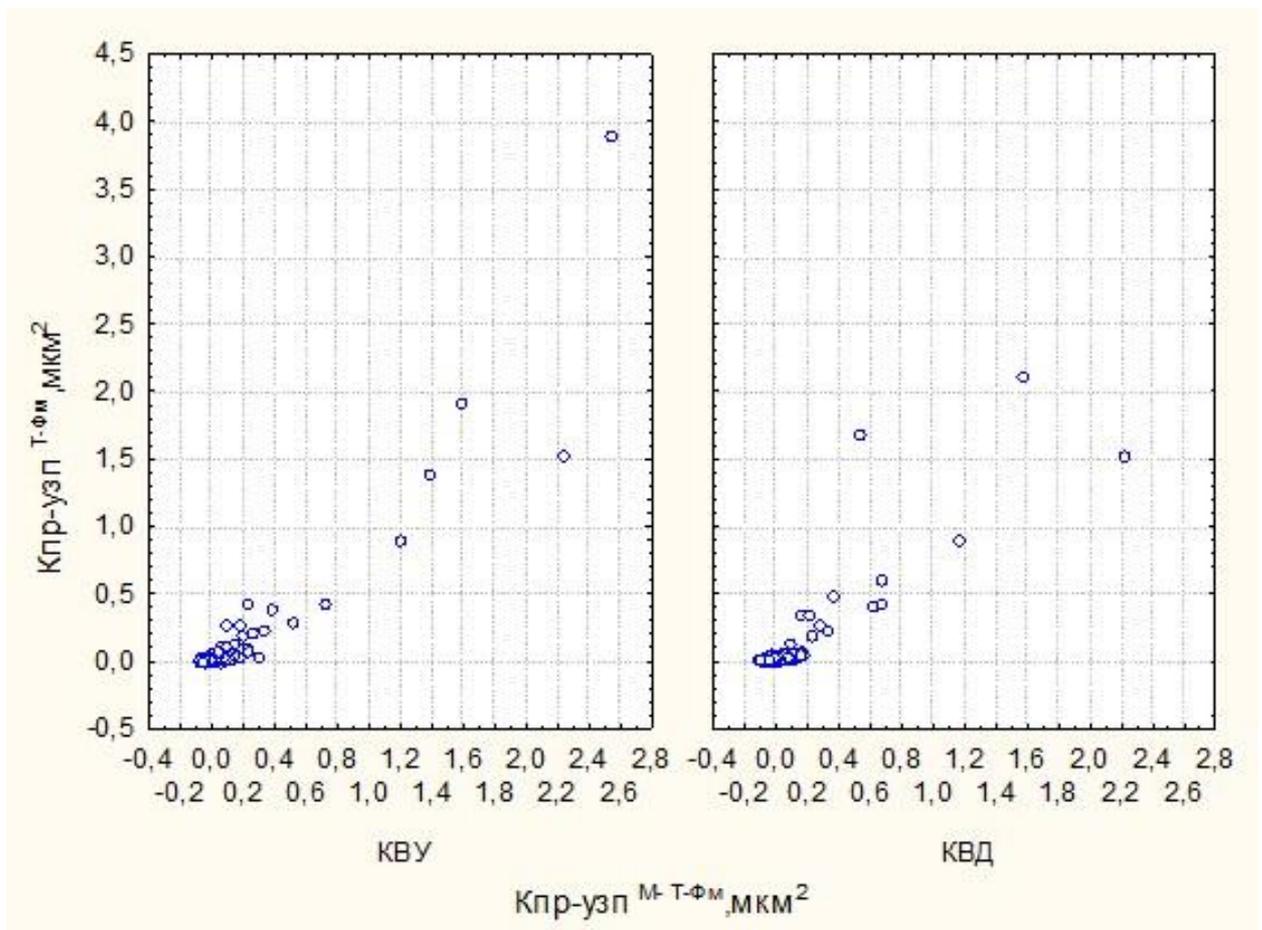


Рисунок 2.30 – Поля корреляции $k_{узп}^{MT-\Phi M}$ и $k_{узп}^{T-\Phi M}$ с учетом технологий исследования

Анализ полей корреляции между $k_{узп}^{MT-ФМ}$ и $k_{узп}^{T-ФМ}$ показывает, что они имеют различные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.17.

Многомерная статистическая модель состояния ПЗП (скин-фактор) (S^M) определяется по следующей формуле:

$$S^{MT-ФМ} = 6,1606k_{узп} - 0,0014T_B + 15,2403b + 0,6851\mu_n - 0,0002\alpha_n - 0,0067\Gamma_\phi + 0,1238K_{пор} - 23,538$$

при $R = 0,498, p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 3,29 отн. ед. Значения коэффициентов R изменяются: 0,319; 0,391; 0,424; 0,465; 0,484; 0,493; 0,498.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $S^{MT-ФМ}$, которые сопоставлены с S путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.31).

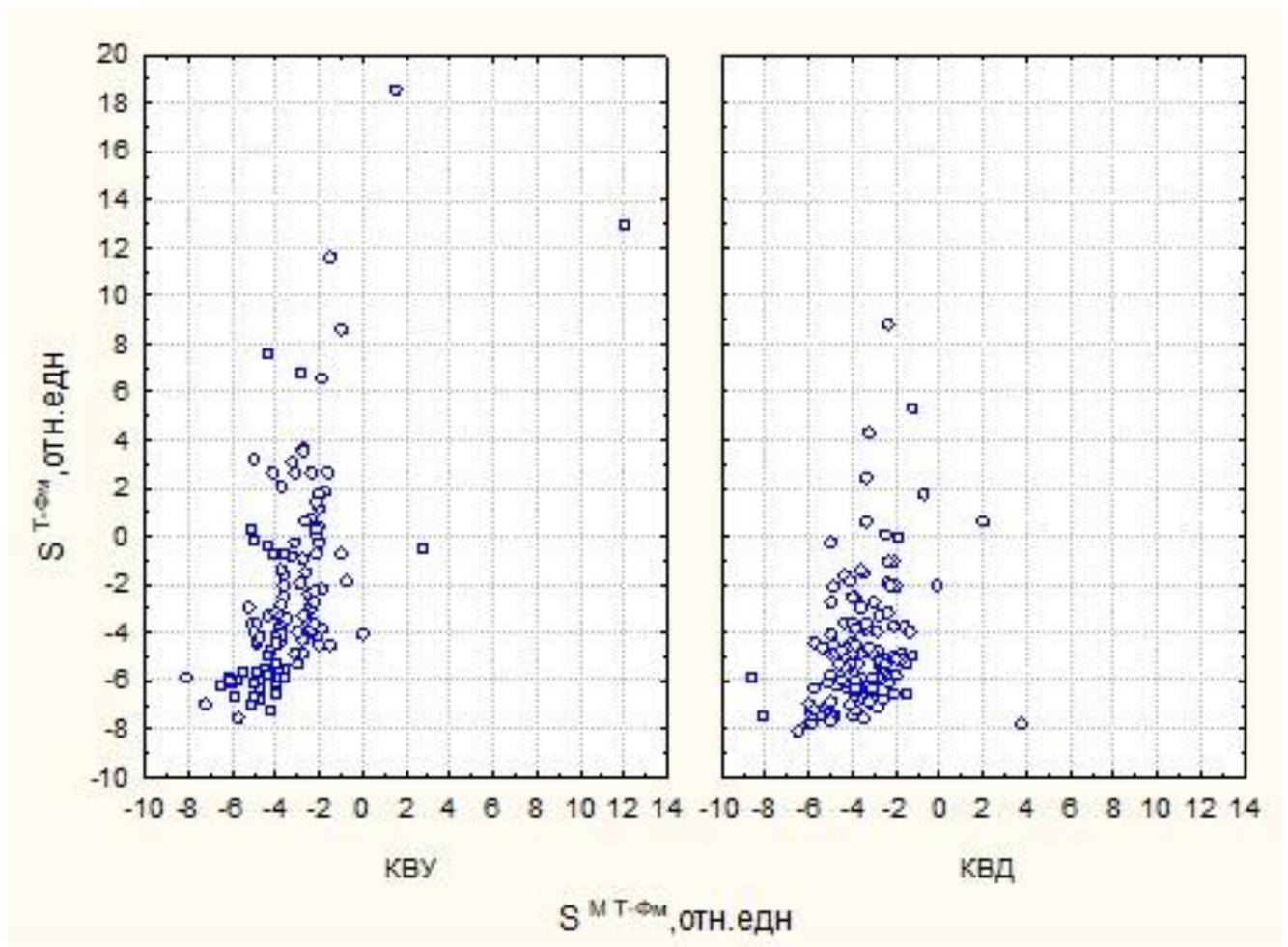


Рисунок 2.31 – Поля корреляции $S^{MT-ФМ}$ и $S^{T-ФМ}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции между $S^{MT-\Phi_M}$ и $S^{T-\Phi_M}$, построенные с учетом технологий исследования, характеризуются значительными отличиями, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.17.

2.2.2.1. Построение многомерных статистических моделей с учетом методов интерпретации данных исследований

Для более детального сравнения данных, полученных по технологиям КВУ и КВД, учтены и методы интерпретации данных. Для этого выполнено сравнение средних значений с помощью критерию t по методам интерпретации. Результаты расчетов по технологии КВУ приведены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Сравнение средних значений показателей по методам интерпретации (исследования методом КВУ)

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 38$	Saphir, $n_2 = 87$	
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	$11,21 \pm 3,95$	$11,38 \pm 4,30$	$\frac{-0,57086}{0,569135}$
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	$1,32 \pm 0,70$	$1,39 \pm 0,76$	$\frac{-0,50767}{0,612591}$
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$7,26 \pm 2,88$	$7,34 \pm 2,87$	$\frac{-0,13282}{0,894552}$
Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	$12,62 \pm 2,20$	$12,90 \pm 1,61$	$\frac{0,77176}{0,441739}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	$0,037 \pm 0,062$	$0,163 \pm 0,510$	$\frac{-1,51433}{0,132507}$

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 38$	Saphir, $n_2 = 87$	
Скин-фактор (S)	$-0,86 \pm 3,99$	$-3,01 \pm 4,22$	$\frac{2,65695}{0,008934}$
Время восстановления КВУ, КВД (T_B), ч	$397,78 \pm 197,34$	$720,68 \pm 678,60$	$\frac{-2,87473}{0,004766}$
Дебит жидкости ($Q_{ж}$), м ³ /сут	$19,06 \pm 15,31$	$27,35 \pm 22,13$	$\frac{-2,09761}{0,037987}$
Обводненность (W), %	$22,82 \pm 28,44$	$22,77 \pm 30,67$	$\frac{0,00997}{0,992061}$
Коэффициент пористости ($K_{пор}$), %	$10,06 \pm 1,96$	$9,04 \pm 2,05$	$\frac{2,67493}{0,008491}$
Толщина пласта (h), м	$13,81 \pm 5,47$	$9,26 \pm 5,11$	$\frac{2,49290}{0,014000}$
Вязкость нефти (μ_H), мПа · с	$2,55 \pm 1,96$	$2,44 \pm 1,29$	$\frac{0,40275}{0,687831}$
Объемный коэффициент (b)	$1,26 \pm 0,09$	$1,18 \pm 0,08$	$\frac{4,84831}{0,000004}$
Коэффициент пъезопроводности (α_p), см ² /с	$541,57 \pm 770,69$	$2710,22 \pm 7293,44$	$\frac{-1,82499}{0,070429}$
Газовый фактор (Γ_ϕ), м ³ /м ³	$104,05 \pm 82,45$	$89,75 \pm 48,95$	$\frac{1,20558}{0,230295}$

Из данных представленной таблицы установлено, что из 15 исследуемых показателей у трех наблюдаются статистические различия в средних значениях: $P_{пл}$, $P_{заб}$ и S . Для более полного статистического анализа вычислены значения коэффициентов корреляции r между показателями в пределах выделенных групп (таблица 2.19).

Таблица 2.19 – Корреляционная матрица (верхняя строка – данные ИРИС, $n_1 = 38$; нижняя – данные Saphir, $n_1 = 87$)

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
T_B	<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,14</u> -0,48*	<u>-0,32*</u> -0,19	<u>0,24</u> -0,04	<u>-0,31</u> 0,49*	<u>0,26</u> -0,25*	<u>0,12</u> -0,17	<u>-0,18</u> -0,25*	<u>0,37*</u> 0,08	<u>0,17</u> -0,24*	<u>0,09</u> -0,35*	<u>0,18</u> -0,16	<u>-0,19</u> -0,24*	<u>-0,32*</u> -0,30*	<u>-0,18</u> -0,27*
$Q_{ж}$		<u>1,00</u> 1,00	<u>0,40*</u> 0,06	<u>-0,30</u> -0,01	<u>0,37*</u> -0,27*	<u>-0,18</u> -0,18	<u>0,46*</u> -0,18	<u>-0,22</u> -0,09	<u>0,40*</u> 0,21*	<u>0,04</u> 0,31*	<u>0,38*</u> 0,47*	<u>0,43*</u> -0,15	<u>0,63*</u> 0,43*	<u>-0,01</u> 0,24*	<u>0,47*</u> 0,48*
W			<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,23</u> 0,17	<u>0,62*</u> -0,35*	<u>-0,53*</u> 0,27*	<u>0,15</u> 0,15	<u>-0,21</u> 0,07	<u>0,22</u> 0,32*	<u>-0,07</u> -0,25*	<u>0,24</u> 0,33*	<u>0,28</u> 0,35*	<u>0,35*</u> 0,15	<u>0,23</u> 0,20	<u>0,15</u> 0,06
$K_{пор}$				<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,26</u> -0,07	<u>-0,19</u> 0,01	<u>-0,49*</u> 0,04	<u>0,20</u> -0,01	<u>-0,12</u> -0,12	<u>0,29</u> -0,08	<u>-0,11</u> 0,08	<u>-0,41*</u> 0,17	<u>-0,24</u> 0,15	<u>-0,31</u> 0,21*	<u>-0,32*</u> 0,16
μ_H					<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,72*</u> -0,65*	<u>0,31</u> -0,52*	<u>0,30</u> -0,24*	<u>0,26</u> -0,21*	<u>-0,01</u> -0,23*	<u>0,16</u> -0,48*	<u>0,41*</u> -0,55*	<u>0,32*</u> -0,14	<u>0,39*</u> -0,07	<u>0,23</u> -0,16
b						<u>1,00</u> 1,00	<u>0,24</u> 0,84*	<u>0,34*</u> 0,33*	<u>-0,10</u> 0,25*	<u>-0,15</u> 0,06	<u>-0,14</u> 0,20	<u>0,03</u> 0,73*	<u>-0,25</u> -0,02	<u>-0,11</u> 0,06	<u>-0,10</u> -0,04
Γ_ϕ							<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,19</u> -0,04	<u>0,53*</u> 0,19	<u>-0,01</u> -0,01	<u>0,31</u> 0,11	<u>0,90*</u> 0,90*	<u>0,20</u> -0,02	<u>0,20</u> -0,06	<u>0,23</u> -0,05
h								<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,36*</u> -0,14*	<u>-0,11</u> 0,24*	<u>-0,21</u> 0,01	<u>-0,37*</u> -0,15	<u>-0,37*</u> -0,06	<u>-0,14</u> 0,12	<u>-0,30</u> -0,07
$P_{пл}$									<u>1,00</u> 1,00	<u>0,15</u> 0,05	<u>0,77*</u> 0,63*	<u>0,71*</u> 0,27*	<u>0,35*</u> 0,00	<u>0,11</u> -0,05	<u>0,28</u> 0,01
$P_{затр}$										<u>1,00</u> 1,00	<u>0,27</u> 0,33*	<u>0,03</u> -0,13	<u>0,06</u> -0,08	<u>-0,35*</u> -0,07	<u>0,07</u> -0,02
$P_{заб}$											<u>1,00</u> 1,00	<u>0,49</u> 0,17	<u>0,33*</u> 0,27*	<u>-0,12</u> 0,07	<u>0,21</u> 0,34*
$P_{нас}$												<u>1,00</u> 1,00	<u>0,26</u> 0,04	<u>0,21</u> -0,02	<u>0,18</u> -0,01

Окончание таблицы 2.19

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
$k_{узп}$													$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,22}{0,54^*}$	$\frac{0,89^*}{0,91^*}$
S														$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,30}{0,42^*}$
α_Π															$\frac{1,00}{1,00}$

Всего по исследуемым группам вычислено 105 коэффициентов r , при этом для данных по ИРИС количество статистически значимых r равно 21, для Saphir – 36. Здесь необходимо отметить, что в ряде случаев значения коэффициентов r по знаку совпадали, а в ряде случаев даже меняли знак на противоположный. Например, корреляция между $P_{\text{нас}}$ и $\mu_{\text{н}}$ по данным ИРИС прямая, для Saphir – обратная. Такие изменения наблюдаются и в других случаях. Для комплексной оценки различий построим ЛДФ, которая имеет следующий вид:

$$Z = 20,0933b - 0,8518\mu_{\text{н}} + 0,5117P_{\text{нас}} - 0,2507K_{\text{пор}} + 0,0009T_{\text{в}} + 0,0433h \\ - 0,1056P_{\text{заб}} + 0,000045\alpha_{\text{п}} + 21,9194$$

при $R = 0,734, \chi^2 = 92,426, p = 0,000000$.

По критерию χ^2 построенная ЛДФ является статистически значимой, по данной формуле выборка правильно делится на 87,20 %, для данных ИРИС – на 78,94 %, Saphir – 90,80 %. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рисунке 2.32.

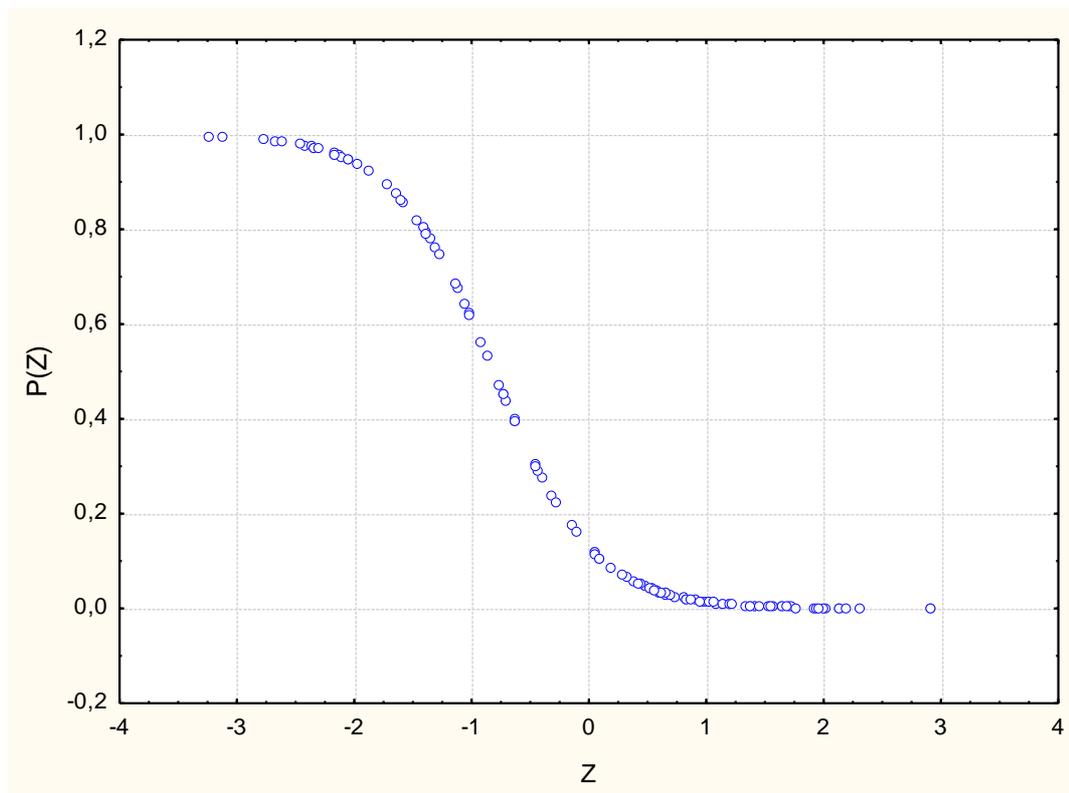


Рисунок 2.32 – Зависимость $P(Z)$ от Z

При изменении значений Z от отрицательных к положительным величина $P(Z)$ закономерно снижается. Среднее значение Z для метода обработки ИРИС составляет «-1,626», для Saphir – «+0,710».

Для количественного изучения данных, полученных по технологии КВУ, построены многомерные модели для прогноза следующих показателей: $Q_{\text{ж}}$, $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, $k_{\text{узп}}$ и S . Многомерные уравнения регрессии построены с помощью пошагового регрессионного анализа.

Величина $Q_{\text{ж}}^{\text{М}}$ определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{МТ-Фм}} = 0,00017k_{\text{узп}} - 0,194P_{\text{заб}} - 178,153b - 0,014T_{\text{в}} + 1,925P_{\text{пл}} + 1,874P_{\text{затр}} - 5,711\mu_{\text{н}} + 0,280\Gamma_{\text{ф}} - 7,248P_{\text{нас}} + 304,682$$

при $R = 0,779$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – $16,35 \text{ м}^3/\text{сут}$. Значения коэффициентов R изменяются: 0,468; 0,568; 0,610; 0,676; 0,698; 0,715; 0,726; 0,739; 0,772; 0,779.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{МТ-Фм}}$, которые сопоставлены с $Q_{\text{ж}}^{\text{Т-Фм}}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.33).

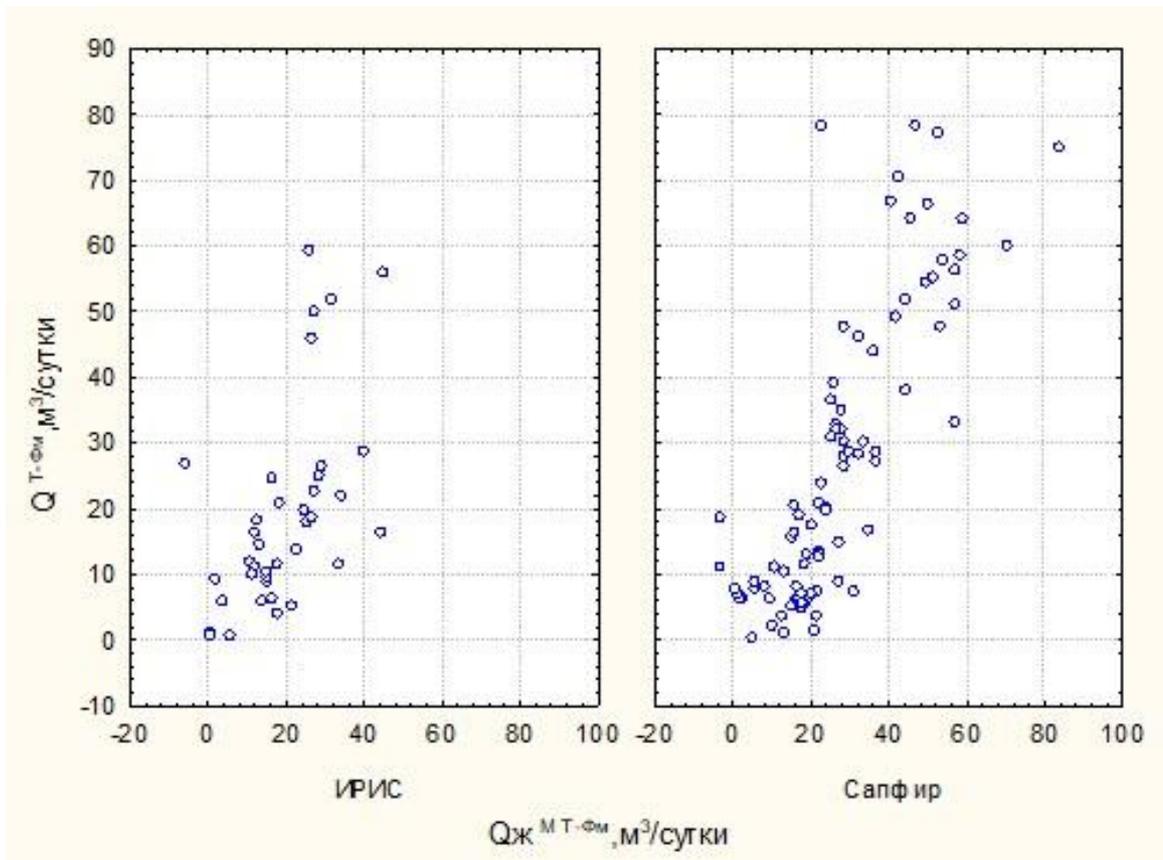


Рисунок 2.33 – Поля корреляции $Q_{\text{ж}}^{\text{Т-Фм}}$ и $Q_{\text{ж}}^{\text{МТ-Фм}}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $Q_{\text{Ж}}^{\text{T}-\Phi\text{М}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$ имеют несколько отличные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Уравнения регрессии по методам интерпретации данных

Метод интерпретации данных	r	Уравнения регрессии
ИРИС	0,561	$Q_{\text{Ж}}^{\text{T}-\Phi\text{М}} = 5,508 + 0,7128Q_{\text{Ж}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
Saphir	0,815	$Q_{\text{Ж}}^{\text{T}-\Phi\text{М}} = -1,203 + 1,0511Q_{\text{Ж}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
ИРИС	0,862	$P_{\text{пл}}^{\text{T}-\Phi\text{М}} = 1,675 + 0,8591P_{\text{пл}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
Saphir	0,784	$P_{\text{пл}}^{\text{T}-\Phi\text{М}} = -1,162 + 1,0954P_{\text{пл}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
ИРИС	0,814	$P_{\text{заб}}^{\text{T}-\Phi\text{М}} = -0,936 + 1,1515P_{\text{заб}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
Saphir	0,846	$P_{\text{заб}}^{\text{T}-\Phi\text{М}} = 0,256 + 0,9583P_{\text{заб}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
ИРИС	0,686	$k_{\text{узп}}^{\text{T}-\Phi\text{М}} = 0,016 + 0,4578k_{\text{узп}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
Saphir	0,932	$k_{\text{узп}}^{\text{T}-\Phi\text{М}} = 0,003 + 1,0069k_{\text{узп}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
ИРИС	0,578	$S^{\text{T}-\Phi\text{М}} = 0,758 + 1,4695S^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$
Saphir	0,618	$S^{\text{T}-\Phi\text{М}} = -0,365 + 0,9137S^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$

Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что результаты прогноза значений $Q_{\text{Ж}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$, полученные по методу интерпретации в Saphir, характеризуются значительно более тесной связью.

Величина $P_{\text{пл}}^{\text{M}}$ определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{пл}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}} = 1,130404P_{\text{заб}} + 0,002202T_{\text{в}} + 0,473204P_{\text{нас}} - 0,000109\alpha_{\text{п}} + 0,114686S - 0,233792K_{\text{пор}} - 0,470941P_{\text{затр}} - 0,852$$

при $R = 0,804$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 2,56 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,679; 0,740; 0,776; 0,784; 0,792; 0,803; 0,804.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{\text{пл}}^{\text{MT}-\Phi\text{М}}$, которые сопоставлены с $P_{\text{пл}}^{\text{T}-\Phi\text{М}}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.34).

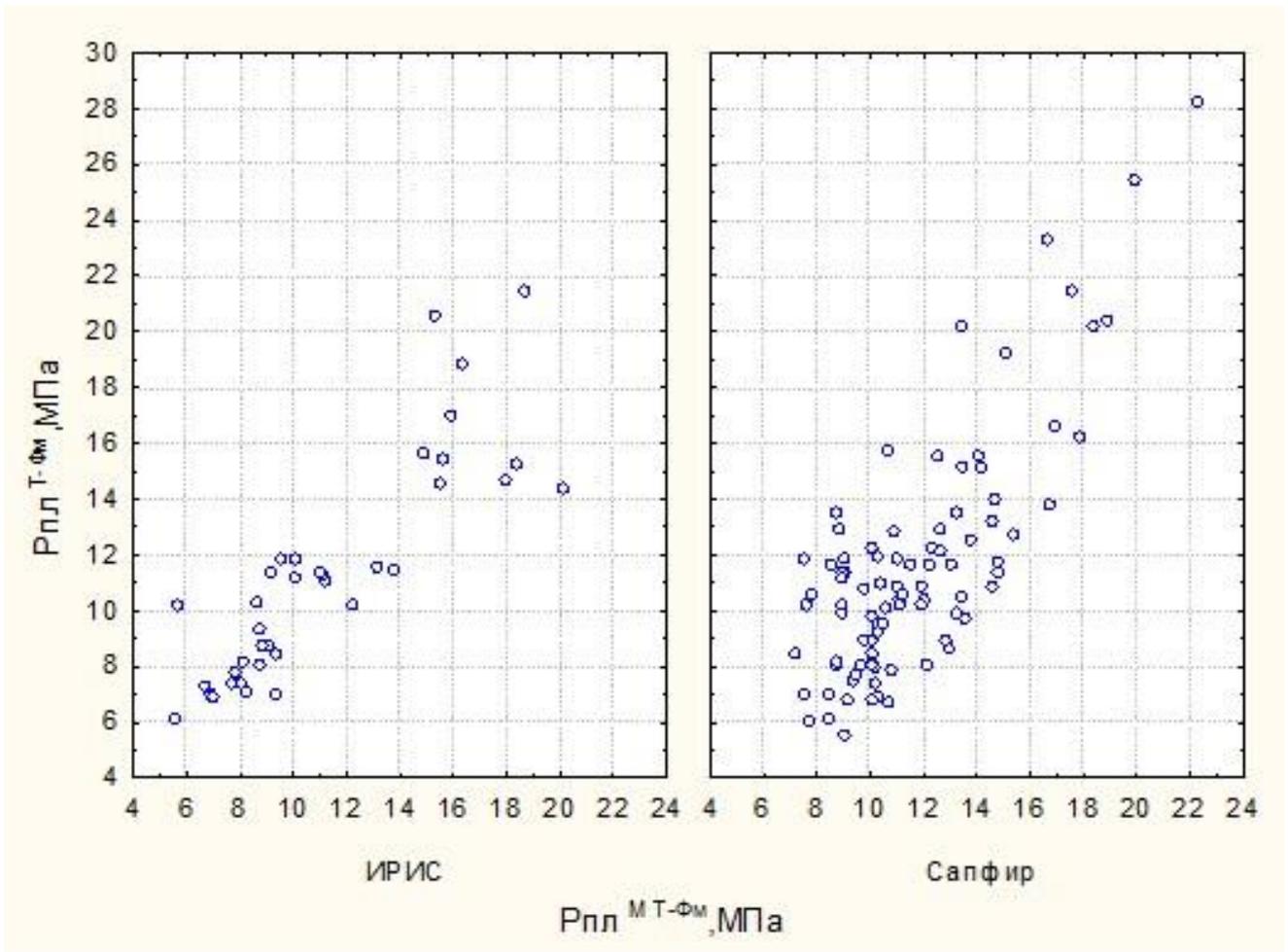


Рисунок 2.34 – Поля корреляции $P_{пл}^{MТ-Фм}$ и $P_{пл}^{T-Фм}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $P_{пл}^{MТ-Фм}$ и $P_{пл}^{T-Фм}$ имеют различные виды, особенно хорошо это прослеживается при $P_{пл} < 10$ МПа.

Анализ уравнений регрессии, приведенных в таблице 2.20, показывает, что результаты прогноза значений $P_{пл}^{T-Фм}$, полученные по методу интерпретации в ИРИС, характеризуются более тесной связью.

Величина $P_{заб}^M$ определяется по следующей формуле:

$$P_{заб}^{MТ-Фм} = 0,444929P_{пл} - 0,001242T_B + 0,884748P_{затр} + 0,000118\alpha_{п} + 0,012496W - 0,093821S + 0,106373K_{пор} + 0,005$$

при $R = 0,833$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 1,63 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,676; 0,756; 0,785; 0,814; 0,821; 0,829; 0,833.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{заб}^{MT-\Phi M}$, которые сопоставлены с $P_{заб}^{T-\Phi M}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.35).

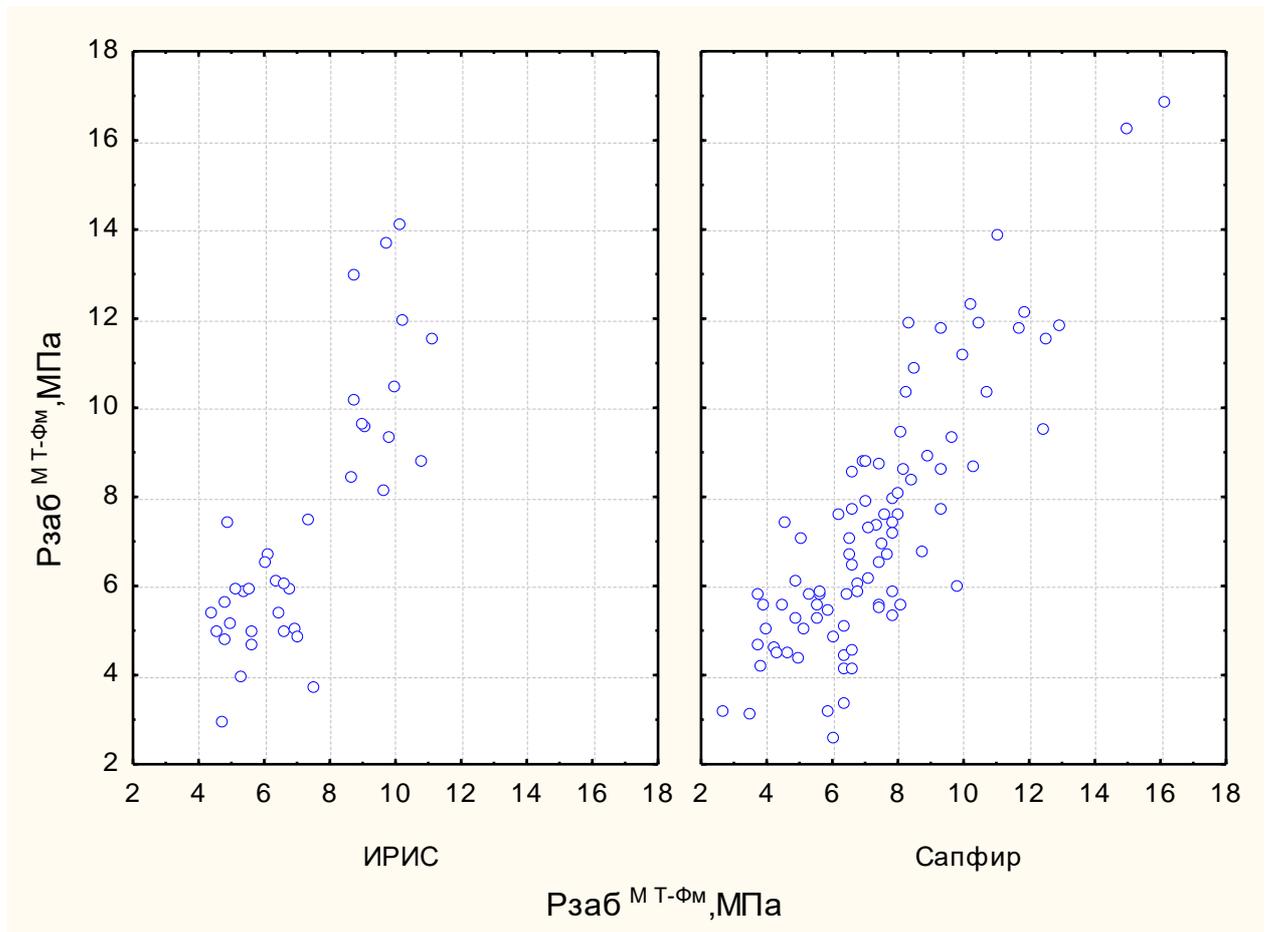


Рисунок 2.35 – Поля корреляции $P_{заб}^{MT-\Phi M}$ и $P_{заб}^{T-\Phi M}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $P_{заб}^{MT-\Phi M}$ и $P_{заб}^{T-\Phi M}$ имеют несколько отличные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.20.

Анализ построенных уравнений регрессии показывает, что результаты прогноза значений $P_{заб}^{T-\Phi M}$, полученные по методу интерпретации в Saphir, характеризуются более тесной связью.

Величина $k_{узп}^M$ определяется по следующей формуле:

$$k_{узп}^{MT-\Phi M} = 0,000061\alpha_{п} + 0,014175S + 0,001120W + 0,000041T_{в} - 0,019$$

при $R = 0,930$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – $0,16$ мкм². Значения коэффициентов R изменяются: $0,916$; $0,926$; $0,928$; $0,930$.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $k_{узп}^{MT-ФМ}$, которые сопоставлены с $k_{узп}^{T-ФМ}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.36).

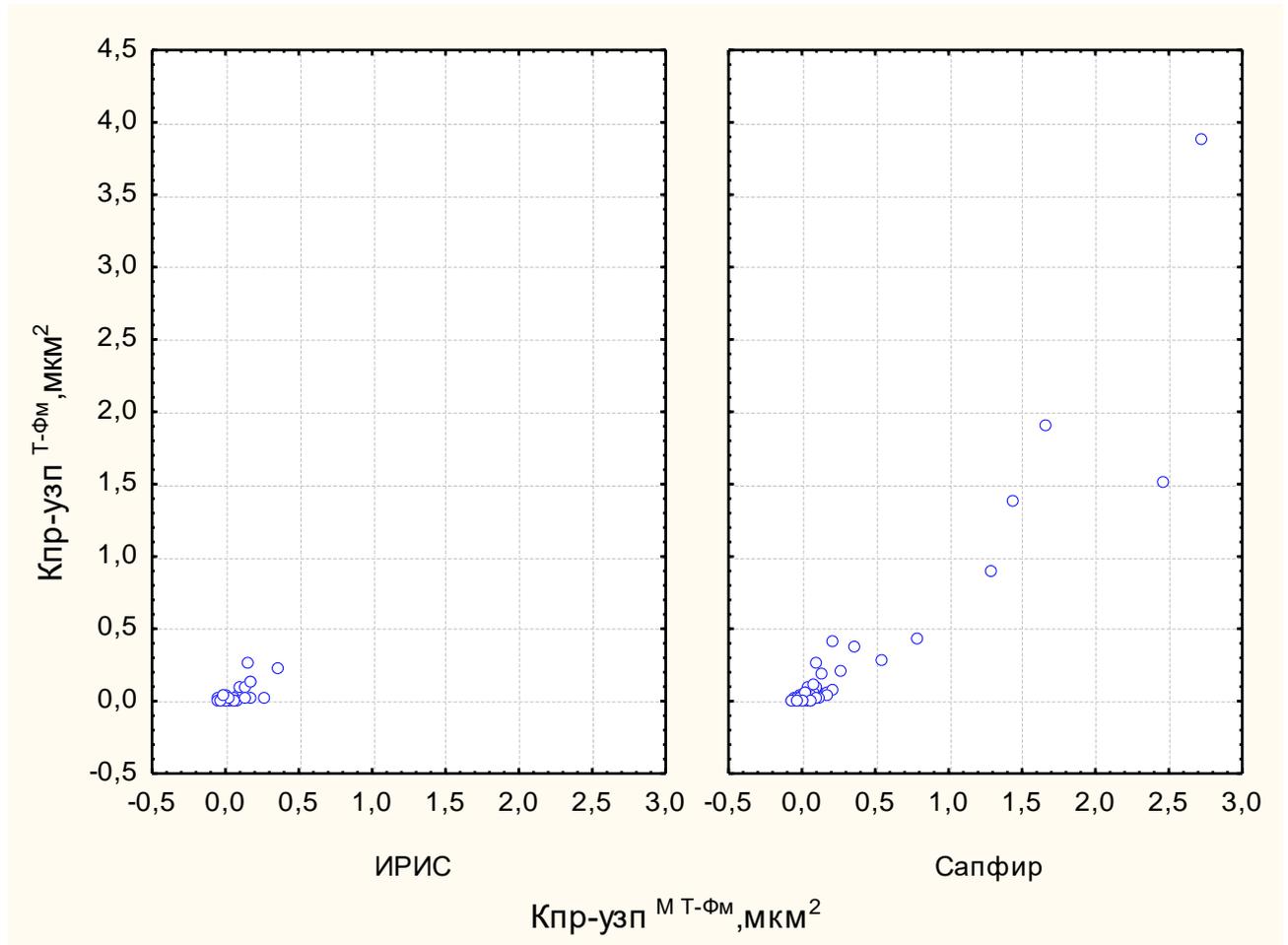


Рисунок 2.36 – Поля корреляции $k_{узп}^{MT-ФМ}$ и $k_{узп}^{T-ФМ}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $k_{узп}^{MT-ФМ}$ и $k_{узп}^{T-ФМ}$ характеризуются различными видами, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.20.

Анализ уравнений показывает, что результаты прогноза значений $k_{узп}^{MT-ФМ}$, полученные по методу интерпретации в Saphir, характеризуются значительно более тесной корреляционной связью.

Величина S^M определяется по следующей формуле:

$$S^{\text{MT}-\text{Фм}} = 6,9330k_{\text{узп}} - 0,0023T_{\text{в}} + 1,2180\mu_{\text{н}} + 16,0364b - 0,0002\alpha_{\text{п}} - 0,0083\Gamma_{\text{ф}} \\ - 0,5837P_{\text{затр}} + 0,1711K_{\text{пор}} - 23,817$$

при $R = 0,627$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 3,42 отн.ед. Значения коэффициентов R изменяются: 0,916; 0,926; 0,928; 0,930.

По данному уравнению вычислены модельные значения $S^{\text{MT}-\text{Фм}}$, которые сопоставлены с $S^{\text{T}-\text{Фм}}$ путем построения полей корреляции с учетом методов интерпретации данных (рисунок 2.37).

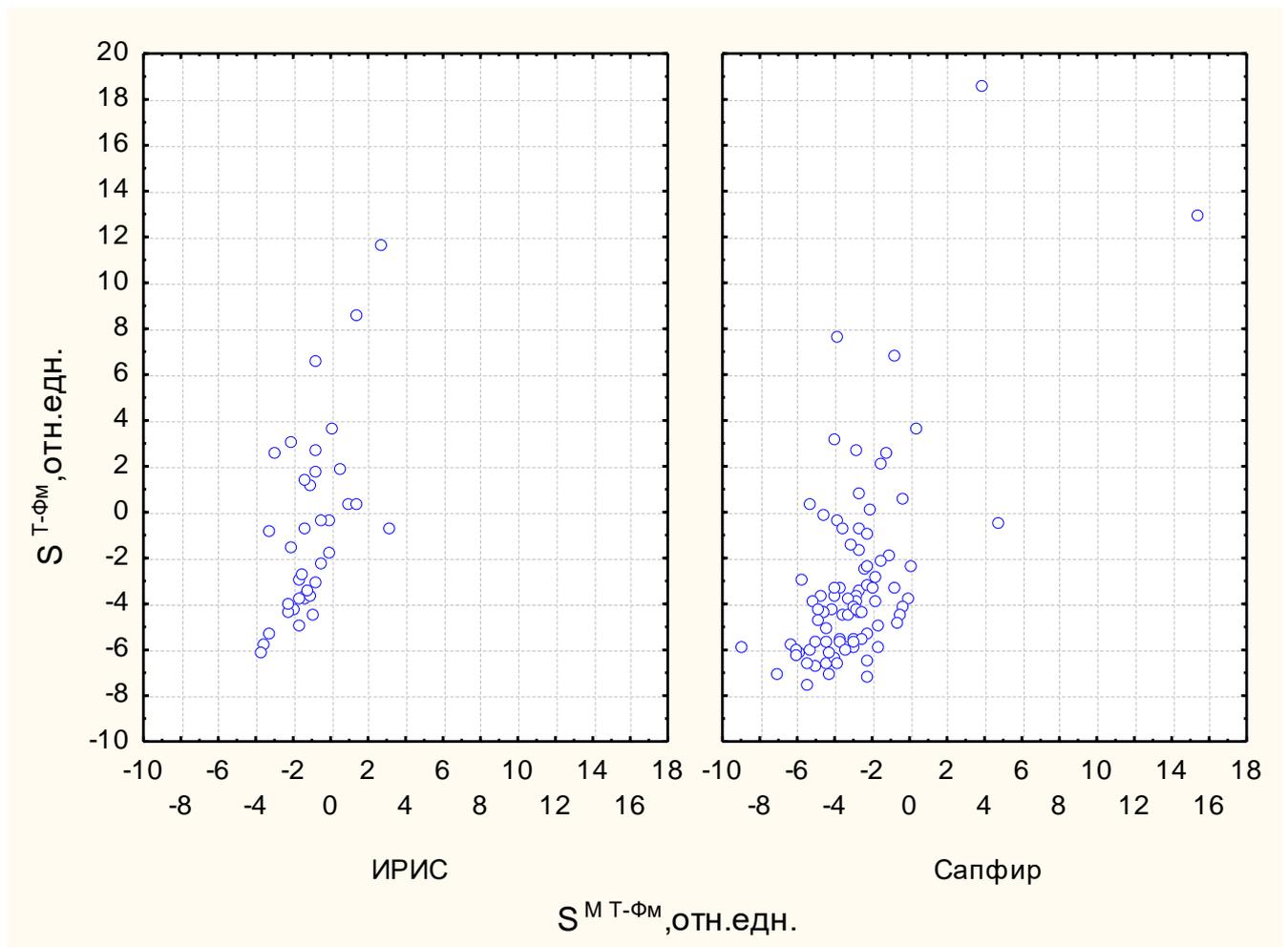


Рисунок 2.37 – Поля корреляции $S^{\text{MT}-\text{Фм}}$ и $S^{\text{T}-\text{Фм}}$ с учетом методов интерпретации

Поля корреляции между $S^{\text{MT}-\text{Фм}}$ и $S^{\text{T}-\text{Фм}}$, построенные с учетом методов интерпретации данных, имеют значительно отличные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.20.

Анализ уравнений показывает, что результаты прогноза значений $S^{MT-ФМ}$, полученные по методу интерпретации в Saphir, характеризуются более тесной корреляционной связью.

Таким образом, выполненный комплексный анализ по объекту Т-ФМ по исследованиям КВУ показывает, что более точные результаты значений $k_{узп}$ и S получены по методу интерпретации в Saphir.

Сравнение средних значений по технологии КВД с учетом результатов интерпретации в ИРИС и Saphir приведено в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Сравнение средних значений показателей по методам интерпретации (исследования методом КВД)

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 3$	Saphir, $n_2 = 149$	
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	$14,49 \pm 0,58$	$11,76 \pm 1,98$	$\frac{1,25859}{0,210431}$
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	$1,29 \pm 0,80$	$1,36 \pm 0,74$	$\frac{-0,17969}{0,857694}$
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$8,15 \pm 5,06$	$7,53 \pm 2,79$	$\frac{0,42444}{0,671986}$
Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	$13,57 \pm 2,18$	$12,79 \pm 1,804$	$\frac{0,84600}{0,399197}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	$0,008 \pm 0,003$	$0,095 \pm 0,297$	$\frac{-0,58151}{0,561960}$
Скин-фактор (S)	$-1,675 \pm 4,296$	$-4,621 \pm 2,690$	$\frac{2,11519}{0,036431}$

Показатель	Метод интерпретации		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$
	ИРИС, $n_1 = 3$	Saphir, $n_2 = 149$	
Время восстановления КВУ, КВД (T_B), ч	$512,80 \pm 206,03$	$676,63 \pm 676,03$	$\frac{-0,48223}{0,630508}$
Дебит жидкости ($Q_{ж}$), $m^3/сут$	$19,15 \pm 10,92$	$25,23 \pm 27,87$	$\frac{-0,56446}{0,877524}$
Обводненность (W), %	$33,34 \pm 32,34$	$19,17 \pm 30,20$	$\frac{0,802491}{0,423538}$
Коэффициент пористости ($K_{пор}$), %	$16,72 \pm 2,09$	$16,05 \pm 2,24$	$\frac{0,009929}{0,992091}$
Толщина пласта (h), м	$7,40 \pm 2,92$	$8,63 \pm 5,42$	$\frac{0,392138}{0,395513}$
Вязкость нефти (μ_n), мПа · с	$1,88 \pm 0,93$	$1,90 \pm 1,23$	$\frac{-0,032105}{0,974431}$
Объемный коэффициент (b)	$1,23 \pm 0,11$	$1,24 \pm 0,09$	$\frac{0,193387}{0,846916}$
Коэффициент пьезопроводности ($\alpha_{п}$), $см^2/с$	$2297,87 \pm 2159,87$	$3168,25 \pm 4457,43$	$\frac{0,309164}{0,757567}$
Газовый фактор ($\Gamma_{ф}$), m^3/m^3	$131,13 \pm 57,82$	$114,71 \pm 54,05$	$\frac{0,520244}{0,603660}$

Из данных представленной таблицы установлено, что из 15 исследуемых показателей статистическое различие в средних значениях наблюдается только по S . Распределения данного показателя приведены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Распределение значений S по технологии КВД

Метод интерпретации	Интервалы варьирования – S									
	-10-8	-8-6	-6-4	-4-2	-2-0	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10
ИРИС	–	–	0,50	–	0,25	–	–	0,25	–	–
Saphir	0,016	0,355	0,347	0,148	0,074	0,033	0,008	0,008	–	0,008

Распределения значений S по методам интерпретации значительно отличаются. Значение критерия $\chi^2 = 23,281$ при $p = 0,000009$. Это доказывает, что распределения значений S статистически различаются. Анализ других распределений показывает, что они различаются менее значительно. Значения r между показателями в пределах выделенных групп приведены в таблице 2.23. Всего для изучаемых вариантов скважин вычислено 105 коэффициентов r . Сравнения коэффициентов r производить некорректно, так как выборки значительно отличаются по своим объемам.

Комплексная оценка различий в значениях показателей, полученных по разному типу данных, выполнена, как и ранее, с помощью ПЛДА. В данном случае в качестве классификатора использован метод интерпретации данных. В результате реализации данного метода получена следующая ЛДФ:

$$Z = 0,18896S - 0,02135W + 0,14222P_{\text{пл}} + 0,27007K_{\text{пор}} - 2,87043$$

при $R = 0,301, \chi^2 = 11,376, p = 0,022639$.

По критерию χ^2 ЛДФ является статистически значимой.

Полученные данные показывают, что сочетание значений показателей, приведенных в вышеприведенной формуле, является статистически значимым. По данной формуле выборка правильно делится на 96,00 %, для данным ИРИС – на 25,00 %, Saphir – 98,34 %. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рисунке 2.38.

Таблица 2.23 – Корреляционная матрица (верхняя строка – данные ИРИС, $n_1 = 3$; нижняя – данные Saphir, $n_1 = 121$)

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
T_B	<u>1,00</u> 1,00	<u>0,89</u> -0,35*	<u>0,86</u> -0,20*	<u>0,99</u> -0,13	<u>0,91</u> 0,19*	<u>-0,76</u> -0,08	<u>-0,70</u> -0,10	<u>-0,53</u> -0,21*	<u>-0,33</u> 0,05	<u>-0,53</u> -0,13	<u>-0,39</u> -0,23*	<u>-0,69</u> -0,10	<u>0,47</u> -0,21*	<u>-0,17</u> -0,25*	<u>-0,86</u> -0,20*
$Q_{ж}$		<u>1,00</u> 1,00	<u>0,99*</u> 0,11	<u>0,82</u> -0,00	<u>0,64</u> -0,14	<u>0,39</u> -0,24*	<u>-0,31</u> -0,01	<u>-0,10</u> -0,14	<u>0,12</u> 0,21*	<u>-0,10</u> 0,25*	<u>0,06</u> 0,45*	<u>-0,30</u> 0,01	<u>0,04</u> 0,42*	<u>-0,59</u> 0,02	<u>-0,55</u> 0,40*
W			<u>1,00</u> 1,00	<u>0,78</u> 0,10	<u>0,59</u> 0,04	<u>-0,33</u> -0,05	<u>-0,25</u> 0,16	<u>-0,04</u> 0,02	<u>0,18</u> 0,26*	<u>0,04</u> -0,19*	<u>0,12</u> 0,30*	<u>-0,24</u> 0,32*	<u>-0,02</u> 0,23*	<u>-0,64</u> 0,05	<u>-0,50</u> 0,03
$K_{пор}$				<u>1,00</u> 1,00	<u>0,96</u> 0,12	<u>-0,84</u> -0,08	<u>-0,79</u> 0,01	<u>-0,64</u> 0,03	<u>-0,45</u> -0,21*	<u>-0,64</u> -0,11	<u>-0,51</u> 0,05	<u>-0,78</u> 0,10	<u>0,59</u> 0,13	<u>-0,04</u> 0,16	<u>-0,93</u> 0,10
μ_H					<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,95</u> -0,57*	<u>-0,92</u> -0,04	<u>-0,82</u> -0,25*	<u>-0,68</u> 0,05	<u>-0,82</u> -0,07	<u>-0,72</u> -0,21*	<u>-0,92</u> -0,06	<u>0,78</u> -0,12	<u>0,22</u> -0,24*	<u>-0,99</u> -0,03
b						<u>1,00</u> 1,00	<u>0,99</u> 0,48*	<u>0,95</u> 0,38*	<u>0,86</u> 0,04	<u>0,95</u> -0,05	<u>0,89</u> 0,01	<u>0,99</u> 0,29*	<u>-0,93</u> -0,15	<u>-0,50</u> 0,32*	<u>0,98</u> -0,11
Γ_ϕ							<u>1,00</u> 1,00	<u>0,78</u> -0,09	<u>0,90</u> 0,29*	<u>0,97</u> -0,04	<u>0,93</u> 0,04	<u>0,99*</u> 0,88*	<u>-0,97</u> 0,04	<u>-0,57</u> 0,20*	<u>0,96</u> -0,02
h								<u>1,00</u> 1,00	<u>0,97</u> -0,18*	<u>0,99*</u> 0,10	<u>0,98</u> 0,02	<u>0,97</u> -0,24*	<u>-0,99*</u> -0,11	<u>-0,73</u> 0,22*	<u>0,88</u> -0,10
$P_{пл}$									<u>1,00</u> 1,00	<u>0,97</u> 0,09	<u>0,99*</u> 0,57*	<u>0,91</u> 0,32*	<u>-0,98</u> 0,04	<u>-0,86</u> 0,13	<u>0,75</u> -0,01
$P_{затр}$										<u>1,00</u> 1,00	<u>0,98</u> 0,21*	<u>0,98</u> -0,09	<u>-0,99*</u> -0,05	<u>-0,73</u> 0,08	<u>0,88</u> 0,01
$P_{заб}$											<u>1,00</u> 1,00	<u>0,93</u> 0,12	<u>-0,99</u> 0,38*	<u>-0,83</u> 0,12	<u>0,79</u> 0,30*
$P_{нас}$												<u>1,00</u> 1,00	<u>-0,96</u> 0,11	<u>-0,58</u> 0,19*	<u>0,96</u> 0,01

Окончание таблицы 2.23

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
$k_{узп}$													$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,78}{0,10}$	$\frac{-0,85}{0,84^*}$
S														$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,33}{0,03}$
α_Π															$\frac{1,00}{1,00}$

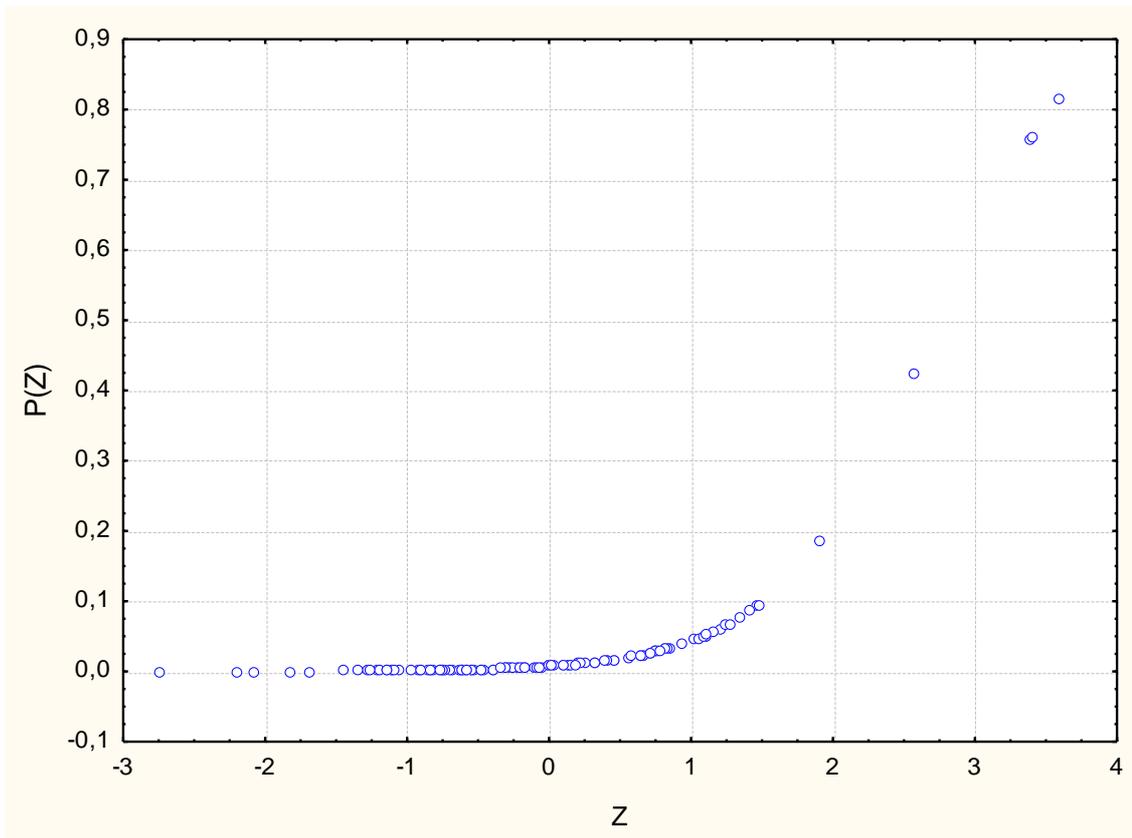


Рисунок 2.38 – Зависимость $P(Z)$ от Z

При изменении значений Z от отрицательных к положительным величина $P(Z)$ повышается. Среднее значение Z для метода обработки ИРИС равно «+1,713», для Saphir – «-0,057».

Дальнейшее сравнение значений показателей по технологии КВД по объекту разработки Т-Фм с учетом методов интерпретации данных не позволило выполнить корректный регрессионный анализ для прогноза ряда показателей из-за минимального количества данных, полученных по методу обработки ИРИС.

2.2.3. Построение многомерных статистических моделей (объект Бш-Срп)

Как и ранее на первом этапе исследований, выполнено сравнение средних значений и распределений показателей по технологиям КВУ и КВД с помощью статистик t и χ^2 , которые приведены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Сравнение средних значений показателей

Показатель	Технология		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$	Критерий Пирсона $\frac{\chi^2}{p}$
	КВУ, $n_1 = 270$	КВД, $n_2 = 270$		
Время восстановления КВУ, КВД (T_B), ч	605,35 ± 433,48	630,06 ± 485,08	$\frac{-0,62410}{0,532829}$	$\frac{0,393296}{0,821480}$
Дебит жидкости ($Q_{ж}$), м ³ /сут	22,54 ± 17,40	22,48 ± 17,58	$\frac{-0,042248}{0,966131}$	$\frac{0,094192}{0,992525}$
Обводненность (W), %	32,77 ± 28,27	33,51 ± 29,16	$\frac{-0,30076}{0,763117}$	$\frac{0,091795}{0,955140}$
Коэффициент пористости ($K_{пор}$), %	12,06 ± 1,71	12,15 ± 1,47	$\frac{-0,64734}{0,517691}$	$\frac{0,446732}{0,799822}$
Вязкость нефти (μ_n), мПа · с	3,90 ± 4,94	3,95 ± 4,93	$\frac{-0,12467}{0,900830}$	$\frac{0,125446}{0,988620}$
Объемный коэффициент (b)	1,20 ± 0,07	1,19 ± 0,08	$\frac{0,34220}{0,732333}$	$\frac{0,250257}{0,882383}$
Газовый фактор (Γ_f), м ³ /м ³	95,38 ± 45,01	95,51 ± 44,82	$\frac{-0,03353}{0,973263}$	$\frac{0,094842}{0,992449}$
Толщина пласта (h), м	11,01 ± 7,25	10,83 ± 7,02	$\frac{0,27576}{0,782835}$	$\frac{0,078264}{0,961624}$
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	12,33 ± 3,52	12,75 ± 3,70	$\frac{-1,30033}{0,194044}$	$\frac{1,709117}{0,425471}$
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	1,51 ± 1,08	1,51 ± 1,09	$\frac{-0,02288}{0,981752}$	$\frac{0,406912}{0,815906}$

Показатель	Технология		Критерий Стьюдента $\frac{t}{p}$	Критерий Пирсона $\frac{\chi^2}{p}$
	КВУ, $n_1 = 270$	КВД, $n_2 = 270$		
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	$5,71 \pm 2,55$	$5,84 \pm 2,57$	$\frac{-0,61946}{0,535875}$	$\frac{2,488711}{0,475040}$
Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	$14,83 \pm 1,31$	$14,8, \pm 1,31$	$\frac{0,000000}{1,000000}$	$\frac{0,000215}{0,996831}$
Коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}$), мкм ²	$0,069 \pm 0,250$	$0,052 \pm 0,180$	$\frac{0,95354}{0,340745}$	$\frac{1,000130}{0,606491}$
Скин-фактор (S)	$-2,03 \pm 5,09$	$-3,80 \pm 2,94$	$\frac{4,94850}{0,000001}$	$\frac{24,02586}{0,000006}$
Коэффициент пьезопроводности (α_p), см ² /с	$469,29 \pm 1127,51$	$342,58 \pm 821,84$	$\frac{1,49230}{0,136207}$	$\frac{2,250517}{0,324569}$

Анализ данных показывает, что статистические различия в средних значениях наблюдаются только по одному из изучаемых показателей – S . Распределения данного показателя приведены в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Распределение значений по технологиям исследования

Технология	Интервалы варьирования – S						
	–10–0	0–10	10–20	20–30	30–40	40–50	50–60
КВУ	0,833	0,148	0,012				0,007
КВД	0,918	0,074	0,008				

Распределения значений S по технологиям КВУ и КВД значительно отличаются. Значение критерия $\chi^2 = 24,025$ при $p = 0,000006$. Это доказывает, что распределения значений S статистически различаются. Анализ значений χ^2 , приведенных в таблице 2.24, показывает, что распределения по всем остальным показателям статистически не различаются. Для более полного статистического анализа вычислены значения коэффициентов корреляции r между показателями отдельно по типам технологий исследования (таблица 2.26). Анализ значений коэффициентов r свидетельствует, что в большинстве случаев они совпадают как по тесноте связей, так и по знакам. Комплексная оценка различий в значениях показателей, полученных по данным КВУ и КВД, выполнена без учета того, по какому методу обрабатывались данные.

В данном случае в качестве классификатора использованы типы технологий. Построенная ЛДФ имеет следующий вид:

$$Z = 0,233670S - 0,102824P_{\text{пл}} - 0,20278K_{\text{пор}} + 3,427290$$

при $R = 0,227, \chi^2 = 28,601, p = 0,000003$.

Величина критерия χ^2 показывает, что построенная ЛДФ является статистически значимой. Правильность распознавания составляет 61,66 %. Зависимость $P(Z)$ от Z приведена на рисунке 2.39.

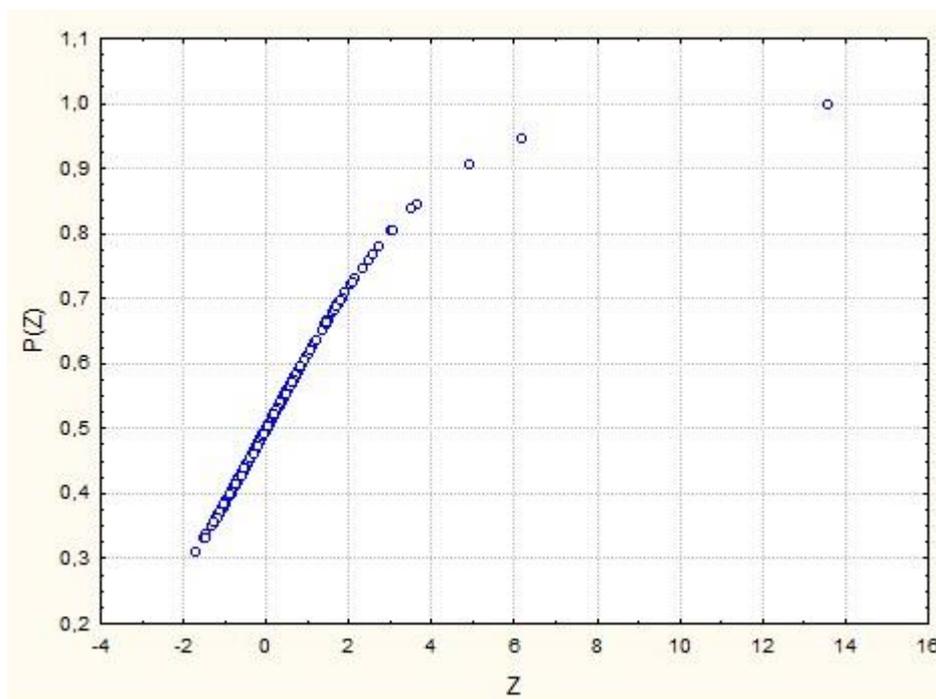


Рисунок 2.39 – Зависимость $P(Z)$ от Z

Таблица 2.26 – Корреляционная матрица (верхняя строка – данные ИРИС, $n_1 = 3$; нижняя – данные Saphir, $n_1 = 121$)

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
T_B	$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,43^*}{-0,27^*}$	$\frac{0,13^*}{0,04}$	$\frac{-0,13^*}{-0,08}$	$\frac{-0,20^*}{-0,03}$	$\frac{-0,11}{-0,09}$	$\frac{0,14^*}{0,01}$	$\frac{-0,19^*}{-0,16^*}$	$\frac{0,15^*}{0,09}$	$\frac{-0,15^*}{-0,15^*}$	$\frac{-0,30^*}{-0,21^*}$	$\frac{0,18^*}{0,04}$	$\frac{-0,21^*}{-0,16^*}$	$\frac{-0,21^*}{-0,22^*}$	$\frac{-0,26^*}{-0,22^*}$
$Q_{ж}$		$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,21}{-0,01}$	$\frac{0,03}{0,08}$	$\frac{0,32^*}{0,32^*}$	$\frac{0,11}{0,11}$	$\frac{-0,04}{-0,01}$	$\frac{0,21^*}{0,21^*}$	$\frac{0,17^*}{0,11}$	$\frac{0,12^*}{0,11}$	$\frac{0,44^*}{0,45^*}$	$\frac{-0,28^*}{-0,28^*}$	$\frac{0,43^*}{0,42^*}$	$\frac{0,13^*}{0,16^*}$	$\frac{0,53^*}{0,48^*}$
W			$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,09}{0,01}$	$\frac{-0,09}{-0,09}$	$\frac{-0,06}{0,01}$	$\frac{0,06}{0,09}$	$\frac{-0,05}{-0,04}$	$\frac{0,36^*}{0,39^*}$	$\frac{-0,11^*}{-0,11^*}$	$\frac{0,19^*}{0,31^*}$	$\frac{0,11}{0,14^*}$	$\frac{0,01}{0,03}$	$\frac{0,05}{0,16^*}$	$\frac{0,04}{0,10}$
$K_{пор}$				$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,08}{0,07}$	$\frac{-0,01}{-0,01}$	$\frac{-0,30^*}{-0,26}$	$\frac{0,00}{0,03}$	$\frac{-0,07}{-0,04}$	$\frac{-0,22^*}{-0,14^*}$	$\frac{0,02}{0,10}$	$\frac{-0,24^*}{-0,26^*}$	$\frac{-0,02}{-0,01}$	$\frac{0,04}{0,12^*}$	$\frac{-0,06}{-0,07}$
μ_H					$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,18}{-0,23^*}$	$\frac{-0,50^*}{-0,40^*}$	$\frac{0,06}{-0,05}$	$\frac{0,09}{0,01}$	$\frac{0,07}{0,07}$	$\frac{0,37^*}{-0,30^*}$	$\frac{-0,73^*}{-0,73^*}$	$\frac{0,40^*}{0,39}$	$\frac{0,01}{-0,06}$	$\frac{0,26^*}{0,18^*}$
b						$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,37^*}{0,40^*}$	$\frac{-0,05}{-0,05}$	$\frac{-0,09}{-0,04}$	$\frac{0,04}{-0,04}$	$\frac{-0,03}{0,03}$	$\frac{0,16^*}{0,19^*}$	$\frac{0,09}{0,06}$	$\frac{0,15^*}{0,16^*}$	$\frac{0,19^*}{0,18^*}$
Γ_ϕ							$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,10}{-0,13^*}$	$\frac{0,09}{0,14^*}$	$\frac{0,01}{0,01}$	$\frac{-0,07}{-0,05}$	$\frac{0,73^*}{0,73^*}$	$\frac{-0,14^*}{-0,14^*}$	$\frac{0,14^*}{0,18^*}$	$\frac{0,08}{0,09}$
h								$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,02}{-0,06}$	$\frac{-0,03}{-0,03}$	$\frac{0,11}{0,14^*}$	$\frac{-0,17^*}{-0,17^*}$	$\frac{-0,03}{-0,01}$	$\frac{0,00}{0,02}$	$\frac{-0,08}{-0,04}$
$P_{пл}$									$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,11}{0,07}$	$\frac{0,49^*}{0,40^*}$	$\frac{0,08}{0,15^*}$	$\frac{0,03}{0,01}$	$\frac{0,14^*}{0,09}$	$\frac{0,03}{0,01}$
$P_{затр}$										$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,24^*}{0,15^*}$	$\frac{-0,03}{-0,03}$	$\frac{0,50^*}{0,49^*}$	$\frac{-0,01}{-0,07}$	$\frac{0,33^*}{0,34^*}$
$P_{заб}$											$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,25^*}{-0,23^*}$	$\frac{0,39^*}{0,40^*}$	$\frac{0,10}{0,11}$	$\frac{0,39^*}{0,44^*}$
$P_{нас}$												$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{-0,30^*}{-0,31^*}$	$\frac{0,06}{0,09}$	$\frac{-0,12^*}{-0,11}$

Окончание таблицы 2.26

Параметр	T_B	$Q_{ж}$	W	$K_{пор}$	μ_H	b	Γ_ϕ	h	$P_{пл}$	$P_{затр}$	$P_{заб}$	$P_{нас}$	$k_{узп}$	S	α_Π
$k_{узп}$													$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,05}{0,04}$	$\frac{0,82^*}{0,82^*}$
S														$\frac{1,00}{1,00}$	$\frac{0,23^*}{0,22^*}$
α_Π															$\frac{1,00}{1,00}$

При изменении значений Z от отрицательных к положительным величина $P(Z)$ повышается. Среднее значение Z для варианта КВУ равно «+0,233», для КВД – «-0,233». Среднее значение $P(Z)$ в первом случае «0,520», во втором – «0,471», и статистически они отличаются.

Многомерная статистическая модель дебита жидкости ($Q_{\text{Ж}}^{\text{М}}$) определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{МБш-Срп}} = 0,008\alpha_{\text{п}} + 0,83P_{\text{заб}} + 0,44h - 0,006T_{\text{в}} - 0,37\mu_{\text{н}} + 10,06k_{\text{узп}} - 10,21b + 0,71P_{\text{пл}} + 2,72P_{\text{заб}} + 0,05W - 0,05\Gamma_{\text{ф}} - 0,92P_{\text{затр}} - 0,18S + 0,40K_{\text{пор}} + 24,41$$

при $R = 0,794$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 2,27 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,503; 0,569; 0,607; 0,626; 0,643; 0,649; 0,653; 0,664; 0,683; 0,702; 0,728; 0,752; 0,773; 0,794.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $Q_{\text{Ж}}^{\text{МБш-Срп}}$, которые сопоставлены с $Q_{\text{Ж}}^{\text{Бш-Срп}}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.40).

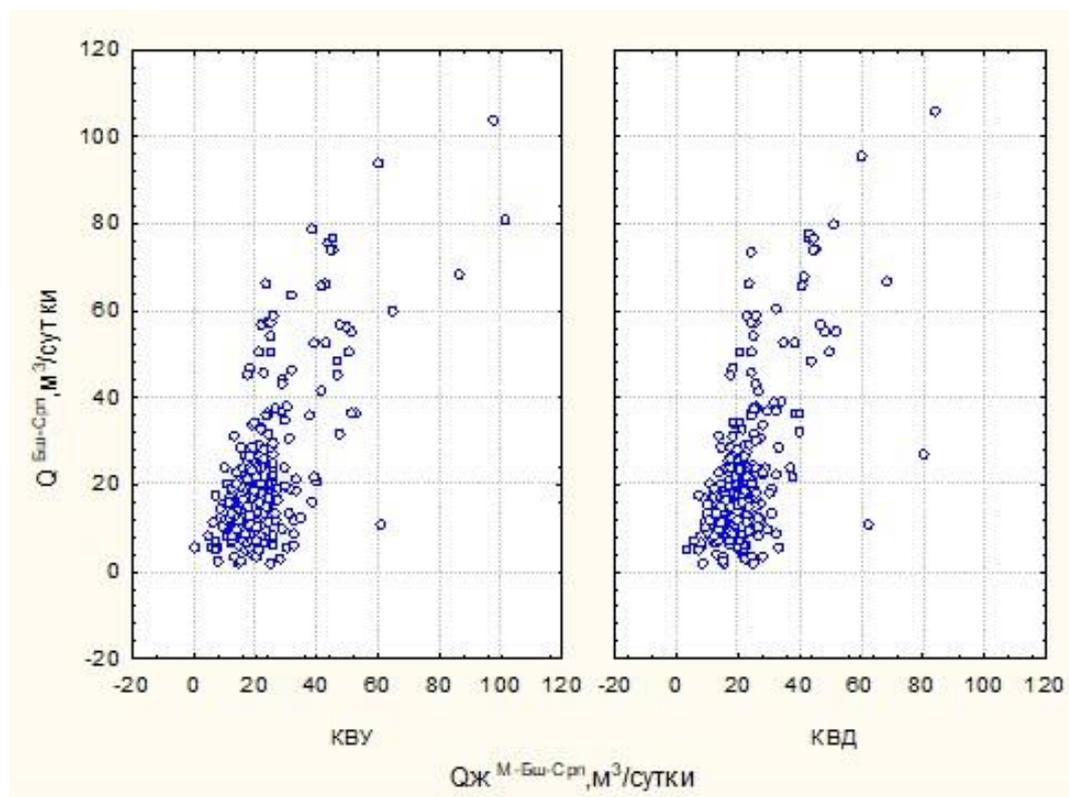


Рисунок 2.40 – Поля корреляции $Q_{\text{Ж}}^{\text{МБш-Срп}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{Бш-Срп}}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции между $Q_{\text{Ж}}^{\text{МБш-Срп}}$ и $Q_{\text{Ж}}^{\text{Бш-Срп}}$, построенные с учетом технологий исследования, имеют несколько отличные виды, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Уравнения регрессии по видам исследований

Технология исследования	r	Уравнение регрессии
КВУ	0,695	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Бш-Срп}} = 0,911 + 0,9519Q_{\text{Ж}}^{\text{МБш-Срп}}$
КВД	0,695	$Q_{\text{Ж}}^{\text{Бш-Срп}} = -1,321 + 1,0675Q_{\text{Ж}}^{\text{МБш-Срп}}$
КВУ	0,662	$P_{\text{пл}}^{\text{Бш-Срп}} = -0,489 + 1,0273P_{\text{пл}}^{\text{МБш-Срп}}$
КВД	0,654	$P_{\text{пл}}^{\text{Бш-Срп}} = 0,521 + 0,9704P_{\text{пл}}^{\text{МБш-Срп}}$
КВУ	0,712	$P_{\text{заб}}^{\text{Бш-Срп}} = 0,185 + 0,9649P_{\text{заб}}^{\text{МБш-Срп}}$
КВД	0,738	$P_{\text{заб}}^{\text{Бш-Срп}} = -0,281 + 1,0401P_{\text{заб}}^{\text{МБш-Срп}}$
КВУ	0,910	$k_{\text{узп}}^{\text{Бш-Срп}} = 0,001 + 1,0378k_{\text{узп}}^{\text{МБш-Срп}}$
КВД	0,935	$k_{\text{узп}}^{\text{Бш-Срп}} = 0,001 + 0,9378k_{\text{узп}}^{\text{МБш-Срп}}$
КВУ	0,442	$S^{\text{Бш-Срп}} = 1,168 + 1,1266S^{\text{МБш-Срп}}$
КВД	0,488	$S^{\text{Бш-Срп}} = -1,489 + 0,7731S^{\text{МБш-Срп}}$

Многомерная статистическая модель пластового давления ($P_{\text{пл}}^{\text{М}}$)

определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{пл}}^{\text{МБш-Срп}} = 0,65962P_{\text{заб}} + 0,03102W + 0,74386P_{\text{нас}} - 0,00108\alpha_{\text{п}} + 0,09661\mu_{\text{н}} + 0,00117T_{\text{в}} + 0,39977P_{\text{затр}} + 0,03411Q_{\text{ж}} + 0,10247S - 0,04358h - 2,15316b - 0,08280K_{\text{пор}} - 1,019$$

при $R = 0,632$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 2,83 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,446; 0,523; 0,554; 0,577; 0,589; 0,599; 0,607; 0,616; 0,625; 0,630; 0,631; 0,632.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{пл}^{МБш-Срп}$, которые сопоставлены с $P_{пл}^{Бш-Срп}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.41).

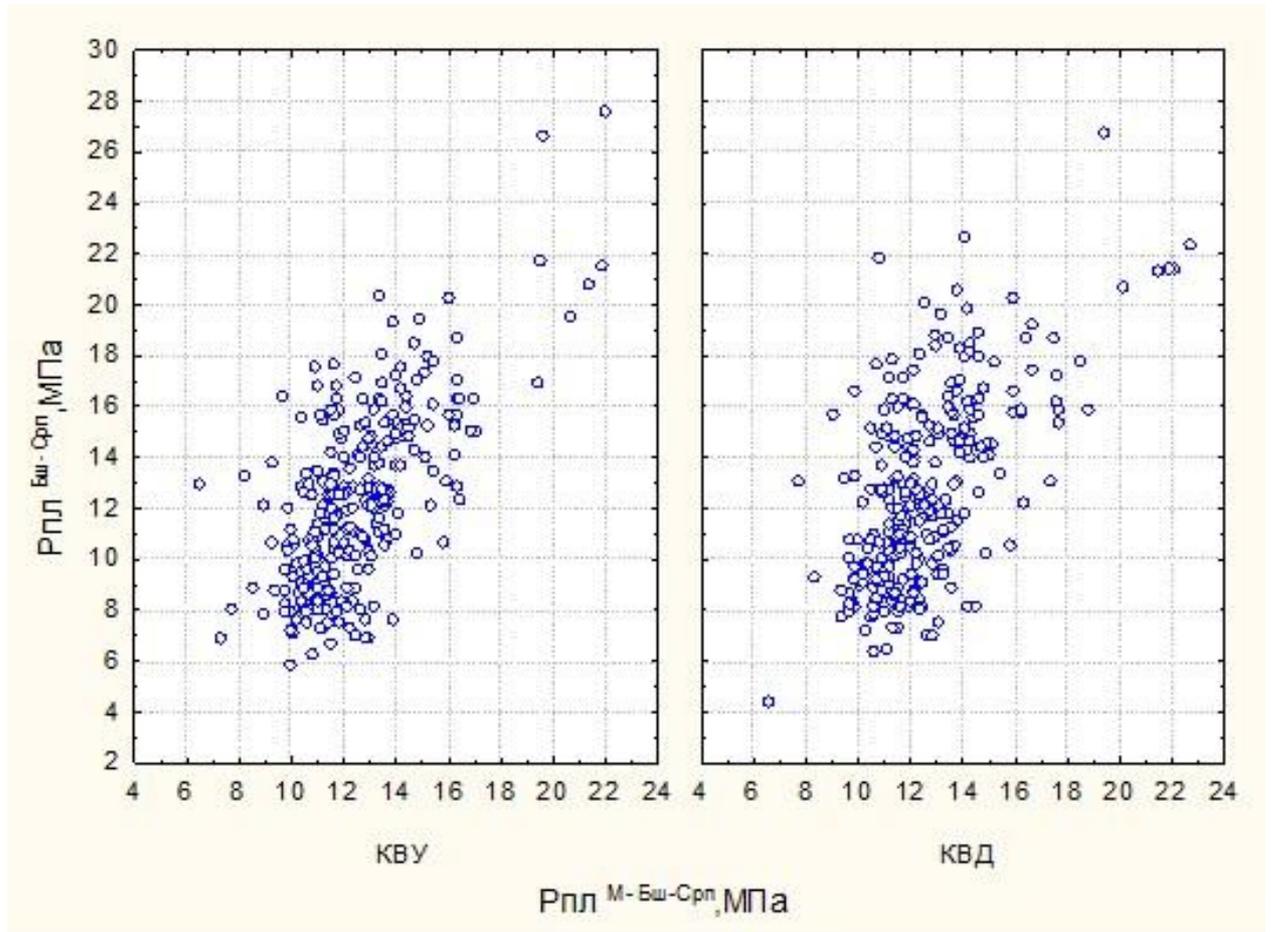


Рисунок 2.41 – Поля корреляции $P_{пл}^{МБш-Срп}$ и $P_{пл}^{Бш-Срп}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции между $P_{пл}^{МБш-Срп}$ и $P_{пл}^{Бш-Срп}$, построенные с учетом методов исследования, характеризуются несколько отличными видами, о чем свидетельствуют данные, приведенные в таблице 2.27.

Многомерная статистическая модель забойного давления ($P_{заб}^М$) определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned}
 P_{заб}^{МБш-Срп} = & 0,016344Q_{ж} + 0,273452P_{пл} - 0,939342k_{узп} - 0,000758T_v \\
 & - 0,260134P_{нас} + 0,013559W + 0,000825\alpha_{п} + 0,037659h \\
 & + 0,082350\mu_{н} - 0,047020S + 0,187233P_{затр} + 0,105919K_{пор} \\
 & + 0,003588\Gamma_{\phi} + 2,801
 \end{aligned}$$

при $R = 0,709$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 1,82 МПа. Значения коэффициентов R изменяются: 0,449; 0,593; 0,640; 0,656; 0,670; 0,683; 0,691; 0,696; 0,701; 0,704; 0,706; 0,708; 0,709.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $P_{заб}^{МБш-Срп}$, которые сопоставлены с $P_{заб}^{Бш-Срп}$ путем построения полей корреляции с учетом технологий исследования (рисунок 2.42).

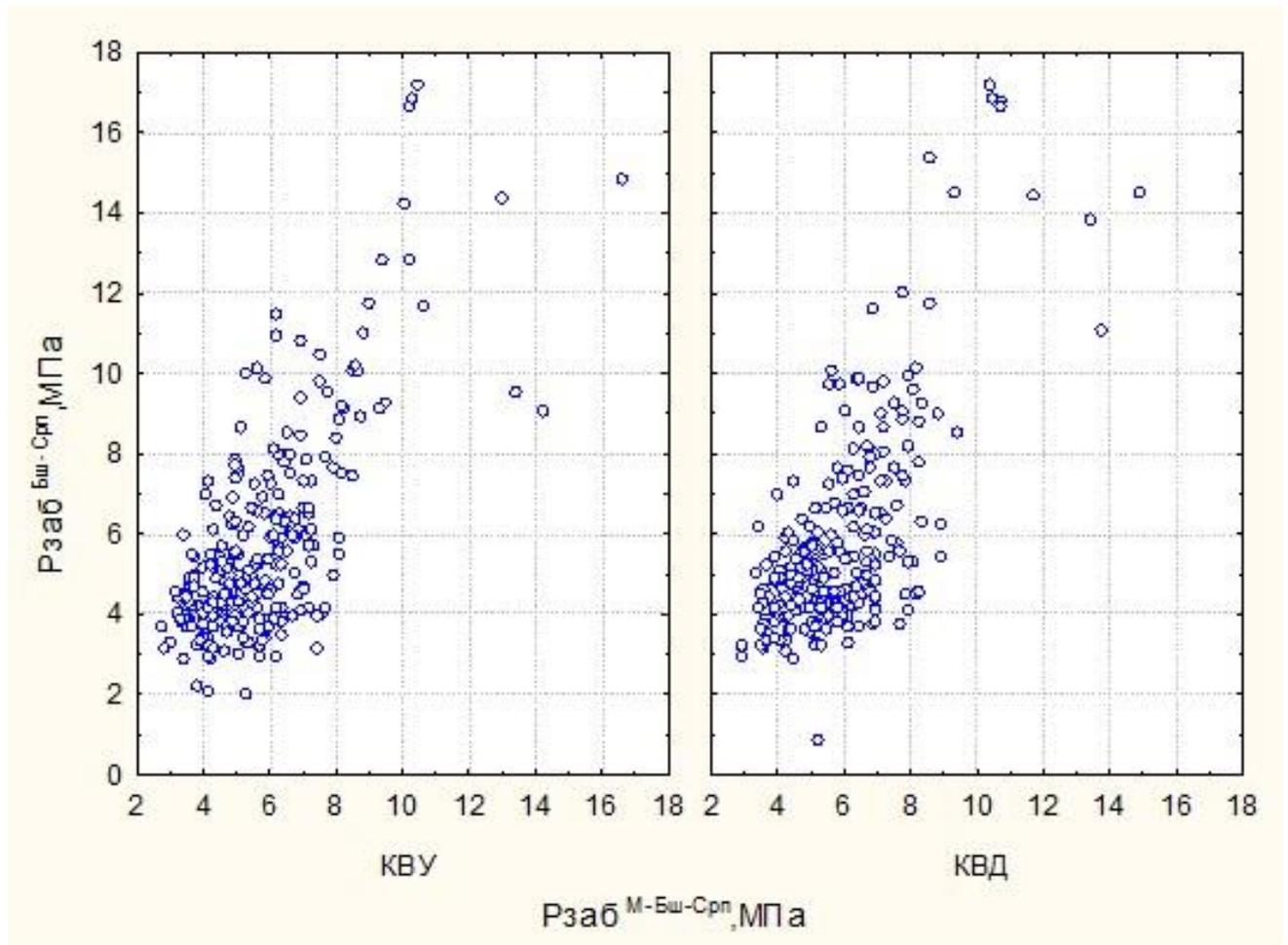


Рисунок 2.42 – Поля корреляции $P_{заб}^{МБш-Срп}$ и $P_{заб}^{Бш-Срп}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции между $P_{заб}^{МБш-Срп}$ и $P_{заб}^{Бш-Срп}$, построенные с учетом технологий исследований, несколько отличаются, что видно из данных, приведенных в таблице 2.27.

Многомерная статистическая модель проницаемости удаленной зоны пласта ($k_{узп}^М$) определяется по следующей формуле:

$$k_{узп}^{МБш-Срп} = 0,000169\alpha_{п} + 0,051206P_{затр} + 0,008655\mu_{н} - 0,000586\Gamma_{ф} - 0,005245S + 0,178422b + 0,000384W - 0,000564Q_{ж} + 0,001299h + 0,004979K_{пор} + 0,000014T_{в} - 0,002654P_{заб} - 0,3602$$

при $R = 0,905$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – $0,094$ мкм². Значения коэффициентов R изменяются: 0,825; 0,857; 0,886; 0,894; 0,898; 0,899; 0,900; 0,901; 0,902; 0,903; 0,904; 0,905.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $k_{узп}^{МБш-Срп}$, которые сопоставлены с $k_{узп}^{Бш-Срп}$ с помощью построения полей корреляции (рисунок 2.43).

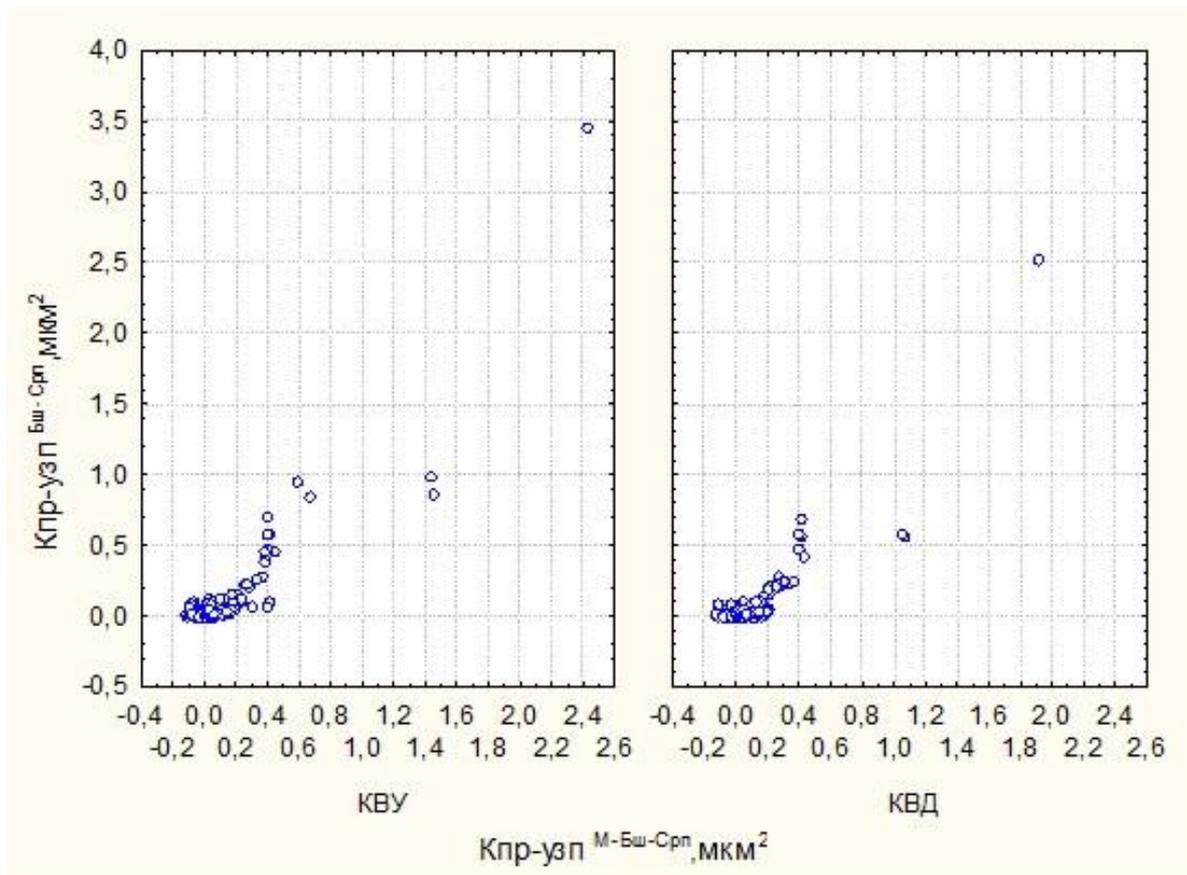


Рисунок 2.43 – Поля корреляции $k_{узп}^{МБш-Срп}$ и $k_{узп}^{Бш-Срп}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции между $k_{узп}^{МБш-Срп}$ и $k_{узп}^{Бш-Срп}$, построенные с учетом технологий исследования, характеризуются близкими по видам типами, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.27.

Многомерная статистическая модель состояния ПЗП (скин-фактор)

(S^M) определяется по следующей формуле:

$$S^{\text{МБш-Срп}} = 0,0027\alpha_{\text{п}} - 8,8993k_{\text{узп}} - 0,0016T_{\text{в}} + 0,1928P_{\text{пл}} + 0,2477K_{\text{пор}} - 0,2150P_{\text{заб}} + 4,3913b + 0,089\mu_{\text{н}} + 0,0076W + 0,0393h - 0,0172Q_{\text{ж}} + 0,0051\Gamma_{\text{ф}} - 13,060$$

при $R = 0,433$, $p < 0,0000001$, стандартная ошибка – 3,87 отн.ед. Значения коэффициентов R изменяются: 0,240; 0,351; 0,381; 0,397; 0,405; 0,413; 0,419; 0,422; 0,425; 0,428; 0,431; 0,433.

По вышеприведенной формуле вычислены модельные значения $S^{\text{МБш-Срп}}$, которые сопоставлены с $S^{\text{Бш-Срп}}$ путем построения полей корреляции (рисунок 2.44).

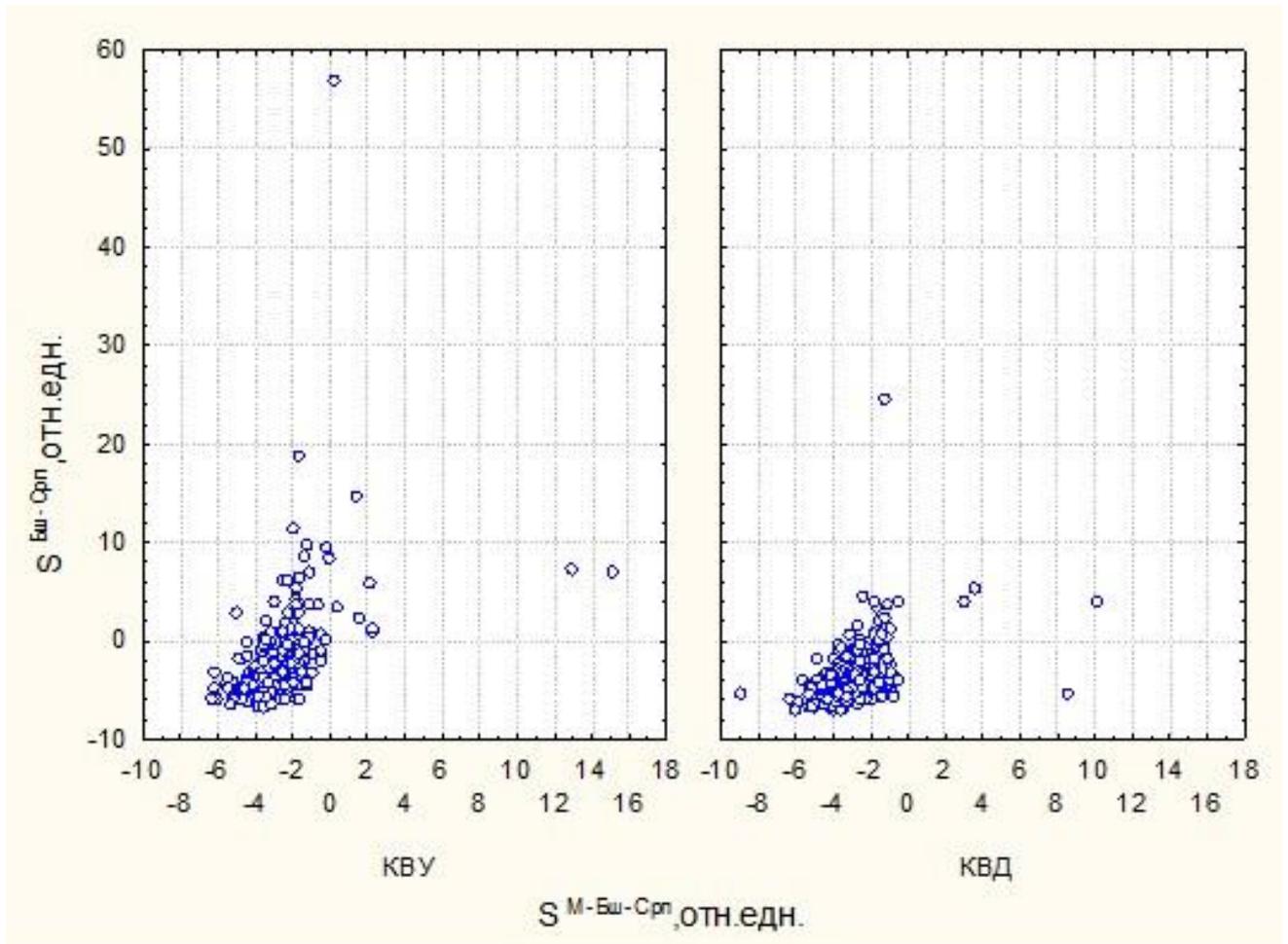


Рисунок 2.44 – Поля корреляции $S^{\text{МБш-Срп}}$ и $S^{\text{Бш-Срп}}$ с учетом технологий исследования

Поля корреляции между $S^{\text{МБш-Срп}}$ и $S^{\text{Бш-Срп}}$, построенные с учетом технологий исследования, характеризуются достаточно близкими по тесноте связями, но значительно различающимися по их виду, о чем свидетельствуют уравнения регрессии, приведенные в таблице 2.27.

2.2.4. Методика верификации результатов исследований скважин

С целью апробации разработанных многомерных моделей оценки достоверности определения фильтрационных параметров пласта при проведении параллельной технологии гидродинамических исследований (КВУ – КВД) использовалась репрезентативная выборка данных за период с февраля по сентябрь 2020 г. Следует отметить, что привлеченные данные ранее не использовались в анализе (при разработке многомерных моделей).

К практическому применению для верификации результатов гидродинамических исследований предлагается следующий алгоритм: если на скважине в ходе проведения исследований реализованы две технологии – КВУ и КВД, интерпретация материалов которых демонстрирует отличающиеся результаты, оценка наиболее достоверных из них может быть выполнена с использованием многомерных математических моделей дебитов, разработанных в п. 2.2.1–2.2.3.

№ п/п	Объект разработки	Уравнение регрессии (модель)
1	Тл-Бб-Мл	$Q_{\text{Ж}}^{\text{МТл-Бб-Мл}} = 29,44k_{\text{узп}} - 0,06T_{\text{в}} + 1,01h$ $+ 5,58P_{\text{затр}} - 0,39S + 0,09W$ $- 1,60P_{\text{заб}} + 0,001\alpha_{\text{п}} + 1,12P_{\text{пл}}$ $+ 21,86$

2	Т-ФМ	$Q_{\text{Ж}}^{\text{МТ-ФМ}} = 0,77P_{\text{заб}} + 0,0003\alpha_{\text{п}} - 0,01T_{\text{в}}$ $- 143,72b - 5,43\mu_{\text{н}} - 0,25\Gamma_{\text{ф}}$ $- 6,93P_{\text{нас}} + 1,15P_{\text{пл}} + 10,01k_{\text{узп}}$ $+ 0,21h - 2,34P_{\text{затр}} + 262,36$
3	Бш	$Q_{\text{Ж}}^{\text{МБш-Срп}} = 0,008\alpha_{\text{п}} + 0,83P_{\text{заб}} + 0,44h$ $- 0,006T_{\text{в}} - 0,37\mu_{\text{н}} + 10,06k_{\text{узп}}$ $- 10,21b + 0,71P_{\text{пл}} + 0,05W$ $- 0,05\Gamma_{\text{ф}} - 0,92P_{\text{затр}} - 0,18S$ $+ 0,40K_{\text{пор}} + 24,41$

Методика верификации результатов исследований скважин:

1. Выбор расчетной модели в соответствии с объектом разработки (№ 1–3 в таблице).

2. Сбор промысловых данных – значений показателей, используемых в принятой модели (например, забойное давление, газовый фактор, обводненность и др.).

3. Вычисление модельного значения дебита жидкости с использованием результатов интерпретации КВУ ($Q_{\text{Ж}}^{\text{КВУ}}$) и модельного значения дебита жидкости с использованием результатов интерпретации КВД ($Q_{\text{Ж}}^{\text{КВД}}$).

4. Сопоставление модельных и фактического дебита жидкости. Наиболее достоверными следует считать результаты интерпретации по технологии, модельное значение дебита которой имеет минимальное отклонение от фактического значения.

Данный алгоритм может быть использован не только при сравнительном анализе достоверности технологий исследований, КВУ и КВД, но и при обосновании способа интерпретации материалов исследований, выбора программных продуктов и моделей.

2.2.5. Практическое применение разработанной методики верификации результатов исследований скважин

Пример 1

На добывающей скв. №322 Сибирского нефтяного месторождения (объект Бб) в марте 2020 г. проведено исследование с одновременной реализацией двух технологий, характеризующихся параллельной регистрацией устьевых (КВУ) и глубинных параметров (КВД). При этом интерпретация результатов глубинных и устьевых замеров привела к сильно отличающимся фильтрационным характеристикам: $k_{узн}^{КВД} = 0,147$ мкм²; $k_{узн}^{КВУ} = 0,401$ мкм².

Интерпретация данных реализованных технологий КВУ и КВД демонстрирует отличающиеся результаты, и оценка наиболее достоверного значения их них может быть выполнена с помощью разработанной методики верификации.

На первом этапе выбирается модель, соответствующая объекту разработки, который эксплуатирует исследуемая скважина. Поскольку анализируемая добывающая скважина эксплуатирует бобриковский объект, для дальнейших вычислений используется уравнение 1.

На втором этапе осуществляется сбор всех необходимых исходных данных, которые включены в уравнение 1 в качестве исходных данных. Исходные данные для расчета модельных значений дебитов представлены в таблице 2.28.

Таблица 2.28 – Промысловые данные по скв. 322 Сибирского месторождения

Параметр	Значение	
	КВД	КВУ
Фактический дебит жидкости ($Q_{ж}$), м ³ /сут	55,2	
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	14,36	
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	3,8	
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	10,29	
Время восстановления КВД, КВУ ($T_{в}$), ч	189	187
Обводненность (W), %	4,0	
Толщина пласта (h), м	13,8	
Скин-фактор (S)	-2,4	0,5
Коэффициент пьезопроводности ($\alpha_{п}$), см ² /с	4550,9	12542

На третьем этапе вычисляется модельное значение дебита жидкости с использованием результатов интерпретации КВД:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{КВД}} = 29,44654 \cdot 0,147 - 0,06477 \cdot 189 + 1,01465 \cdot 13,8 + 5,58753 \cdot 3,8 - 0,39360 \cdot (-2,4) + 0,09920 \cdot 4 - 1,60432 \cdot 10,29 + 0,00147 \cdot 4550,9 + 1,12546 \cdot 14,36 + 21,861 = 56,8 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Вычисляется модельное значение дебита жидкости с использованием результатов интерпретации КВУ:

$$Q_{\text{Ж}}^{\text{КВУ}} = 29,44654 \cdot 0,401 - 0,06477 \cdot 187 + 1,01465 \cdot 13,8 + 5,58753 \cdot 3,8 - 0,39360 \cdot 0,5 + 0,09920 \cdot 4 - 1,60432 \cdot 10,29 + 0,00147 \cdot 12542 + 1,12546 \cdot 14,36 + 21,861 = 75,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

На четвертом этапе происходит сопоставление модельного и фактического дебита жидкости. Как видно из рассчитанных значений дебита, минимальное отклонение от фактического наблюдается при использовании результатов по технологии КВД. Соответственно, значение проницаемости, полученное при интерпретации данных технологии КВД, является более достоверным, чем при обработке данных по технологии КВУ.

Пример 2

На добывающей скв. №406 Шершневого нефтяного месторождения (объект Т-Фм) в октябре 2020 г. проведено исследование с одновременной реализацией двух технологий, характеризующихся параллельной регистрацией устьевых (КВУ) и глубинных параметров (КВД). При этом интерпретация результатов глубинных и устьевых замеров привела к сильно отличающимся фильтрационным характеристикам: $k_{\text{узп}}^{\text{КВД}} = 0,0297 \text{ мкм}^2$; $k_{\text{узп}}^{\text{КВУ}} = 0,109 \text{ мкм}^2$.

Интерпретация данных реализованных технологий КВУ и КВД демонстрирует отличающиеся результаты, и оценка наиболее достоверного значения их них может быть выполнена с помощью разработанной методики верификации.

На первом этапе выбирается модель, соответствующая объекту разработки, который эксплуатирует исследуемая скважина. Поскольку анализируемая

добывающая скважина эксплуатирует бобриковский объект, для дальнейших вычислений используется уравнение 2.

На втором этапе осуществляется сбор всех необходимых исходных данных, которые включены в уравнение 2 в качестве исходных данных. Исходные данные для расчета модельных значений дебитов представлены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Промысловые данные по скв. 406 Шершневого месторождения

Параметр	Значение	
	КВД	КВУ
Фактический дебит жидкости ($Q_{ж}$), м ³ /сут	63,8	
Пластовое давление ($P_{пл}$), МПа	8,62	
Затрубное давление ($P_{затр}$), МПа	1,17	
Забойное давление ($P_{заб}$), МПа	5,89	
Давление насыщения ($P_{нас}$), МПа	11,9	
Время восстановления КВД, КВУ ($T_{в}$), ч	464	475
Обводненность (W), %	1,8	
Толщина пласта (h), м	6,1	
Объемный коэффициент нефти, б/р	1,13	
Вязкость нефти в пл. усл., мПа·с	4,04	
Газовый фактор, м ³ /т	63,6	
Скин-фактор (S)	-7,1	0,6
Коэффициент пьезопроводности ($\alpha_{п}$), см ² /с	345,9	1237,7

На третьем этапе вычисляется модельное значение дебита жидкости с использованием результатов интерпретации КВД:

$$Q_{ж}^{КВД} = 0,77 \cdot 5,89 + 0,0003 \cdot 345,9 - 0,01 \cdot 464 - 143,72 \cdot 1,13 - 5,43 \cdot 4,04 - 0,25 \cdot 63,6 - 6,93 \cdot 11,9 + 1,15 \cdot 8,62 + 10,01 \cdot 0,0297 + 0,21 \cdot 6,1 - 2,34 \cdot 1,17 + 262,364 = 63,94 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Вычисляется модельное значение дебита жидкости с использованием результатов интерпретации КВУ:

$$Q_{ж}^{КВУ} = 0,77 \cdot 5,89 + 0,0003 \cdot 1237,7 - 0,01 \cdot 475 - 143,72 \cdot 1,13 - 5,43 \cdot 4,04 - 0,25 \cdot 63,6 - 6,93 \cdot 11,9 + 1,15 \cdot 8,62 + 10,01 \cdot 0,109 + 0,21 \cdot 6,1 - 2,34 \cdot 1,17 + 262,364 = 64,89 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

На четвертом этапе происходит сопоставление модельных и фактического дебита жидкости. Как видно из рассчитанных значений дебита, минимальное

отклонение от фактического наблюдается при использовании результатов по технологии КВД. Соответственно, значение проницаемости, полученное при интерпретации данных технологии КВД, является более достоверным, чем при обработке данных по технологии КВУ.

2.3. Верификация и прогнозирование значений проницаемости терригенных и карбонатных коллекторов на основе методов машинного обучения

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 концентрируются на прогнозировании проницаемости, определенной по данным ГДИ скважин, эксплуатирующие сложнопостроенные карбонатные коллектора. В таблице 2.30 представлены использующиеся алгоритмы машинного обучения для прогнозирования проницаемости (в основном по данным исследованиям керна и каротажным диаграммам).

Таблица 2.30 – Применение алгоритмов машинного обучения по прогнозированию проницаемости

Авторы	Алгоритмы	Количество входных переменных
Mulashani и другие	GMDH (расширенный групповой метод обработки данных), LM (алгоритм Левенберга-Маквардта)	4

Авторы	Алгоритмы	Количество входных переменных
Otc here и другие	XGBoost (регрессионная модель экстремального повышения градиента)	12
Zhang и другие	PSO-SVM (метод оптимизации роя частиц)	3
Nkurlu и другие	GMDH (нейронная сеть)	6
Okon и другие	ANN (искусственная нейронная сеть), FFBP (искусственная нейронная сеть с прямой связью и обратным распространением)	4
Adeniran и другие	SVMR (модель регрессии опорных векторов), ANN (искусственная нейронная сеть), ANFIS (система адаптивного нейро-нечеткого интерфейса), MSVMR (KNN), MSVMR (NCC)	11
Elkakatny и другие	ANN (искусственная нейронная сеть), ANFIS (система адаптивного нейро-нечеткого интерфейса), SVM (машина опорных векторов), BPNN (двухслойная нейронная сеть обратного распространения)	4
Nasseri и Mohammadzadeh	SOM Network, PCAN Network, PNN Network	9
Ahmadi и Ebadi	GA (векторная регрессия релевантности совместно с генетическим алгоритмом), FIS (система нечеткого вывода), LSSVM (оптимизированная машина опорных векторов наименьших квадратов)	4
Gholami и другие	RVR (векторная регрессия релевантности), GA (векторная регрессия релевантности совместно с генетическим алгоритмом)	7

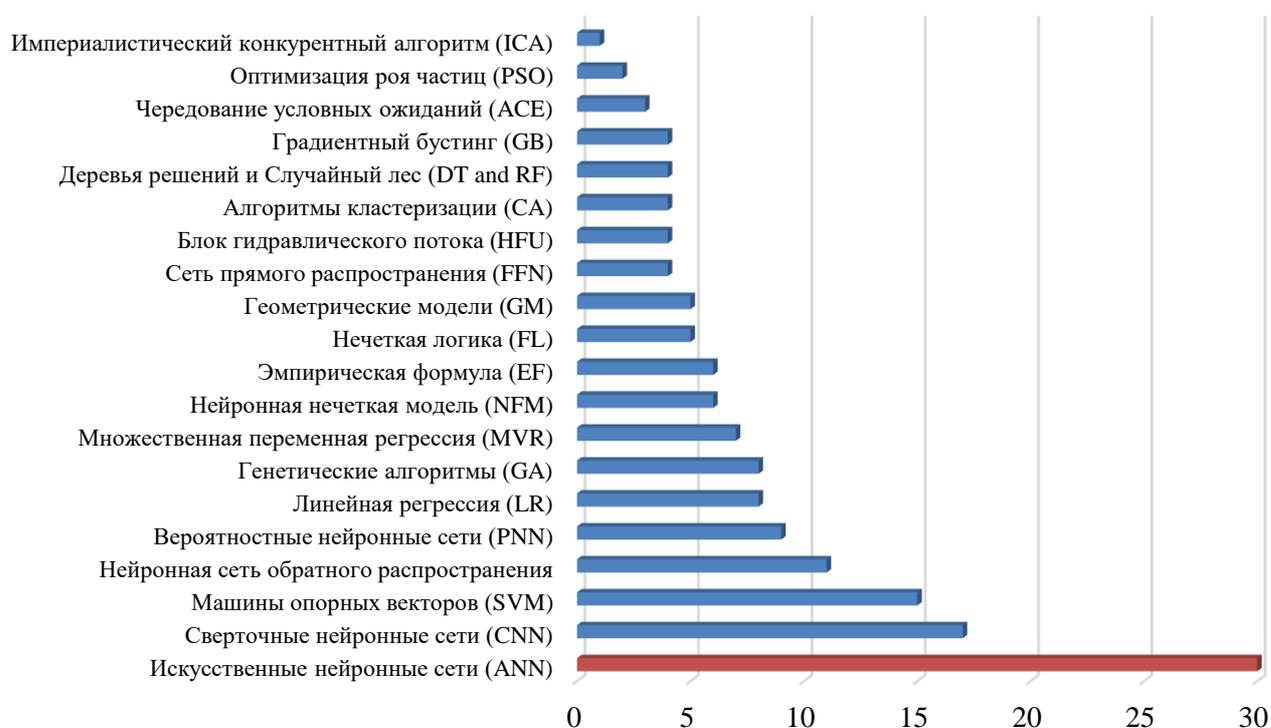
Авторы	Алгоритмы	Количество входных переменных
Verma и другие	ANN (искусственная нейронная сеть)	5
Ahmadi и другие	ANN (искусственная нейронная сеть), HGAPSO-ANN (гибридный генетический алгоритм оптимизации роя частиц)	5
Sfidari и другие	SOM (модель гибридной нейронной сети)	5
Handhel	MLP (многослойные персептроны), BP (нейронная сеть с обратным распространением)	5
Jamialahmadi и Javadpour	RBF (аппроксимационная радиальная базисная функция)	2

Большинство используемых корреляций подходит только для оценки проницаемости в песчаниках, рыхлых песках и относительно однородных пористых средах. Многими авторами отмечается, что достаточно сложно разработать распространенную корреляцию проницаемости для неоднородных коллекторов, включая трещиноватые карбонатные породы с тройной или двойной пористостью. Большинство предлагаемых формул включают статические данные о характеристиках горных пород, в то время как проницаемость является динамической переменной, и для ее более достоверной оценки требуется мгновенная история добычи. Однако наличие динамических данных может потребовать больше времени, а также более высоких затрат.

Причина, по которой методы машинного обучения успешны и привлекли широкое внимание, так как они могут найти нелинейную связь между несколькими переменными без физических моделей. Это преимущество очень удобно для решения некоторых задач в нефтяной промышленности, что обусловлено сложными соотношениями внутренних параметров. Преимущество прогнозирования проницаемости с помощью методов машинного обучения

заключается в значительном снижении вычислительных затрат при сохранении высокой точности.

На рисунке 2.45 представлено численное использование методологий, которые используются для оценки проницаемости за последнее десятилетие (использованы опубликованные научные статьи, связанные с оценкой и прогнозом значений проницаемости). Из представленного графика видно, что для достоверной оценки и прогнозирования проницаемости горных пород широко используются методы машинного обучения на основе искусственных нейронных сетей. С наиболее меньшей частотой для прогноза значений проницаемости применяются методы машинных опорных векторов, линейной регрессии.



Количество использований методов за последнее десятилетие

Рисунок 2.45 – Использование различных подходов для оценки и прогнозирования значений проницаемости за последние десять лет (по данным научной литературы)

Анализ 125 научных статей, которые опубликованы в период с 2012 по 2023 г.г., позволил выявить тенденцию, заключающуюся в том, что многие исследователи начали интегрировать методы машинного обучения, такие как регрессия с множественными переменными, метод опорных векторов, нейронные сети, такие как искусственные нейронные сети, вероятностные методы.

В диссертационной работе рассмотрена возможность и адаптация алгоритмов трех методов машинного обучения для оценки и прогнозирования проницаемости терригенных и карбонатных коллекторов с использованием определенного набора входных параметров, которые приняты динамические данные о добычи скважин, определенные посредством многомерного регрессионного анализа. Первый метод - нейронная сеть BP; второй - сверточная нейронная сеть; и третий - нейронная сеть LSTM.

Нейронная сеть (BP) с обратным распространением

Нейронная сеть BP построена по структуре многослойного персептрона в сочетании с алгоритмом обратного распространения. Ввиду постоянного совершенствования алгоритма обратного распространения нейронная сеть BP может демонстрировать более высокую производительность при захвате нелинейных отношений отображения между переменным. В процессе работы нейронной сети BP есть два этапа: прямое распространение и обратное распространение. Прямое распространение — это процесс обучения нейронных сетей, который улавливает изменяющиеся характеристики динамических данных добычи и выводит результаты прогнозирования проницаемости. На основе алгоритма обратного распространения ошибка используется для настройки и обновления весов и порогов в нейронах, завершая один сеанс обучения нейронной сети. Непрерывно повторяя два вышеуказанных этапа, нейронная сеть будет постоянно обучаться, чтобы прогнозируемое значение могло постепенно приближаться к реальной проницаемости.

Сверточная нейронная сеть

Сверточная нейронная сеть, как один из широко используемых алгоритмов глубокого обучения, состоит из следующих пяти частей: входной слой, сверточный слой, объединяющий слой, полносвязный слой и выходной слой. Самым большим преимуществом этой сети является то, что она может извлекать локальные функции данных посредством операций свертки и объединения.

Нейронная сеть (LSTM) с долгой краткосрочной памятью

Нейронная сеть LSTM - вариант рекуррентной нейронной сети, которая унаследовала большинство ее характеристик. В нейронной сети LSTM есть память, называемая «состоянием ячейки», которая может хранить информацию из прошлого, такую как информация о добыче, обводненность и данные о давлении в течение нескольких месяцев.

Оценка моделей

Оценка модели имеет большое значение не только для процесса обучения нейронной сети, но и для этапа прогнозирования после обучения. В каждом процессе обучения нейронной сети среднеквадратическая ошибка часто используется в качестве функции потерь для проверки каждого результата обучения модели. Из-за существования функции потерь результаты модели машинного обучения могут лучше аппроксимировать ожидаемое реальное значение. После завершения обучения будут применены некоторые критерии статистического тестирования для проверки прогностической эффективности модели машинного обучения, включая среднее относительное отклонение и среднее абсолютное относительное отклонение.

Обучающий процесс нейронной сети

Весь набор исходных данных ($n=9000$) разделен на обучающую (80%) и тестовую (20%) группы, правило, основанное на принципе Парето. Обучающая выборка будет использоваться только для процесса обучения, а тестовый набор будет использоваться отдельно в конце для оценки общей производительности модели. В каждой группе производственные данные используются в качестве входных для модели, что позволяет нейронной сети фиксировать их характеристики. Выходным параметром модели является проницаемость, которая является прогнозируемым результатом нейронной сети после обучения. Далее, основываясь на входных и выходных данных обучающего набора, нейронная сеть постоянно обновляет веса и пороговые значения с помощью алгоритма обратного распространения для обучения модели машинного обучения. Также реализуется алгоритм кластеризации средних для категоризации различных возможных групп,

каждая с назначенным коэффициентом. Для назначения веса при выполнении регрессии выбирается его коэффициент, который соответствует идентифицированной группе. Количество возможных групп и главные компоненты заранее неизвестны и получаются путем минимизации внутригрупповой суммы квадратов ошибок/отклонений, связанных с прогнозом проницаемости. Поскольку модель машинного обучения имеет память данных обучающего набора, необходимо использовать тестовый набор для проверки точности предсказания модели. Входные данные тестового набора импортируются как новые данные в обученную модель для получения прогнозируемого результата, который сравнивается с выходными данными тестового набора для проверки достоверности модели. Окончательно, модели машинного обучения, созданные разными нейронными сетями, всесторонне сравниваются в различных аспектах, чтобы выбрать оптимальную модель.

Калибровка модели

Есть два основных фактора, влияющих на точность предсказания машинного обучения. С одной стороны, качество данных играет решающую роль, поскольку модель должна изучать и фиксировать характеристики данных. С другой стороны, на результаты существенное влияние оказывает структура модели, например, настройка скрытых слоев. В процессе обучения модели принцип алгоритма обратного распространения основан на цепном правиле, а количество скрытых слоев связано со сложностью вывода. Теоретически, чем больше слоев, тем лучше нейронная сеть может моделировать сложные операции и нелинейное отображение переменных. Однако, если скрытых слоев слишком много, в процессе расчета возникнет проблема исчезновения градиента, что приводит к пустой трате вычислительных ресурсов и неточным прогнозам. Поэтому необходимо откалибровать количество скрытых слоев в модели машинного обучения.

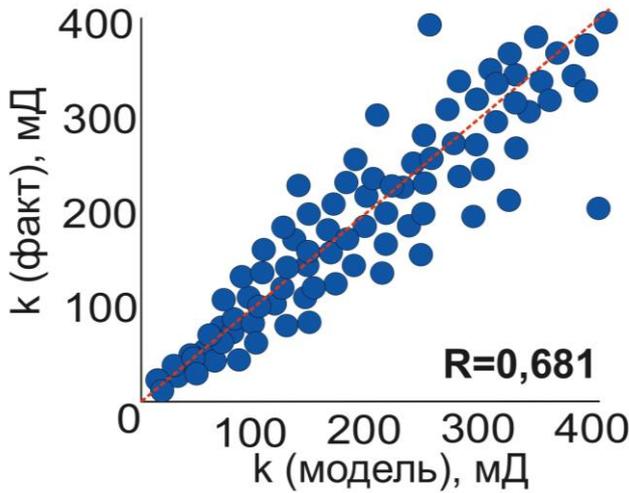
В случае сверточной нейронной сети при увеличении количества слоев до 2 значение среднее абсолютное относительное отклонение модели показало значительное снижение, с 21,01% до 14,83%. Продолжая увеличивать количество

слоев до 3, значение отклонения снизилось до 11,41%, что указывает на то, что точность прогноза продолжает улучшаться. Однако, когда количество слоев стало 4-5, отклонение стало в основном стабильным по сравнению с 3 слоями и в дальнейшем больше не меняется. Основываясь на всестороннем рассмотрении точности и вычислительных ресурсов, выбрана структура скрытых слоев из 3 слоев, чтобы лучше прогнозировать проницаемость коллектора.

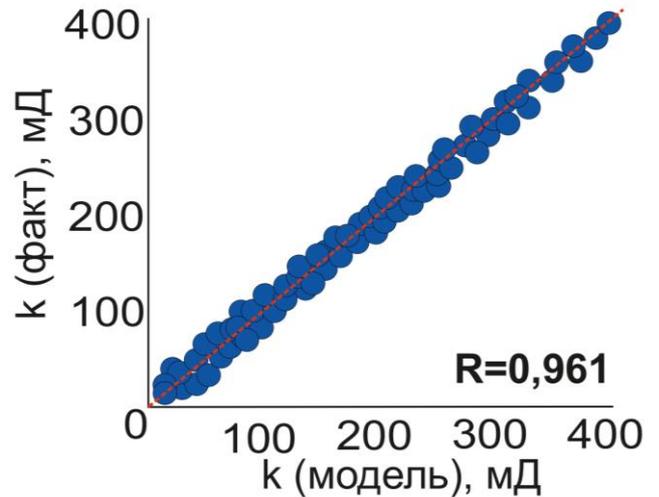
Сравнение моделей и анализ ошибок

Функция потерь используется для оценки общей ошибки модели после каждого обучения. Следовательно, контроль обучения моделей в целом будет осуществляться через кривую спада функции потерь. Общая тенденция кривой функции потерь, полученной тремя разными нейронными сетями, уменьшается, что указывает на то, что точность прогнозирования улучшается с увеличением времени обучения. С точки зрения набора тестов окончательная ошибка модели LSTM в основном стабильна на уровне около 43,7 мД, что демонстрирует неудовлетворительную прогностическую способность. Кривая функции потерь, полученная нейронной сетью BP, показывает сильную волатильность, и потеря зафиксирована на уровне 18,5 мД, что свидетельствует о более высокой точности предсказания сети. По сравнению с двумя вышеуказанными методами потеря результата прогнозирования сверточной нейронной сетью является наименьшей, 10,2 мД.

Нейронная сеть обучена с использованием обучающего набора и имела память для данных. Данные тестового набора использовались для проверки точности предсказания модели. Далее для прогнозирования данных каждой выборки в тестовом наборе использованы кроссплоты (поля корреляции), построенные на основе фактической проницаемости тестового набора и прогнозируемой, полученной различными нейронными сетями, для проверки точности модели (рисунок 2.46).



Нейронная сеть BP



Сверточная нейронная сеть

Рисунок 2.46 – Поля корреляции между модельными и фактическими значениями проницаемости

На следующем этапе для более точного описания ошибки каждой точки построена диаграмма относительного отклонения путем вычисления относительной ошибки всех выборочных данных в тестовом наборе (рисунок 2.47).

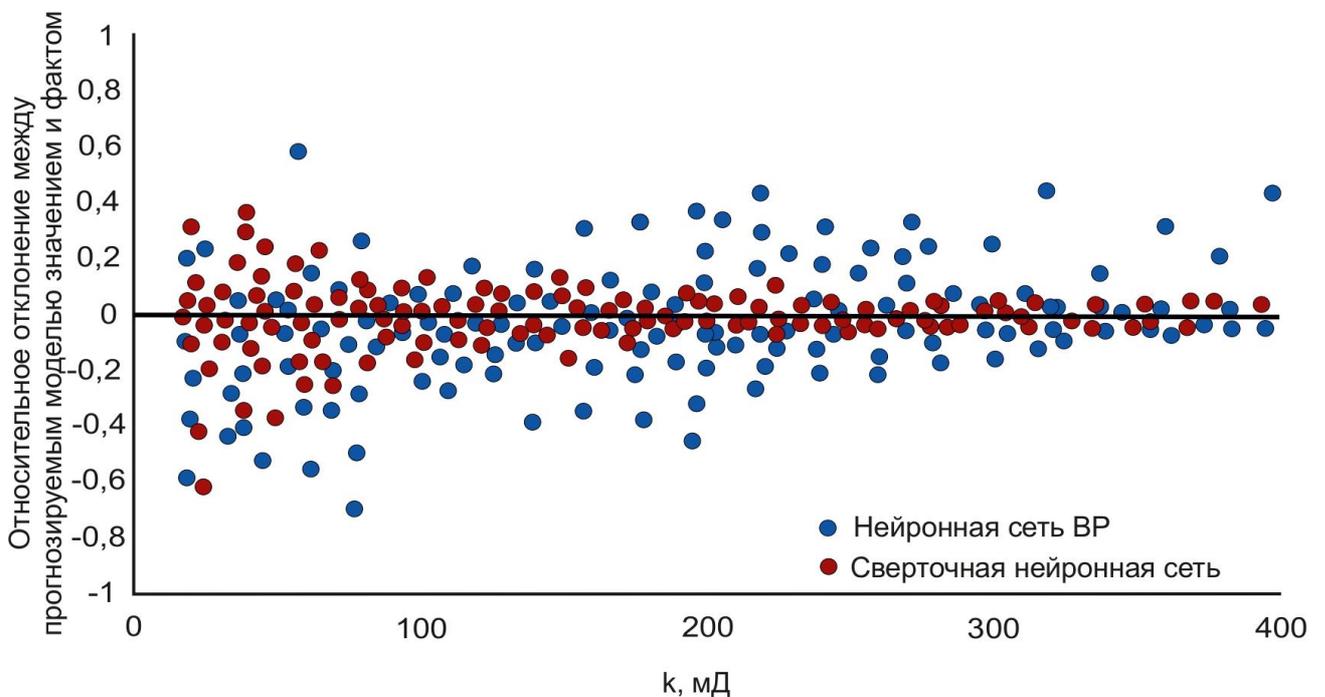


Рисунок 2.47 – Диаграмма относительной ошибки между прогнозируемой проницаемостью нейронной сети и фактическими значениями в тестовом наборе

Диаграмма, представленная на рисунке 2.47, представляет собой график относительных отклонений, где абсцисса - проницаемость образца, а ордината - относительное отклонение между предсказанным моделью значением и образцами. Синяя пунктирная линия указывает на ситуацию, когда прогнозируемое значение точно равно выборкам. Для сверточной нейронной сети относительное отклонение большинства прогнозируемых значений составляет менее 18%, в основном сосредоточено вблизи синей линии, что обеспечивает высокую точность предсказания. Кроме того, с увеличением проницаемости постепенно уменьшается и относительная погрешность сверточной нейронной сети. Нейронная сеть ВР показывает более высокие отклонения как в условиях низкой, так и в высокой проницаемости. Результаты статических параметров представлены в таблице 2.31.

Таблица 2.31 – Результаты анализа ошибок для различных нейронных сетей

Метод	Среднее абсолютное относительное отклонение, %	Среднеквадратическая ошибка (S_0), мД	Время расчета, сек
Нейронная сеть (LSTM) с долгой краткосрочной памятью	45,8	43,7	1,0
Нейронная сеть (ВР) с обратным распространением	15,6	18,5	1,0
Сверточная нейронная сеть	10,4	10,2	1,0

Контраст проницаемости

Контраст проницаемости описывает отношение максимального значения к минимальному значению вертикальной проницаемости пласта, что имеет большое значение для разработки нефтяных месторождений.

На рисунке 2.48 представлен кроссплот контраста проницаемости, полученной сверточной нейронной сетью. Результаты, представленные на рисунке, свидетельствуют о высоких характеристиках модели сверточной нейронной сети при прогнозировании проницаемости.

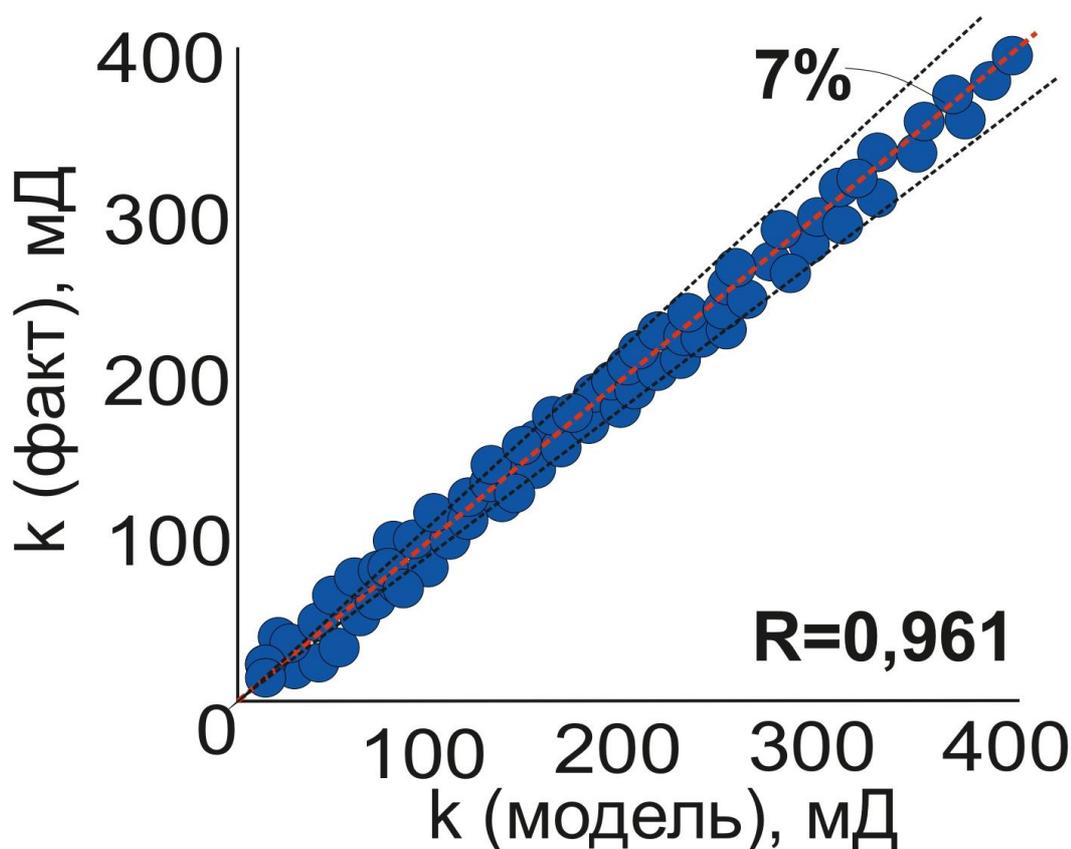


Рисунок 2.48 – Кроссплот контраста проницаемости

Таким образом, применены 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 точным и надежным для оценки значений проницаемости является метод сверточной нейронной сети (Рисунок 2.49) с ошибкой 10,2 мД (кросс-плоты между фактическими и рассчитанными значениями проницаемости

свидетельствуют о тесной корреляционной связи между показателями на всем диапазоне моделирования).

Методика верификации результатов гидродинамических исследований скважин реализована в качестве отдельного модуля в составе модульного сервиса автоматизации процессов контроля разработки нефтяных месторождений «Data Stream Analytics» (рисунок 2.50), применяемого в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми для решения соответствующих задач, что подтверждено соответствующими Актами о внедрении. Преимуществом данного модуля является простота и оперативность практического применения. На данный модуль получено свидетельство ПрЭВМ №2023614401.

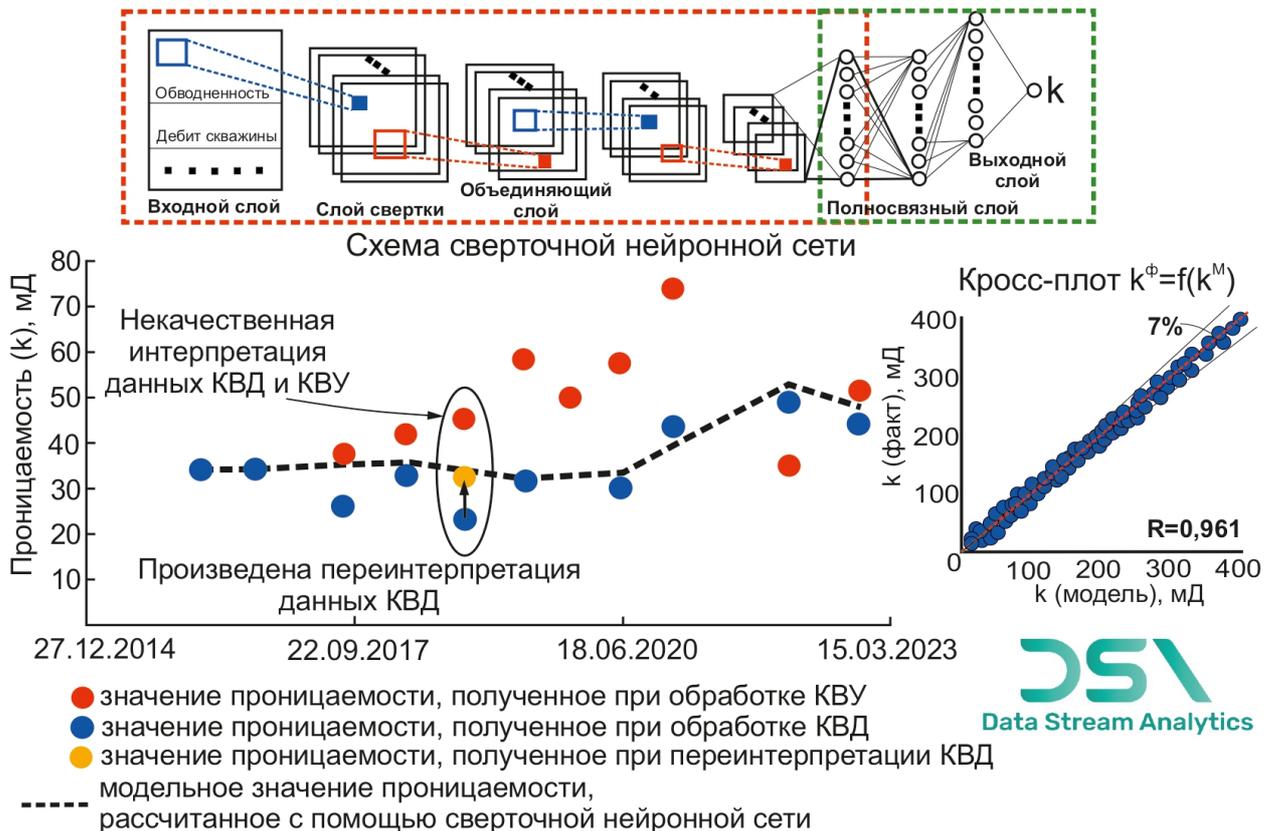


Рисунок 2.49 – Результаты верификации значений проницаемости с использованием методов машинного обучения

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, и использовать их для обучения методов машинного обучения, позволяющих автоматически верифицировать значения проницаемости сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

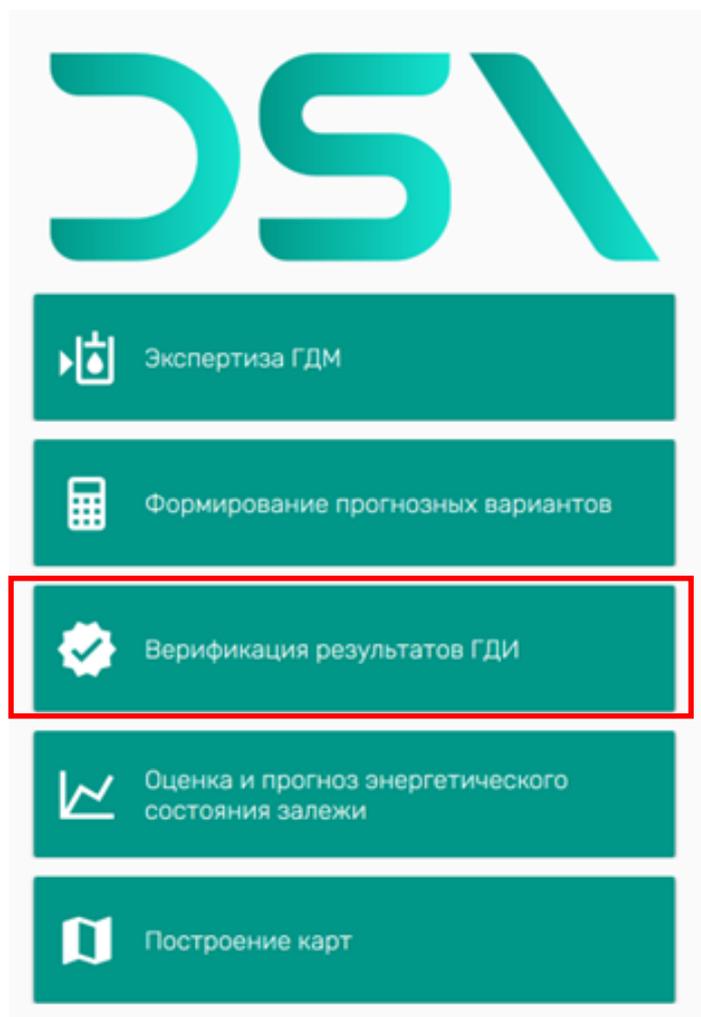


Рисунок 2.50 – Интерфейс программного комплекса «Data Stream Analytics»

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

Представленное во второй главе исследование направлено на решение актуальной задачи – верификации результатов гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах при реализации различных технологий их проведения.

Предлагаемый подход основан на применении адресно разработанных многомерных математических моделей. Построение самих моделей основано на обработке цифровых массивов значительного объема – баз данных

производственных предприятий, включающих результаты многочисленных промысловых исследований скважин за всю историю их эксплуатации. Отличительными особенностями построенных моделей является отсутствие затруднений в практическом определении входных параметров и простота математических вычислений. 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 при обосновании способа интерпретации материалов исследований, выбора программных продуктов и используемых моделей.

Научной новизной выполненного исследования является установление для рассмотренных объектов разработки индивидуальных закономерностей притока нефти, выделение основных факторов, определяющих дебиты скважин в терригенных и карбонатных коллекторах месторождений Пермского края:

- полученные для трех объектов разработки уравнения весьма отличаются друг от друга по набору включенных параметров, что подтверждает специфичность и индивидуальность геолого-физических условий выработки их запасов;

- на первых позициях в уравнениях дебитов, построенных для карбонатных отложений и башкирско-серпуховского, и турнейско-фаменского возрастов, включено забойное давление, то есть забойное давление является параметром, формирующим дебит скважин в указанных коллекторах. Данная закономерность подтверждает известную гипотезу о влиянии величины забойного давления на продуктивные характеристики карбонатных коллекторов по причине их вероятной деформации в призабойной зоне. Данный вывод указывает на целесообразность всестороннего обоснования режимов эксплуатации скважин в указанных условиях;

- параметр, характеризующий состояние пласта в призабойной зоне – скин-фактор, включен только в модель для терригенных тульско-бобриковских отложений. Данный вывод подтверждает предположение о том, что изменение

(особенно ухудшение) проницаемости в призабойной зоне – явление, наиболее характерное именно для терригенных отложений. В практике интерпретации ГДИС известно, что диапазон изменения скин-факторов для терригенных коллекторов существенно более широкий, чем для карбонатных;

- газовый фактор и давление насыщения нефти газом – параметры, характеризующие процесс разгазирования нефти, – включены только в модель для турнейско-фаменских отложений, что логично объясняется максимальными для региона значениями газонасыщенности пластовой нефти в указанных отложениях.

Следует отметить, что многомерные модели дебитов, построенные в главах 1 и 2 настоящей диссертационной работы, отличаются целевым назначением и, как следствие, перечнем входных параметров. Прогноз дебитов скважин с использованием построенных в главах 1 и 2 моделей не является их главной задачей, но при необходимости может быть выполнен с достаточно высокой степенью достоверности.

Таким образом, использование эффективного математического инструмента – многомерного статистического моделирования, позволило не только предложить оригинальное решение практической задачи верификации результатов ГДИС, но и получить результаты, значимые для теории разработки месторождений углеводородов – выявить ключевые факторы в уравнениях дебитов, связанные с закономерностями выработки запасов в индивидуальных геолого-физических условиях месторождений Пермского края.

Результаты интерпретации ГДИС являются ключевой информацией при проектировании, контроле и регулировании разработки месторождений. Наличие их достоверных значений позволяет изучать геологическое строение залежи, осуществлять мониторинг энергетического состояния месторождения, обосновывать и контролировать эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) и решать широкий спектр других промысловых задач.

ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

3.1. Обзор предшествующих исследований и введение в проблематику

В карбонатных коллекторах содержится около 50 % мировой нефти, данный тип пород сложен ввиду своей неоднородности в масштабе пор, что существенно влияет на определение его фильтрационных свойств [21, 49, 153, 156, 187, 191, 228]. Сложные типы пор в карбонатных коллекторах являются результатом геологическим процессов во времени и после формирования горной породы. Широкий диапазон пористости и проницаемости в карбонатных коллекторах зависит от осадконакопления, диагенетических процессов и структурных модификаций [12, 71, 152, 244]. Разработка карбонатных коллекторов является довольно сложной задачей по сравнению с терригенным типом горных пород из-за литологической неоднородности и сложного строения пустотного пространства [104, 212, 222, 235, 251]. Например, фильтрационные свойства коллектора существенно влияют на подсчет запасов нефти, прогнозирование дебитов добывающих скважин и в значительной степени отражают уровень продуктивности коллектора [24, 57, 98, 116]. Карбонатные породы разнообразны, поэтому достаточно сложно предсказать весь спектр структур и литологий с помощью единой эмпирической формулы [250]. В связи с этим весь объем данных необходимо дифференцировать на различные подгруппы, каждая из которых будет иметь свою специальную формулу, связывающая пористость и проницаемость [214]. В карбонатных породах часто встречаются образцы с одинаковой пористостью, но заметно отличающейся проницаемостью. Точное знание влияния неоднородности на механизмы фильтрации имеет особое значение для эффективной разработки и описания коллектора, но изучение взаимодействия физических процессов переноса через сложные структуры порового пространства до конца не изучено [37, 194, 216].

При анализе трещиноватых карбонатных плотных массивных горных пород установлено, что фильтрационное поведение в первую очередь определяется существующими трещинами, а не матрицей горной породы. В процессе разработки низкопроницаемых сложнопостроенных карбонатных коллекторов именно трещины являются основными путями фильтрации углеводородов, а анизотропия проницаемости – доминирующим фактором, который влияет на направление потока флюидов [266]. Сложность разработки карбонатных трещиноватых коллекторов заключается в распространении и степени развития трещин в горной породе, а также в анализе и оценке анизотропии проницаемости [142, 248, 268]. Многие ученые в свои работы [6, 35, 44, 88, 136, 150, 158, 161, 287] указывают на существенную дифференциацию значений проницаемости в различных направлениях и ее влияние на производительность скважин и в целом на выработку запасов нефти. Особо стоит отметить, что анизотропия проницаемости в значительной мере влияет на распространение искусственных трещин, образованных при проведении гидравлического разрыва пласта, который нашел большое практическое применение для коммерческой добычи углеводородов в низкопроницаемых коллекторах [197, 263]. Существует риск конусообразования из-за увеличения проницаемости (наличие трещин) в вертикальном направлении. Эффективность системы поддержания пластового давления (ППД) в трещиноватых карбонатных коллекторах напрямую связана с анизотропией проницаемости. При применении циклического заводнения анизотропия проницаемости влияет на время полуцикла и технологическую эффективность всего мероприятия [10, 138].

На рассматриваемых в первой главе диссертационной работы карбонатных турнейско-фаменских отложениях нефтяных месторождений Пермского края значительным комплексом проведенных лабораторных [89, 137], геофизических, промыслово-геофизических [134, 135, 143] и гидродинамических исследований скважин [84, 164] подтверждено наличие трещиноватости и кавернозности горных пород (рисунок 3.1) [86, 101, 108].

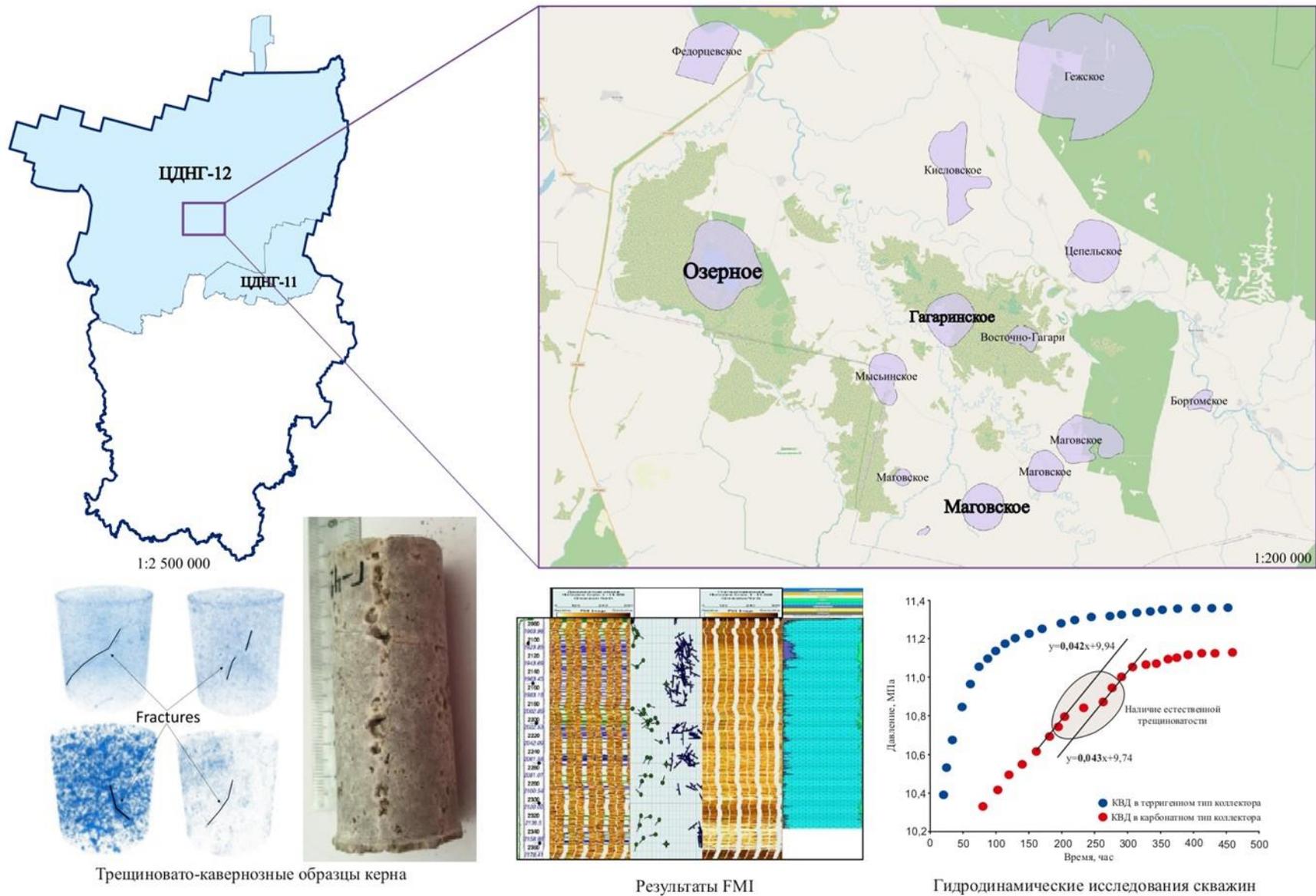


Рисунок 3.1 – Методы, подтверждающие наличие трещиноватости карбонатных горных пород рассматриваемых месторождений

Многие ученые сосредотачивают свое внимание на изучении и определении анизотропии проницаемости в трещиноватых карбонатных горных породах [175, 245, 306]. Экспериментальные исследования горных пород подтвердили наличие вертикальной проницаемости и ее существенное влияние на производительность скважин месторождений Западного Канадского осадочного бассейна, где значение анизотропии проницаемости обычно варьируется от 3 до 4 [261]; для месторождений бассейна реки Хорн в северо-восточной части Британской Колумбии – до 20–70 [203]; для нефтяного месторождения Дингбиан, бассейн Ордос, Центральный Китай, – до 5–15 [271, 286]. Значительный разброс значений проницаемости обусловлен пористостью, распределением пор по размерам, микротрещинами и эффективным давлением.

Проницаемость пласта в различных направлениях является ключевым параметром из характеристик коллектора, которая контролирует требования, касающиеся заканчивания скважин, интенсификации скважин и управления пластом [85]. Кондиционные и достоверные фильтрационно-емкостные характеристики трещиноватых сложнопостроенных карбонатных коллекторов позволяют в последующем на более качественном уровне модифицировать действующие геолого-гидродинамических модели (ГГДМ) [10, 51, 75, 93, 105, 113, 120, 167], которые позволяют более обоснованно планировать и регулировать процессы разработки и осуществлять выбор оптимальных, с точки зрения технологической и экономической эффективности, геолого-технических мероприятий (ГТМ) и методов повышения нефтеотдачи пласта (ПНП). На сегодняшний день при создании ГГДМ сложнопостроенных карбонатных коллекторов выделяется одна актуальная проблема, связанная с неучетом вертикальной составляющей проницаемости пластов (в большинстве случаев принимается равной нулю). Стоит отметить, что вертикальная проницаемость отмечается даже в самых низкопроницаемых пластах аргиллитов, по которым в лабораторных исследованиях проницаемость практически была равна нулю, может быть развита трещиноватость, а если существует еще и линзовидность напластования, то по всему резервуару вертикальную проницаемость принимать

равной нулю неверно. Особое значение знание вертикальной проницаемости в условиях сложнопостроенного карбонатного коллектора имеет при активной роли пластовых вод. Добыча нефти может быть высокой на протяжении некоторого периода времени, но затем снизиться при появлении конуса подошвенной воды, который часто образуется при форсированной и нерациональной выработке запасов и необоснованных технологических режимах добывающих скважин. Процесс образования конусов протекает намного интенсивнее в трещинных коллекторах, имеющих вертикальные трещины, так как именно они простираются далеко вниз в подстилающие пласты, образуя пути для создания конусов воды [130].

Проницаемость пласта в различных направлениях может быть получена из обработки данных следующих исследований: испытаний скважин и пластов [45, 234], каротажных диаграмм [5, 47, 73, 147] и образцов керна горных пород [1, 55, 66, 67, 95, 148].

Среди представленных методов лабораторные исследования керна являются эффективным и точным способом получения значений проницаемости и понимания естественных неоднородностей [16, 40, 50, 300]. Однако трудно получить геометрию и морфологию пор, а также распределение фильтрационных потоков прямыми экспериментальными методами [18, 63, 228]. Особенно стоит отметить, что образцы керна не покрывают весь нефтяной резервуар. Также данным методом можно получить только значение осевой (латеральной) проницаемости, а две другие проницаемости по направлениям редко можно измерить напрямую, если не использовать специальные методы и инструменты [75, 125, 274]. Для более полного измерения проницаемости используются две перпендикулярные керновые колонки, одна из которых берется в горизонтальном направлении или параллельно напластованию, которая используется для измерения горизонтальной проницаемости (k_r), а другая – для измерения вертикальной проницаемости (k_v), что, несомненно, увеличивает стоимость измерений [74].

На сегодняшний день предпринято несколько попыток соотнести проницаемость с пористостью по данным изучения образцов керна горных пород.

Самая простая модель, которая широко используется – это модель Kozeny – Carman [201, 242]. Для оценки проницаемости и описания коллектора через гидравлический радиус поровых каналов предложил Amaefule. Размер и форма зерен, слагающих породу-коллектор, напрямую влияют на проницаемость, и Amaefule установлена связь между проницаемостью и средним гидравлическим радиусом [213]. Модель, разработанная Osisanya, учитывает корреляцию между проницаемостью и пористостью, но игнорирует анизотропные свойства коллектора [259]. В своих работах Zahaf и Tiab [305] исследовали и получили взаимосвязь определения вертикальной проницаемости через горизонтальную проницаемость керна. В своих трудах Iheanacho [231] описывает полученную модель, которая объединяет в себе значения вертикальной и горизонтальной проницаемости для глинистых песчаников. Описанные модели представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Модели определения вертикальной проницаемости

№ п/п	Модель	Зависимость
1	Kozeny – Carman	$k_B = a \left[\frac{K_{\text{пор}}^3}{(1 - K_{\text{пор}}^2)} \right]^b$
2	Amaefule	$R = \sqrt{\frac{k_G}{K_{\text{пор}}}} \rightarrow k_B = f(R)$
3	Zahaf	$k_B = a \left(\sqrt{\frac{k_G}{K_{\text{пор}}}} \right)^b$
4	Iheanacho	$k_B = a \left(\sqrt{k_G \cdot K_{\text{пор}}} \right)^b$

Примечание: a и b – коэффициенты, которые определяются для конкретных геолого-физических условий; k_B и k_G – вертикальная и горизонтальная составляющие проницаемости; $K_{\text{пор}}$ – пористость образца керна; R – средний гидравлический радиус.

Используя представленные в таблице 3.1 эмпирические формулы, получены зависимости вертикальной проницаемости от горизонтальной для терригенных и карбонатных отложений нефтяных месторождений (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Эмпирические зависимости оценки вертикальной проницаемости

Объект	Зависимость	r
Терригенный (визейские отложения)	$k_v = 6,484 \cdot \left(\sqrt{\frac{k_r}{K_{пор}}} \right)^{2,242}$	0,737
Карбонатный (башкирские отложения)	$k_v = 61,259 \cdot \left(\sqrt{\frac{k_r}{K_{пор}}} \right)^{1,69}$	0,619
Карбонатный (турнейско-фаменские отложения)	$k_v = 47,659 \cdot \left(\sqrt{\frac{k_r}{K_{пор}}} \right)^{1,77}$	0,471

По результатам проведенных лабораторных исследований ориентированных образцов керна, отобранных из скважин, эксплуатирующих визейские терригенные, башкирские и турнейско-фаменские карбонатные отложения нефтяных месторождений Верхнего Прикамья, получена зависимость между вертикальной и горизонтальной проницаемостью (рисунок 3.2). Представленные на рисунке 3.2 результаты демонстрируют минимальную анизотропию проницаемости в терригенных отложениях и существенную в карбонатных, что также подтверждается данными, представленными в таблице 3.2, особенно стоит обратить внимание на сведения о турнейско-фаменских отложениях ($r = 0,394$).

В последние годы цифровая физика горных пород, основанная на методах компьютерной томографии, развивается быстрыми темпами и постепенно стала играть важную роль в изучении петрофизических свойств [8, 232, 270]. При использовании метода численного моделирования учитывается влияние микроструктур на фильтрационные свойства породы-коллектора, что устраняет недостатки традиционного физического эксперимента. Фактически трехмерные геометрические структуры пор в породах-коллекторах могут быть четко зафиксированы и визуализированы (рисунок 3.2) [289, 290, 293]. Объемные изображения образцов горных пород могут обеспечить лучшее представление

и понимание того, как связаны поры, что способствует лучшему расчету свойств породы.

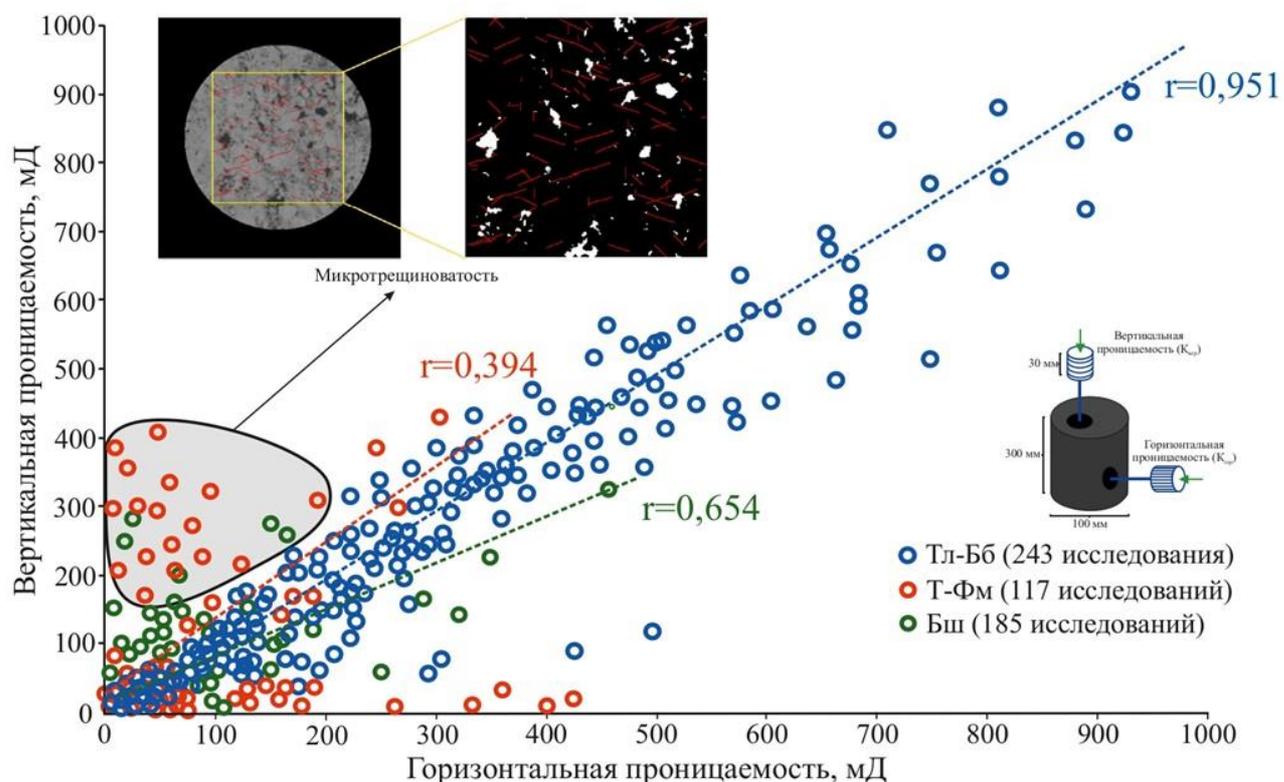


Рисунок 3.2 – Сопоставление вертикальной и горизонтальной проницаемостей в терригенных и карбонатных отложениях нефтяных месторождений Верхнего Прикамья

На сегодняшний день для прогнозирования проницаемости используются три наиболее распространенных метода, основанные на расчетах вычислительной гидродинамики, такие как уравнение Навье – Стокса, моделирование поровой сети, и решеточный метод Больцмана. Таким образом, для лучшего понимания неоднородности и расчета фильтрационных свойств образцов карбонатной породы можно использовать некоторые методы компьютерной томографии. К сожалению, такие методы ограничены разрешением и неизбежно проявляют размытость изображения. При моделировании цифровой модели горной породы с целью изучения фильтрации жидкости в крупном масштабе (например, размеры изображений более $300 \times 300 \times 300$ вокселей) значительно растут вычислительные затраты [215]. Для моделирования данной цифровой модели требуется не менее шести часов.

В работах [236, 237, 264] представлено сравнение значений проницаемости в различных направлениях, полученных по данным испытаний скважин (испытаний пласта на кабеле и вертикального гидропрослушивания [220]) и с помощью классических методов (исследование ориентированных керновых образцов, интерпретации данных геофизических исследований скважин), из которого установлено, что значения проницаемости, определенные различными методами, не коррелируют друг с другом.

В работах [281, 282] представлена технология Umbrella deconstruction – этот метод является лидером в устранении противоречия между разрешением и масштабом наблюдения коллектора в двухмерном пространстве (дает детальное понимание развития, структуры и размера поровых каналов во всех направлениях). Однако этот метод применяется только для изучения анизотропии терригенных горных пород, но совершенно не подходит для карбонатных резервуаров.

Существующие на сегодняшний день лабораторные и промысловые методы определения и оценки вертикальной составляющей проницаемости горных пород характеризуются определенным набором достоинств и недостатков, которые обозначены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Методы оценки вертикальной составляющей проницаемости горных пород

Метод	Способ определения	Достоинства	Недостатки
Геофизические исследования скважин (ГИС)	Боковой каротаж сканирующий (БКС)	Выявляет наличие трещиноватости (субвертикальных трещин) при показателе анизотропии более 1,3	Оценивается анизотропия электропроводности при условии относительно низкоомного разреза (водонасыщенные интервалы до 100 Ом·м, нефтенасыщенные до 500 Ом·м)
	Волновой акустический каротаж (ВАК)	О наличии трещиноватости позволяют судить физико-механические свойства (ФМС) горных пород	Оценивается акустическая анизотропия горных пород (на качественном уровне) [106, 182, 190, 257, 265]

Метод	Способ определения	Достоинства	Недостатки
Исследования образцов горных пород (керна)	Изучение ориентированного керна	Количественное определение значений проницаемости вдоль направлений X, Y, Z	Локальность определения значений проницаемости. Оценка значения анизотропии проницаемости горных пород только в начальный период эксплуатации скважины. Значительные экономические затраты и единичность скважин, в которых осуществляет отбор ориентированного керна [169]
	Цифровое моделирование керна	Изучение изменения петрофизических свойств вдоль направлений X, Y, Z	Ограниченность разрешения и проявление размытости изображения. Все три метода показывают разные характеристики в процессе моделирования проницаемости, результаты расчетов различаются
Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)	Интерпретация кривой восстановления давления (уровня)	КВД/КВУ входит в стандартный обязательный комплекс исследований. Возможность количественно определить параметр анизотропии. Значительный охват по площади зоны дренирования скважины [205]	Рекомендуется использование высокочувствительных глубинных манометров/ТМС
	Специальные исследования скважин на кабеле (MDT и CHDT)	Позволяет довольно оперативно оценить коэффициент анизотропии проницаемости исследуемого интервала. Возможна оценка анизотропии как в открытом, так и в обсаженном стволе скважин	Дороговизна. Небольшой охват по площади зоны дренирования
Специальные методы исследования пластов [13, 39, 64, 279]	Гидропрослушивание пластов и трассирование меченых веществ	На количественном уровне определение анизотропии проницаемости горных пород. Значительный охват по площади исследованиями	Значительная продолжительность исследований, что в свою очередь, ведет к высоким экономическим вложениям в проект. Для проведения трассерных исследований на объекте должна быть значительная обводненность продукции скважин

Отсутствие эффективных лабораторных и полевых испытаний, не требующих значительных капитальных затрат и позволяющих на любой момент времени определить значение вертикальной проницаемости, препятствует оценке анизотропии горных пород как стандартной части фильтрационной характеристики массивных карбонатных залежей. Эта нехватка возможностей для определения параметра анизотропии проницаемости оказывает влияние на понимание миграции флюидов в продуктивном горизонте, определение путей фильтрации пластовых вод, эффективности проводимых мероприятий, связанных с повышением нефтеотдачи пластов и интенсификацией добычи скважин, а также на достоверность построения геолого-гидродинамических моделей.

Многие ученые в своих работах [7, 15, 30, 78, 92, 115, 170, 189, 210, 258, 292] отмечают, что в последнее время гидродинамические исследования скважин позволяют решить значительный круг производственных задач. Это связано с появлением высокоточной измерительной техники и программного обеспечения, основанного на использовании базы численных и аналитических решений для различных моделей пласта и скважины. Особое внимание следует уделять интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (КВД/КВУ) как наиболее распространенному методу контроля за разработкой нефтяных месторождений, позволяющему решать огромный круг производственных и научных задач. Далее рассмотрена разработанная методика определения вертикальной проницаемости (параметра анизотропии проницаемости) по данным гидродинамических исследований скважин методами кривой восстановления давления/уровня.

3.2. Методика определения вертикальной проницаемости пласта в сложнопостроенных карбонатных коллекторах

В низкопроницаемом карбонатном коллекторе работающую толщину нельзя уверенно принимать как проницаемую часть разреза, которая входит в интервал перфорации. При наличии исследований по расходомерии и дебитомерии использовался интервал притока/поглощения, вошедший в интервал перфорации в отсутствие заколонных циркуляций и нарушений

интервала перфорации (рисунок 3.4), данное значение использовалось в дальнейших расчетах.

Результаты:

Проведены исследования в интервалах: 1450.0-2143.4 м (1/500),
1908.0-2009.8, 1995.0-2149.0 м (1/200).

1. Глубина прохождения прибора до свабиrowания (до и после промывки)-2009.8 м.
Текущий забой до свабиrowания – 2149.0 м.
Глубина прохождения прибора после свабиrowания – 2143.4 м.
Глубина спуска НКТ – 2031.7 м, пакера – 2018.6-2021.3 м.
2. Свабиrowанием уровень жидкости в скважине понижен с 1305 до 1435 м (бланк свабиrowания). Отобрано 72.0 м³ жидкости, в конце на выходе вода+газ+нефть.
Давление на гл. 2127.0 м снижено с 72.5 атм (фон) до 54.4 атм. ($\Delta P=18.1$ атм.).
3. Жидкость в скважину поступает из следующих интервалов (по данным ВЛ, РИ, ТИ, ВТ):

Интервалы перфорации, м	Интервал притока, м	Рзаб, атм.	Температура, °С	Тип флюида
		середина интервала		
После свабиrowания (21:10 18.04.2017 г)				
2072.0-2085.0	2072.0-2074.0	49.1	30.44	вода+нефть
	2083.0-2084.0	50.2	30.60	вода+нефть
2090.0-2096.0	2090.0-2091.0	50.8	30.68	вода+нефть
2114.0-2118.0	2116.0-2118.0	53.4	30.83	вода+нефть
2120.0-2127.0	2123.3-2127.0	54.2	30.95	вода+нефть

Рисунок 3.4 – Фрагмент заключения по определению профиля притока при освоении скважины свабиrowанием

В отсутствии данных по результатам глубинной дебитометрии (РГД) работающая толщина принималась как проницаемая часть пласта, вошедшая в интервал перфорации. Динамическая вязкость пластового флюида (жидкости) с объемным содержанием более 5% воды рассчитывалась как эффективная вязкость. Поскольку вязкость жидкости может быть в разы выше вязкости чистой пластовой нефти.

Подробное описание разработанной методики рассмотрено на примере двух скважин и заключается в последовательной реализации следующих этапов:

Пример 1

1. На скважине 405 Гагаринского месторождения снята кривая восстановления давления, представленная на рисунке 3.5. Данная исходная кривая восстановления давления перестраивается в координатах « $P_{заб}(t)-\lg(t)$ »

(рисунок 3.6, а). Рассматривается конечная часть КВД – выделяется конечный участок и определяется уклон β , для текущего примера $\beta = 5,3443$ МПа/лг с.

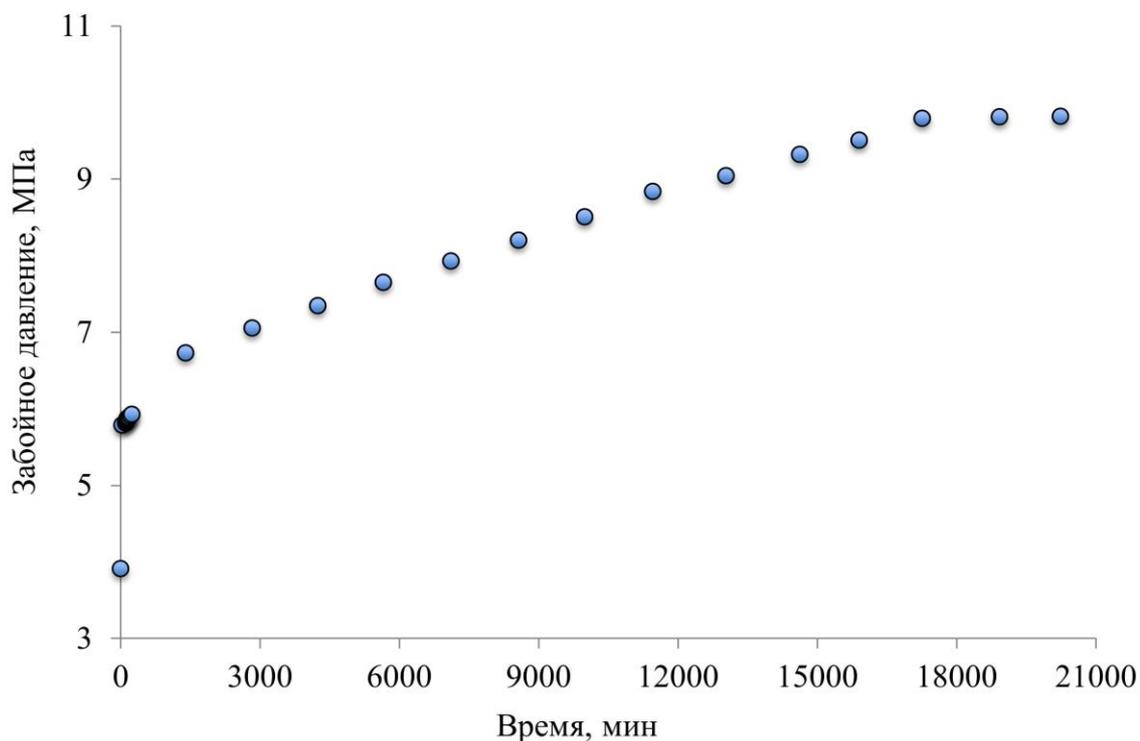


Рисунок 3.5 – Кривая восстановления давления скв. 405 Гагаринского месторождения

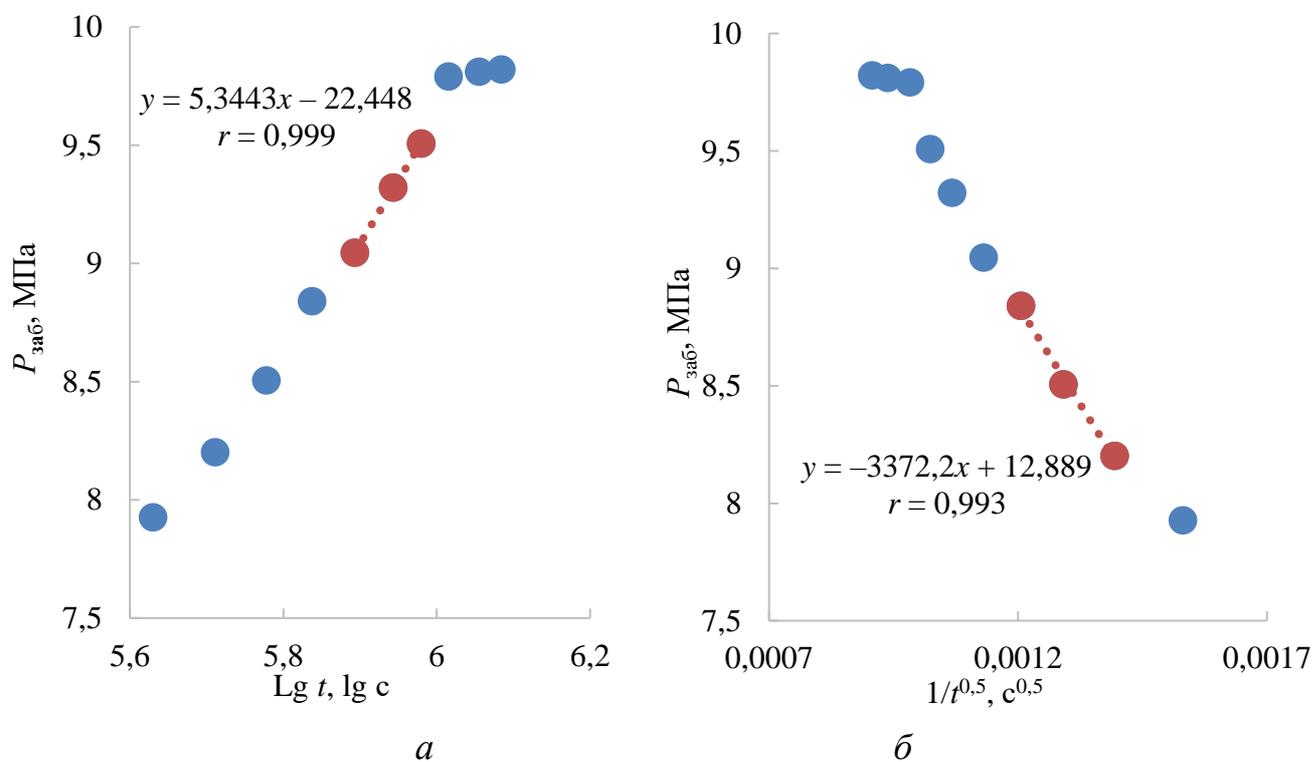


Рисунок 3.6 – Кривая восстановления давления, перестроенная в координатах:
а – « $P_{заб}(t) - \lg(t)$ »; б – « $P_{заб}(t) - 1/t^{0,5}$ »

2. Также исходная КВД строится в координатах « $P_{заб}(t) - 1/t^{0,5}$ » (рисунок 3.6, б). На КВД, построенной в координатах « $P_{заб}(t) - 1/t^{0,5}$ », выделяется прямолинейный участок так, чтобы время, соответствующее его окончанию, было меньше, чем время, соответствующее началу прямолинейного участка в координатах « $P_{заб}(t) - \lg(t)$ », и определяется уклон участка σ . В данном примере обозначен участок с параметрами: $t = 687840$ с, $\sigma = 3372,2$ МПа \cdot с $^{-0,5}$.

3. Из известных величин: вскрытой (работающей) толщины $h_{вс}$, σ и β и координаты последней точки прямой, построенной в координатах « $P_{заб}(t) - 1/t^{0,5}$ », определяется общая толщина пласта:

$$h = \frac{h_{вс}}{\left(1 - \frac{\beta \cdot \sqrt{1,5 \cdot t}}{2,09 \cdot \sigma}\right)} = \frac{18,3}{\left(1 - \frac{5,3443 \cdot \sqrt{1,5 \cdot 687840}}{2,09 \cdot 3372,2}\right)} = 79,64 \text{ м} \quad (3.1)$$

4. Далее определяется значение вертикальной проницаемости ($k_{в}$):

$$k_{в} = \frac{0,229 \cdot K_{пор} \cdot \mu \cdot h \cdot \beta}{P_{пл} \cdot \sigma} = \frac{0,229 \cdot 0,11 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} \cdot 79,64 \cdot 5,3443}{9,85 \cdot 10^6 \cdot 3372,2} = 374,44 \text{ мД} \quad (3.2)$$

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

5. Зная значение вертикальной проницаемости, вычисляется вертикальная пьезопроводность:

$$\alpha_{в} = \frac{P_{пл} \cdot k_{в}}{\mu \cdot K_{пор}} = \frac{9,85 \cdot 10^6 \cdot 374,44 \cdot 10^{-15}}{1,16 \cdot 10^{-3} \cdot 0,11} = 0,0289 \text{ м}^2/\text{с} \quad (3.3)$$

6. Зная значение вертикальной пьезопроводности, вычисляется горизонтальная проницаемость ($k_{г}$):

$$k_{г} = \frac{Q \cdot T_{пл} \cdot \mu}{\pi \cdot \sigma \cdot \sqrt{3,3 \cdot \alpha_{в}}} = \frac{36,45 \cdot 10^{-5} \cdot 306 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 3372,2 \cdot 10^6 \cdot \sqrt{3,3 \cdot 0,0289}} = 39,55 \text{ мД} \quad (3.4)$$

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

7. На заключительном этапе рассчитывается параметр анизотропии проницаемости:

$$v = \frac{k_B}{k_r} = \frac{374,44 \cdot 10^{-15}}{39,55 \cdot 10^{-15}} = 9,46 \quad (3.5)$$

Пример 2

На скважине 431 Озерного месторождения снята кривая восстановления давления, представленная на рисунке 3.7. Исходная кривая восстановления давления, перестроенная в координатах « $P_{заб}(t) - \lg(t)$ », представлена на рисунке 3.8, а, в координатах « $P_{заб}(t) - 1/t^{0,5}$ » – на рисунке 3.8, б.

$$h = \frac{h_{вс}}{\left(1 - \frac{\beta \cdot \sqrt{1,5 \cdot t}}{2,09 \cdot \sigma}\right)} = \frac{23,5}{\left(1 - \frac{3,465 \cdot \sqrt{1,5 \cdot 1114140}}{2,09 \cdot 3795,8}\right)} = 53,99 \text{ м,}$$

$$k_B = \frac{0,229 \cdot K_{пор} \cdot \mu \cdot h \cdot \beta}{P_{пл} \cdot \sigma} = \frac{0,229 \cdot 0,1 \cdot 4,11 \cdot 10^{-3} \cdot 53,99 \cdot 3,465}{8,56 \cdot 10^6 \cdot 3795,8} = 542,09 \text{ мД,}$$

$$\alpha_B = \frac{P_{пл} \cdot k_B}{\mu \cdot K_{пор}} = \frac{8,56 \cdot 10^6 \cdot 542,09 \cdot 10^{-15}}{4,11 \cdot 10^{-3} \cdot 0,10} = 0,0112 \text{ м}^2/\text{с,}$$

$$k_r = \frac{Q \cdot T_{пл} \cdot \mu}{\pi \cdot \sigma \cdot \sqrt{3,3 \cdot \alpha_B}} = \frac{8,45 \cdot 10^{-5} \cdot 306 \cdot 4,11 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 3795,8 \cdot 10^6 \cdot \sqrt{3,3 \cdot 0,0112}} = 46,16 \text{ мД,}$$

$$v = \frac{k_B}{k_r} = \frac{542,09 \cdot 10^{-15}}{46,16 \cdot 10^{-15}} = 11,74.$$

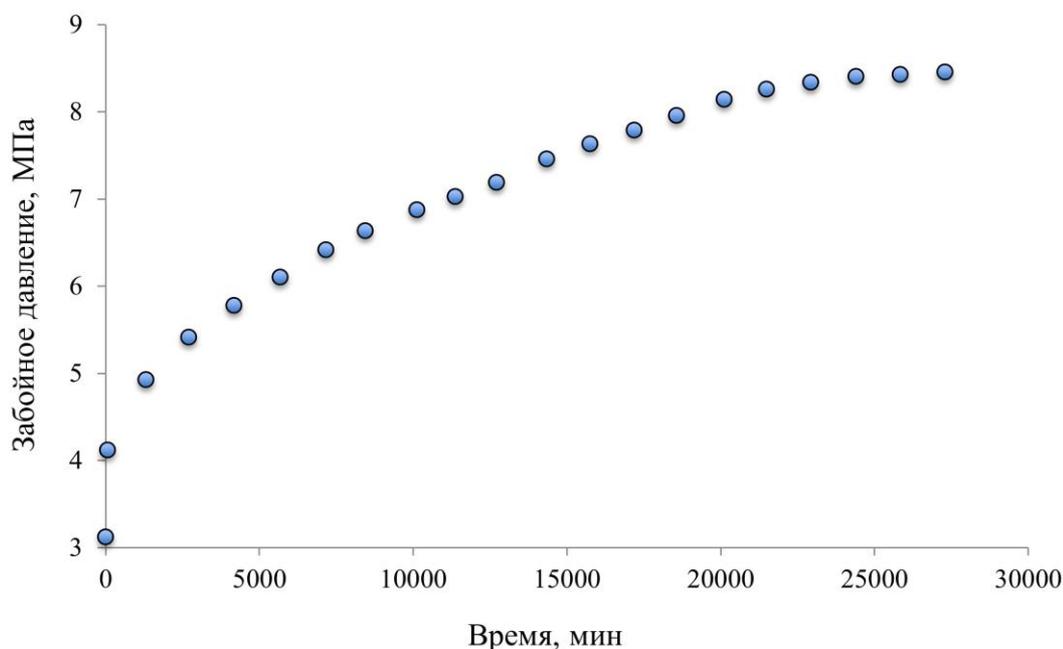


Рисунок 3.7 – Кривая восстановления давления скв. 431 Озерного месторождения

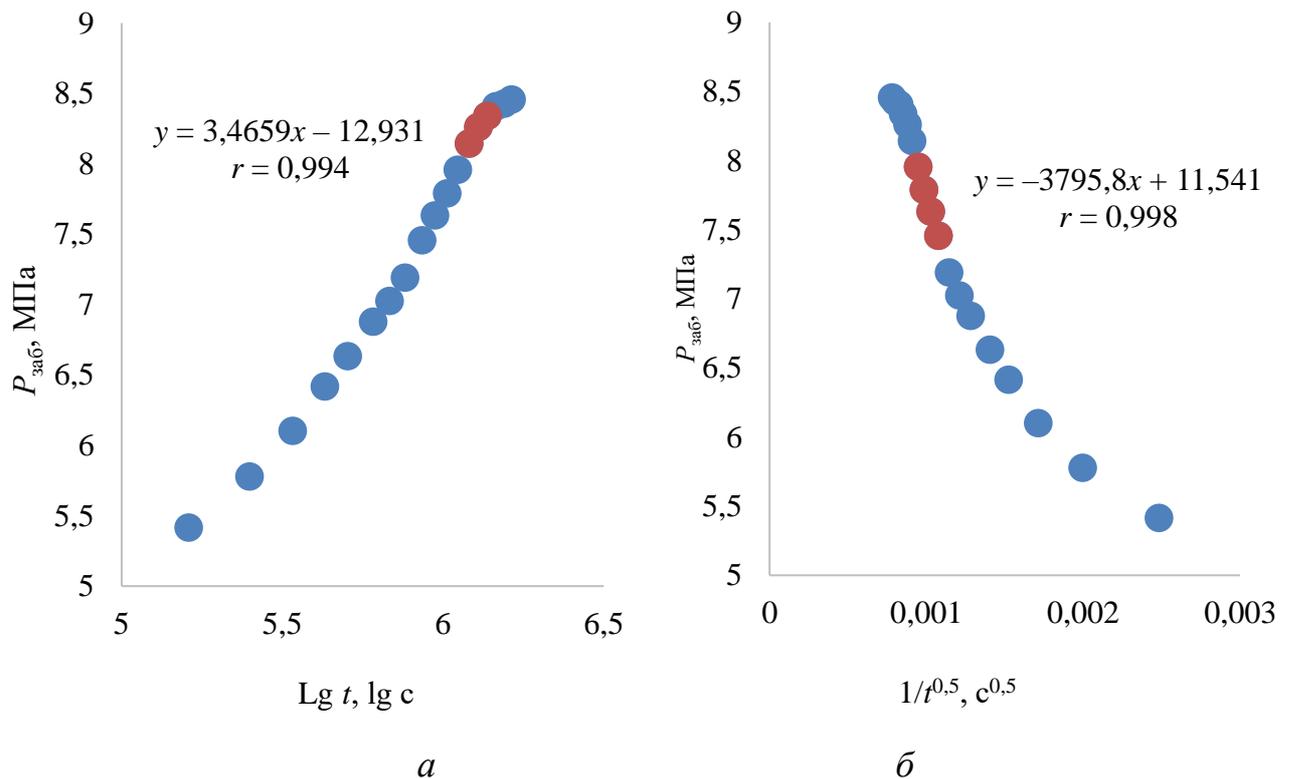


Рисунок 3.8 – Кривая восстановления давления, перестроенная в координатах:
а – « $P_{\text{заб}}(t) - \lg(t)$ »; *б* – « $P_{\text{заб}}(t) - 1/t^{0,5}$ »

Таким образом, интерпретация кривых восстановления давления (уровня) с использованием разработанной методики позволяет определять горизонтальную и вертикальную составляющие проницаемости сложнопостроенного коллектора, а также параметр анизотропии проницаемости. Несомненными преимуществами методики следует считать простоту практического применения и возможность использования при обработке не только высокоинформативных исследований, что свойственно, например, KAPPA Workstation, но и дискретных замеров в механизированных скважинах, не оборудованных глубинными измерительными приборами.

Однако необходимо учитывать, что гидродинамические исследования являются косвенным методом оценки фильтрационных параметров, ошибками может сопровождаться как процесс измерения, так и интерпретации полученных материалов. То есть все параметры, определяемые по данным ГДИ, следует верифицировать с целью достоверного применения при решении промысловых задач. Масштабному исследованию данного вопроса посвящена глава 2 настоящей работы.

Применительно к параметру анизотропии, определяемому по предложенной выше методике, верификация также является актуальной задачей, рассмотрению которой посвящен следующий раздел (3.3).

3.3. Оценка достоверности разработанной методики определения анизотропии проницаемости сложнопостроенных коллекторов

Общепринятым подходом к оценке параметров, определенных косвенным способом, является сопоставление их значений с данными непосредственных измерений (при наличии такой возможности), а также с результатами применения других известных косвенных методик.

Анизотропные пласты можно выявить по геологическим исследованиям (керновому материалу), отобранному в разных направлениях (рисунок 3.2). Данному виду исследований посвящено значительное количество отечественных и зарубежных работ [41, 100, 129, 171, 199, 207]. Качественно выполненные исследования скважин методами гидропрослушивания также позволяют на количественном уровне оценить анизотропию пласта. В иностранной литературе данный вид исследований описывается как нестационарный, и в основном его можно классифицировать как исследования скважин на интерференцию или исследования импульсным методом в вертикальном направлении [200, 218, 220, 273]. На рисунке 3.10 представлена схема проведения гидропрослушивания в вертикальном направлении – закачка ведется через верхний интервал продуктивного пласта, а измерение давления осуществляется в нижнем.

Для характеристики неоднородности коллектора компания Schlumberger [278] разработала так называемый метод MDT (специальные исследования скважин на кабеле). Использование данного метода позволяет довольно оперативно оценить коэффициент анизотропии проницаемости исследуемого интервала. Выделяются модульный динамический испытатель пластов на кабеле MDT, осуществляющий исследования в открытом стволе скважины, и динамический испытатель пластов на кабеле в обсаженной скважине (CHDT). Использование данных приборов

позволяет определить анизотропию проницаемости коллектора [3]. Однако стоит отметить, что перед исследованиями пластов испытателями на трубах не стоит задача определения радиуса дренирования и границ пласта, так как решение этих задач требует более продолжительного времени проведения исследования.

При достаточно длительных и интенсивных отборах, предшествующих регистрации КВД, а также при исследовании пластов малой мощности на кривой восстановления давления может наблюдаться радиальное течение (рисунок 3.9). В случае, если имеются как сферическая, так и радиальная проницаемости, можно оценить анизотропию проницаемости в вертикальном направлении при помощи соотношения [233]:

$$k_{\text{сф}}^3 = k_{\text{г}}^2 \cdot k_{\text{в}}$$

где $k_{\text{г}}$ – горизонтальная проницаемость; $k_{\text{в}}$ – вертикальная проницаемость; $k_{\text{сф}}$ – сферическая проницаемость.

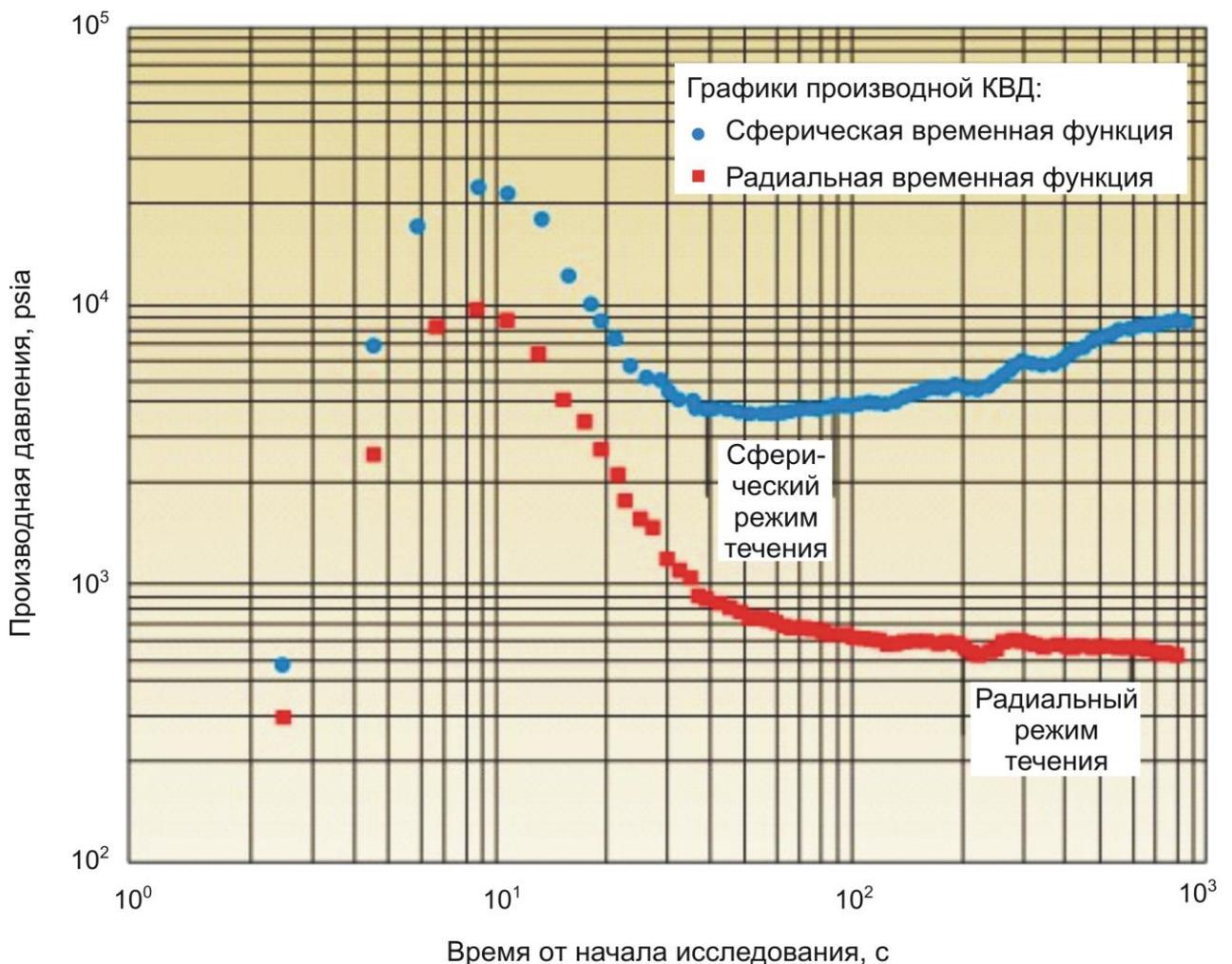


Рисунок 3.9 – Логарифмический график идентификации режима течения

Таким образом, совместное использование КПД в наблюдательных зондах и КВД, которая регистрируется всеми зондами после отбора, позволяет также прямыми измерениями оценить анизотропию проницаемости, необходимо только знать информацию о пористости и сжимаемости породы.

Для определения параметров трещин (естественных и искусственных) на количественном уровне использованы данные микросканера (Formation Micro Imager – FMI). Использование программы Vorview позволяет проводить интерпретацию характера трещин по раскрытости: электропроводящие – открытые трещины, обозначены на микроимидже темным; неэлектропроводящие – закрытые (залечены вторичным материалом) трещины, обозначены светлым [221].

Оценка трещиноватости по волне Стоунли проводится в модуле с целью оценки трещиноватости пород, раскрытости трещин и трещинной проницаемости (волна Стоунли фиксирует только открытые трещины) [296]. Результаты оценки трещиноватости представлены на рисунке 3.11.

Исследования по технологии MDT проводились в интервале наличия трещиноватости, которая подтверждается акустическими измерениями (волны Стоунли) и пластовым микросканером (FMI). В ходе проведенных исследований отобраны пробы и осуществлена запись КВД. Диагностический график записанной КВД достаточно отчетливо в данном случае указывает, что коллектор характеризуется двойной пустотностью.

Таким образом, для подтверждения значений вертикальной проницаемости, рассчитанных по представленной в пункте 3.2 методике, использованы данные со скважин, на которых проводился следующий комплекс исследований: отбор и изучение ориентированных образцов керна, специальные исследования на кабеле (MDT/CHDT), данные глубинного микроскопа (FMI) и результаты проведения вертикального гидропрослушивания (рисунок 3.12).

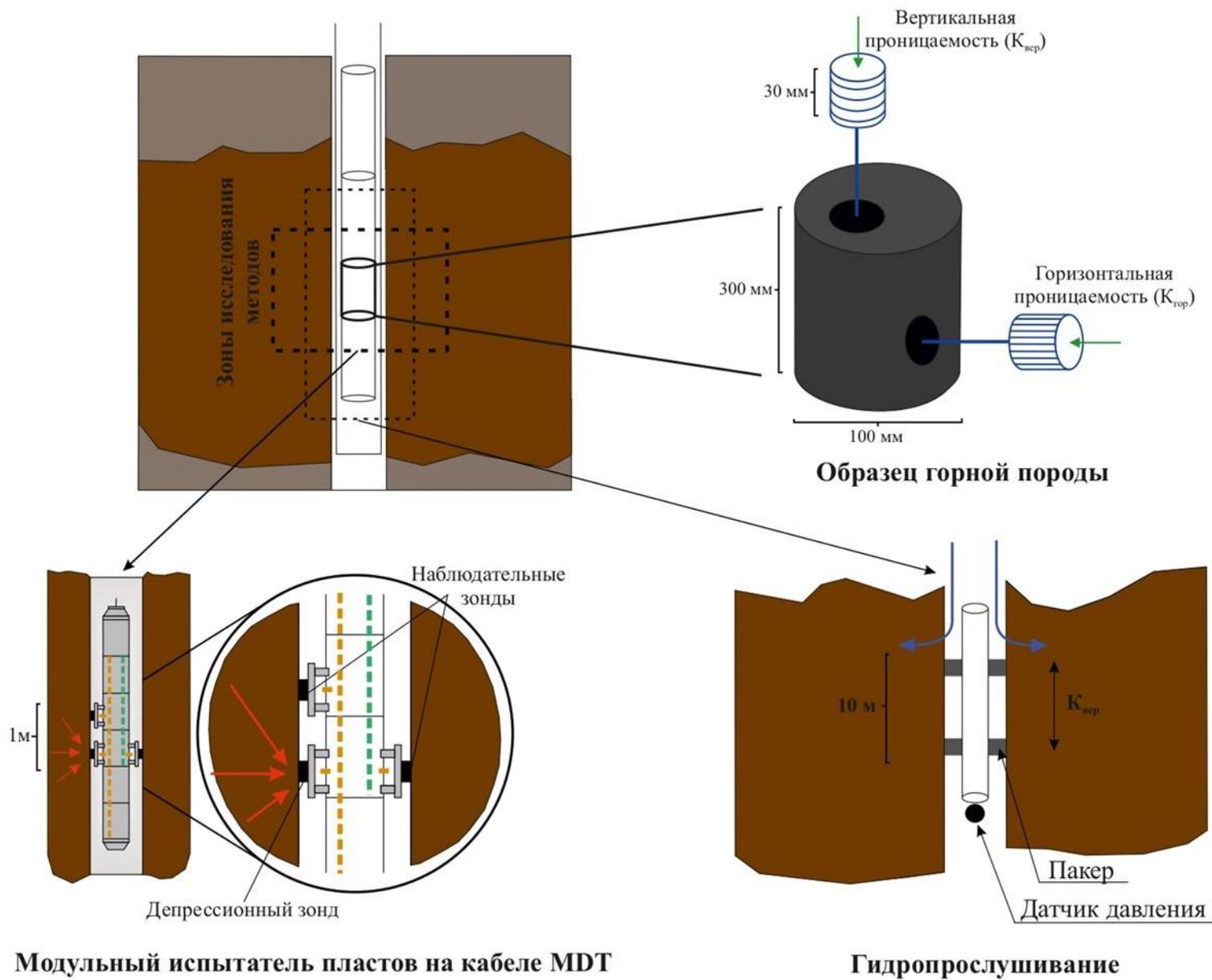
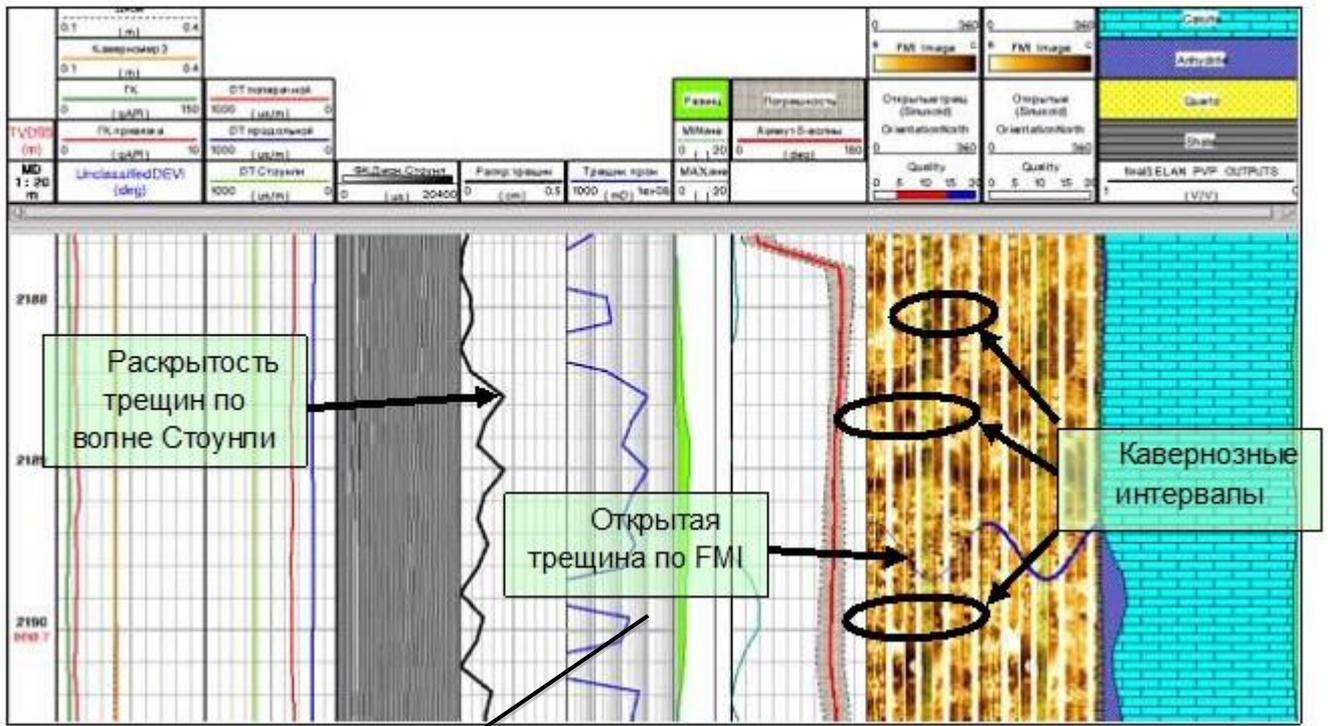
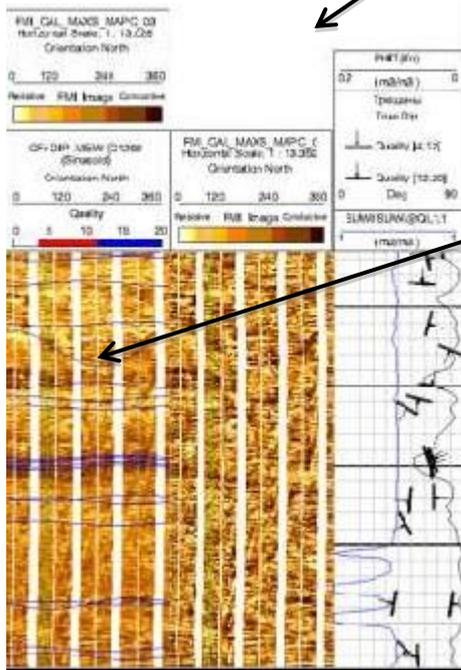


Рисунок 3.10 – Методы и технологии определения значения вертикальной составляющей проницаемости

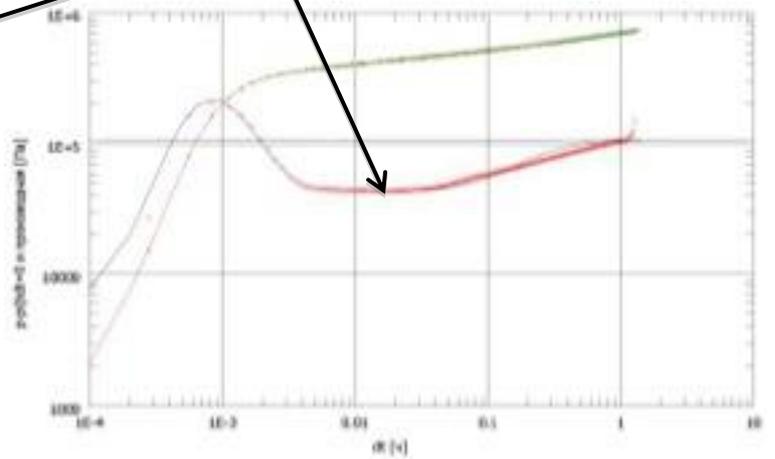


a



б

Естественная трещиноватость по микроимиджеру и диагностическому графику КВД (МДТ)



в

Рисунок 3.11 – Сопоставление результатов оценки трещиноватости по волнам Стоунли (*a*), микроимиджам FMI (*б*) и данным модульного испытателя пластов на кабеле МДТ (*в*), выполненных в скв. 117 Маговского месторождения (объект Т-Фм)

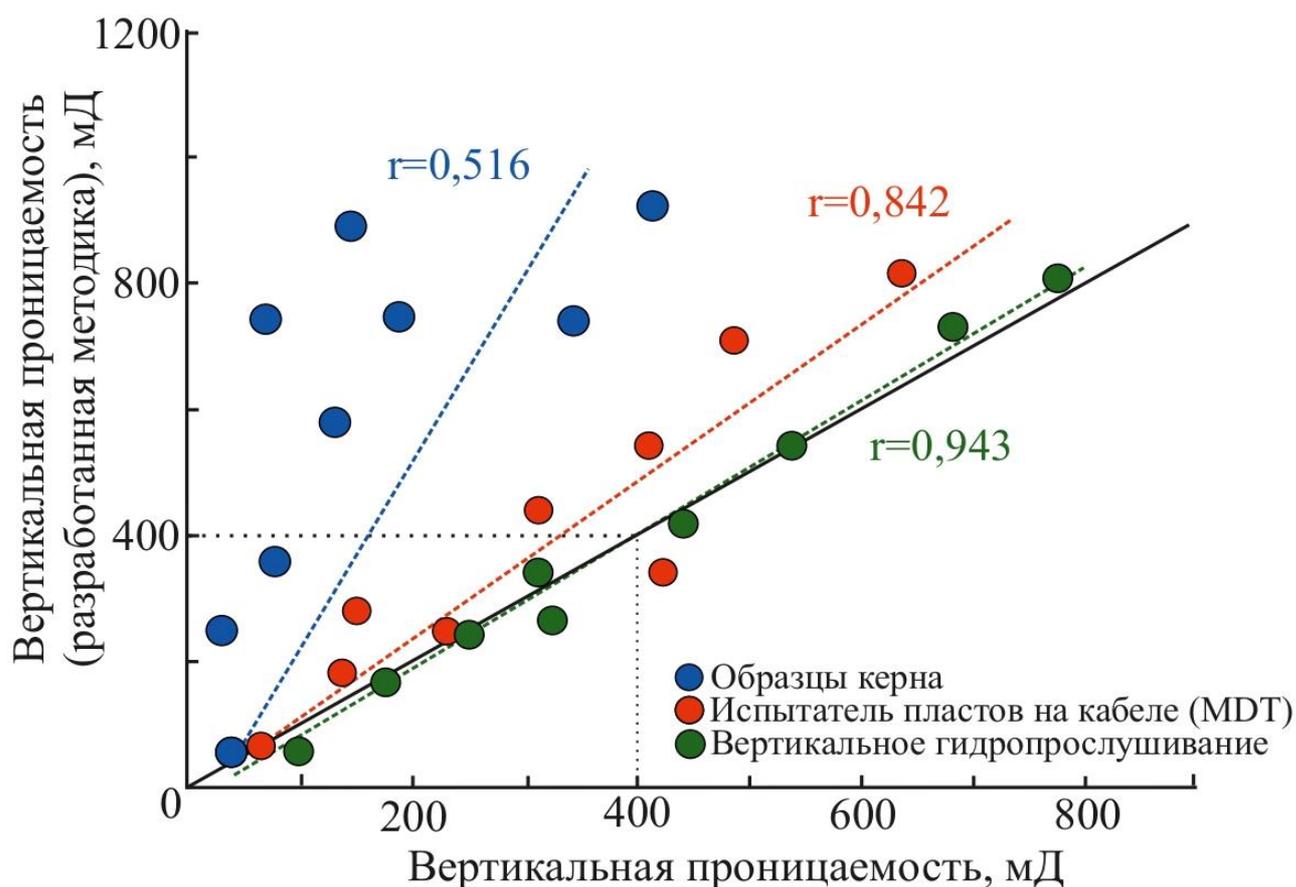


Рисунок 3.12 – Сопоставление значений вертикальной составляющей проницаемости, определенной по различным технологиям исследования. Использовались полноразмерные образцы керна (300x100 мм)

Уникальность привлеченных материалов и их не столь невысокое количество обусловлены одновременным проведением всех указанных исследований (отбор керна, вертикальное гидропрослушивание и MDT) на одних и тех же скважинах, что определяет корректность их сопоставления. Анализ представленных на рисунке 3.12 данных позволяет сделать вывод о том, что значения вертикальной проницаемости изменяются в широком диапазоне. Высокие значения коэффициента корреляции ($r = 0,842$ и $0,943$) наблюдаются при сравнении со значениями вертикальной проницаемости, определенными другими методами исследований – вертикальным гидропрослушиванием пластов и специальным исследованием на кабеле (MDT). В большинстве случаев вертикальную проницаемость оценивают с использованием дорогих и труднодоступных образцов керна горных пород. Образцы керна горных пород являются редким материалом и их измерение требует значительных затрат, а также

при проведении исследований имеется достаточно много неопределенностей. Одна из самых главных проблем исследования образцов керна горных пород состоит в том, что они не охватывают весь резервуар, а в большинстве случаев даже всю толщину продуктивного горизонта, поэтому значимой связи ($r = 0,136$) между вертикальной проницаемостью, определенной по разработанной методике, не наблюдается (рисунок 3.13).

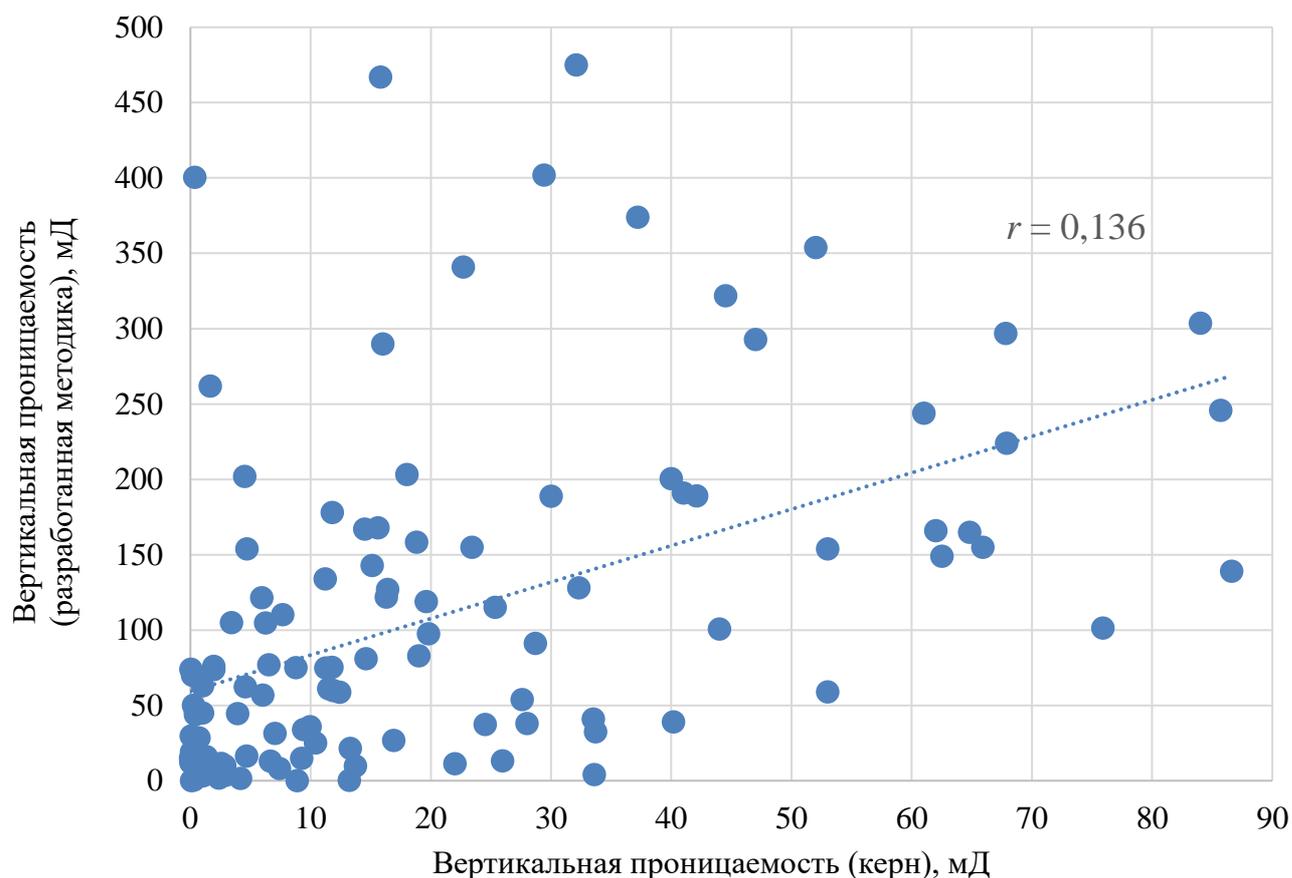


Рисунок 3.13 – Сопоставление значений вертикальной составляющей проницаемости, определенной по разработанной методике и при исследовании образцов керна горных пород стандартного размера (30x30 мм)

На рисунке 3.14 представлена зависимость сопоставления значений вертикальной составляющей проницаемости, рассчитанной по разработанной методике, и данным специальных исследований на кабеле (MDT). Исследования по технологии MDT проводились на 19 скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллектора нефтяных месторождений Пермского края. Незначительное занижение значений проницаемости, получаемых по технологии исследования MDT, относительно разработанной методике, обусловлено частичной кольматацией

пустотного пространства горной породы компонентами технологических жидкостей в процессе бурения скважин.

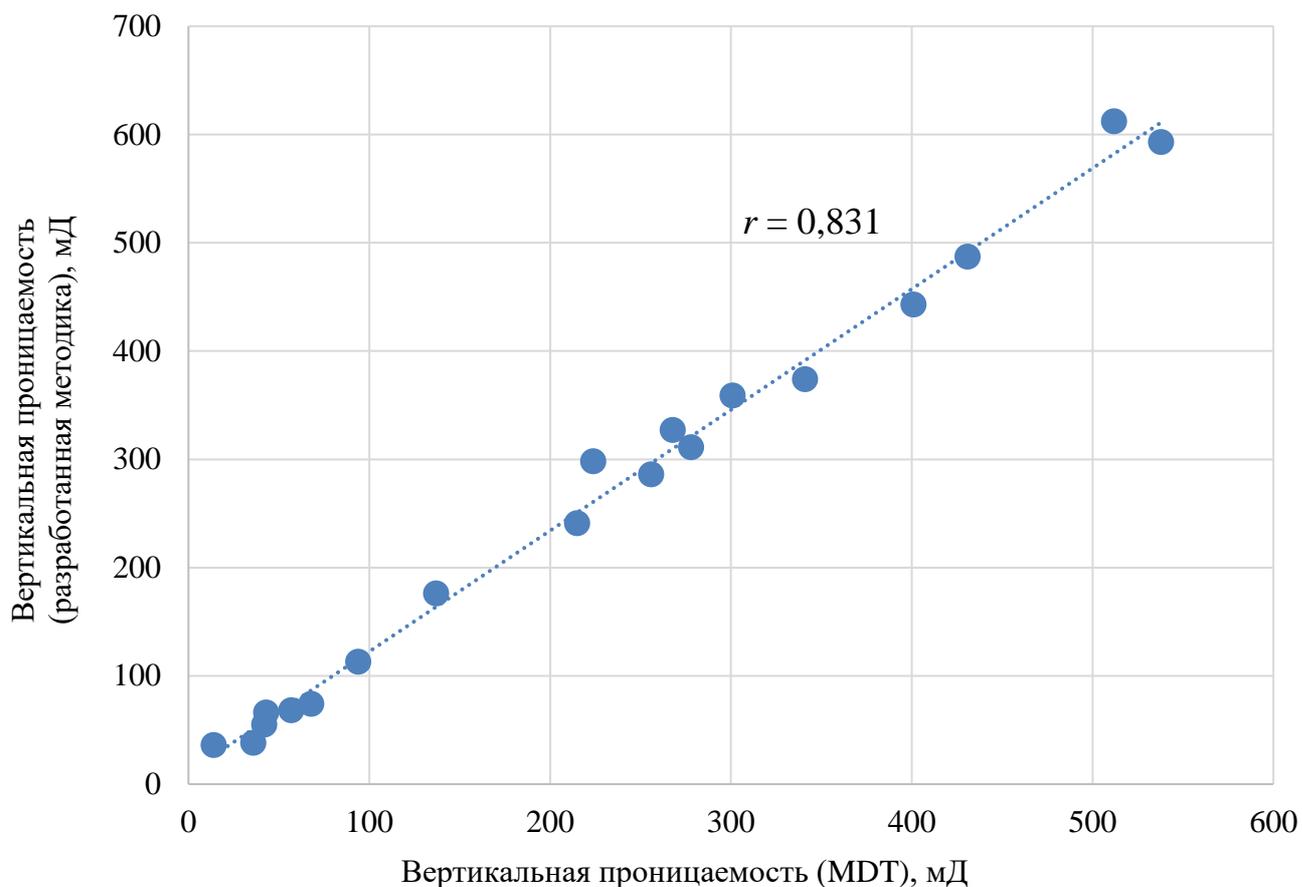


Рисунок 3.14 – Сопоставление значений вертикальной составляющей проницаемости, определенной по разработанной методике и по технологии MDT

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

Проницаемость является ключевым физическим свойством, описывающим способность флюида фильтроваться в массиве горных пород. Она имеет решающее значение как в фундаментальных, так и в прикладных науках о Земле, от добычи нефти и газа до проектирования фундаментов и наук об окружающей среде. Оценка проницаемости в различных направлениях представляет собой самую большую проблему, которая стоит перед геологами, петрофизиками и инженерами-разработчиками. Вертикальная проницаемость - фундаментальное свойство в программах разработки и развития управления пластов и является важной информацией при обосновании технологических режимов скважин,

технологий заканчивания скважин, выборе условий закачки при реализации методов повышения нефтеотдачи пластов.

В данной диссертационной работе показано, что гидродинамические исследования скважин являются инструментом, позволяющим не только оценивать фильтрационные параметры продуктивных пластов, но и дифференцировать их в различных направлениях (горизонтальном, вертикальном). Решение данной задачи возможно посредством применения разработанной методики обработки кривых восстановления давления (уровня). Преимуществами разработанной методики 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, простой в использовании, не требует применения специальных дорогостоящих программных продуктов и обучения персонала, ее результаты характеризуются высокой достоверностью, что подтверждено высокой степенью сходимости с результатами других исследований (вертикальное гидропрослушивание и модульный испытатель пластов на кабеле (MDT)).

В свою очередь 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.

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ПРОЦЕССЫ ФИЛЬТРАЦИИ И РАЗРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ АКТИВОВ

4.1. Разработка комплексного критерия, позволяющего учитывать вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта

Сложное пустотное пространство коллектора и каналы различного масштаба в трещиноватых карбонатных коллекторах приводят к закону потока и механизму течения, значительно отличающимся от соответствующих данных в терригенных горных пород [59, 179, 246]. В характеристике коллектора неоднородность, в частности, относится к изменчивости, которая влияет на поток жидкости [145, 195, 239]. Классические представления течения жидкости в пористых средах неприменимы для гетерогенных сред. Коллектора, обладающие такими характеристиками как низкая проницаемость, пористость и/или трещинная структура, могут создавать сложную динамику потока жидкости. Движение жидкости в нетрадиционных коллекторах, в том числе карбонатных, намного сложнее, чем в традиционных. Авторами работ [14, 208, 219, 230, 240, 284, 304] отмечается, что понимание закона потока жидкости в трещиноватых карбонатных коллекторах является основой для научных разработок данного типа коллекторов. С теоретической точки зрения неоднородность представляет собой проблему получения общих аналитических решений, в то время как с практической – моделирования резервуаров [26, 38]. Этот факт делает моделирование однофазного или многофазного потока в трещиноватых средах все еще актуальной областью исследований, несмотря на то, что работы в данном направлении начались еще в начале 60-х гг. XX в. [243]. В целом неоднородный характер карбонатных коллекторов затрудняет создание прогнозных моделей притока жидкости в скважину, что приводит к значительным неопределенностям в обосновании добычи углеводородов. Точное моделирование реальных

карбонатных резервуаров остается серьезной как научной, так и практической проблемой.

Из проведенного литературного обзора [53, 56, 146, 176, 241, 247, 295, 301] установлено, что практически во всех работах отмечается влияние коэффициента проницаемости на дебит жидкости. Закон Дарси, полученный из уравнения Навье-Стокса, является классическим законом, который широко используется инженерами-нефтяниками для расчета расхода жидкости в различных средах, в том числе в природных нефтегазовых пластах. Существуют условия для его эффективного применения: 1) ньютоновская жидкость; 2) постоянная температура; 3) однофазное ламинарное течение; 4) полностью насыщенная, инертная и недеформируемая среды; 5) отсутствие миграции мелких частиц. Ряд исследований показали, что модель, основанная на стандартном законе Дарси, является неадекватной для описания механизма течения под действием поля давления в карбонатных коллекторах. В частности, в низкопроницаемых коллекторах связь между расходом жидкости и градиентом давления оказалась нелинейной. Кроме того, градиент давления имеет пороговое значение, которое называется пороговым градиентом давления, ниже которого поток не может возникнуть. Для жидкостей, протекающих в карбонатных коллекторах, более низкая проницаемость системы может привести к более высокому пороговому градиенту давления, что имеет тенденцию демонстрировать очевидное поведение потока, отличное от Дарси. Чем меньше диаметр пор, тем более очевиден граничный эффект. Это явление подтверждено исследованиями Wang (2015). В пористой среде возникают электро-осмотические и капиллярно-осмотические силы.

В дальнейших исследованиях предложены различные эмпирические формулы для описания потока, отличное от Дарси. Например, Рут и Ма в своей работе указали на то, что число Форхгеймера можно использовать для описания потока, отличное от Дарси и это приводит к биномиальной зависимости между градиентом давления и расходом. Хуанг также предложил степенную функцию для обобщения количественной зависимости между скоростью потока и

градиентом давления. В последующих научных работах эти формулы дорабатывались с учетом структуры пор и их извилистости, температуры, давления и др. На сегодняшний день эмпирическая формула Форхгеймера является наиболее используемой для описания процесса фильтрации в неоднородных средах:

$$-\frac{dP}{dL_0} = \frac{\mu v}{k} + \beta \rho v^2$$

где $\frac{dP}{dL_0}$ – градиент давления; μ и ρ – вязкость и плотность жидкости соответственно; k и v – проницаемость Форхгеймера и скорость соответственно; β – коэффициент Форхгеймера (коэффициент, показывающий отличия от закона Дарси – не-Дарси).

Коэффициент Форхгеймера определяется в основном экспериментальными измерениями для различных геологических условий. Далее приведены некоторые формулы расчета коэффициента Форхгеймера для различных геологических условий.

Ученый (год)	Эмпирическая формула	Геологические условия
Pascal and Quillian (1980)	$\beta = \frac{4.8 \times 10^{12}}{k^{1.176}}$	Трещины с низкой проницаемостью
Ergun (1952)	$\beta = \frac{4.24 \times 10^4}{\varphi^{1.5} k^{0.5}}$	Песчаник
Janicek and Katz (1955)	$\beta = \frac{1.82 \times 10^8}{\varphi^{0.75} k^{1.25}}$	Песчаник, известняк, доломит
Geertsma (1974)	$\beta = \frac{0.005}{\varphi^{5.5} k^{0.5}}$	Несцементированные/сцементированные песчаники, известняки
Jones (1987)	$\beta = \frac{6.15 \times 10^{10}}{k^{1.55}}$	Известняк, мелкозернистый песчаник

Ученый (год)	Эмпирическая формула	Геологические условия
Liu et al. (1995)	$\beta = \frac{8.91 \times 10^8 \tau}{\varphi k}$	Рыхлые/консолидированные песчаники
Yao et al. (2015)	$\beta = \frac{1.047 \times 10^2}{\varphi^{6.77} k^{0.5}}$	Пористая среда
Tek et al. (1962)	$\beta = \frac{5.5 \times 10^9}{\varphi^{0.75} k^{1.25}}$	Пористая среда
Macdonald et al. (1979)	$\beta = \frac{4.52 \times 10^4}{\varphi^{1.5} k^{0.5}}$	Неконсолидированные/консолидированные песчаники
Li (2002)	$\beta = \frac{1.386 \times 10^7}{\varphi^{1.15} k^{0.85}}$	Песчаник Берea
Kundu et al. (2016)	$\beta = \frac{\omega}{D_p} \frac{(1 - \varphi)}{\varphi^3}$	Сферические стеклянные шары
Veyskarami et al. (2016)	$\beta = \frac{6.9031 \times 10^{-8} \tau^{0.6}}{\varphi^{0.1} k^{1.2404}}$	Сеть пор

Примечание: k – проницаемость; β – коэффициент Форхгеймера; φ – пористость; τ – извилистость; D_p – средний диаметр частиц; ω – характеристический коэффициент частиц.

Представленные уравнения коэффициента не-Дарси получены в результате множества экспериментальных исследований для различных условий. Однако, стоит отметить, что уравнения очень различные и содержат много эмпирических констант. Физический смысл этих эмпирических констант весьма расплывчат и их значения, полученные разными исследователями, часто значительно различаются. В настоящее время достигнут большой прогресс в изучении теоретической модели коэффициента не-Дарси. Однако сложная структура пустотного пространства горных пород и нелинейность уравнения Навье-Стокса часто приводят к трудностям теоретического описания и аналитического решения

коэффициента не-Дарси. Большинство численных расчетов для фильтрации жидкости показывает влияние извилистости на коэффициент не-Дарси. Однако неоднородность размера поровых каналов и необходимость точного расчета параметров потока в настоящее время ограничивают применение этого метода в макромасштабе.

Кроме аналитических уравнений для изучения фильтрации жидкости в углеводородных коллекторах используется математическое моделирование. Однако по математическому моделированию переноса флюидов в анизотропных средах на основе образцов горных пород проведено незначительное количество исследований. Аль-Зайналдин (2017) предложил общие усовершенствованные фрактальные модели для моделирования коллекторов с неоднородностью и анизотропией. Ся и др. (2019) количественно охарактеризовали масштабно-инвариантную сложность пустотного пространства и анизотропию пород-коллекторов с использованием трех фрактальных структурных параметров и установили экспоненциальную модель для 12 образцов керна. Хотя в этих моделях и учитывались параметры структуры пустотного пространства, гранулометрический состава и анизотропия, интерпретация механизма течения все еще отсутствует. На сегодняшний день крайне важно создать комплексную модель с механизмом течения, позволяющую прогнозировать анизотропию коллектора и его проницаемость.

Таким образом, подводя итог проведенному обзору, стоит выделить, что в основном во всех представленных научных работах исследуется влияние проницаемости на дебит жидкости без ее дифференциации на горизонтальную ($k_{гор}$) и вертикальную ($k_{верт}$) составляющие (т.е. предполагается изотропия как в деформационных процессах, так и в фильтрации флюидов в пустотном пространстве).

С целью изучения закономерностей изменения вертикальной и горизонтальной проницаемостей и их влияния на выработку запасов использованы инструменты математической статистики. Для решения поставленной задачи на первом этапе оценено влияние некоторых геологических

показателей, таких как толщина пласта (h , м), глубина вскрытого интервала ($H_{\text{вск}}$, м) и коэффициент пористости ($K_{\text{пор}}$, доли ед.), на формирование значений $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$. Автором работы принято, что $H_{\text{вск}}$ характеризует влияние степени катагенеза на значения величин $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$, а h и $K_{\text{пор}}$ характеризуют условия осадконакопления, которые также оказывают влияние на эти величины. Для оценки их влияния построены поля корреляции между h и $k_{\text{гор}}, k_{\text{верт}}$; $H_{\text{вск}}$ и $k_{\text{гор}}, k_{\text{верт}}$; $K_{\text{пор}}$ и $k_{\text{гор}}, k_{\text{верт}}$. Анализ построенных полей показал наличие различных видов соотношений. Особенно стоит отметить, что в пределах корреляционных полей между значениями $H_{\text{вск}}$ и $k_{\text{гор}}, k_{\text{верт}}$ наблюдаются несколько типов различных соотношений. Распределение точек в пределах полей корреляции показывает, что при $H_{\text{вск}} < 1920$ м наблюдается максимальное количество данных, характеризующихся значениями $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$ более 2 мкм^2 . Кроме этого, высокие данные $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$ имеются в интервале значений 1930 – 1960 м. В данном случае одним из условий формирования $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$ более 2 мкм^2 является наличие $H_{\text{вск}} < 2000$ м. Такое же соотношение наблюдается и при $h > 16$ м и $K_{\text{пор}} = 0,1$ доли ед.

Для того чтобы оценить возможности формирования вероятности повышенной проницаемости – $P(h)$ от значений h построены индивидуальные модели прогноза, с помощью которых представляется возможным оценить влияние значений h на значения коэффициентов $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$. Методика построения таких индивидуальных моделей подробно изложена в работе [25]. Методика построения индивидуальных вероятностных моделей рассмотрена на примере h , и результаты представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнение средних значений показателей

Показатель	$k_{\text{гор}} < 0,4 \text{ мкм}^2$	$k_{\text{гор}} > 0,4 \text{ мкм}^2$	Уравнение регрессии (верхняя строка); диапазон применения модели (нижняя строка)	Критерии $\frac{t}{p}$
h , м	$\frac{10,9 \pm 5,3}{0,455 \pm 0,088}$	$\frac{17,3 \pm 4,9}{0,552 \pm 0,091}$	$P(h) = 0,268 + 0,01748h$ 1,9 – 23,5 м	$\frac{-4,2306}{0,000042}$

Показатель	$k_{гор}$ < 0,4 мкм ²	$k_{гор}$ > 0,4 мкм ²	Уравнение регрессии (верхняя строка); диапазон применения модели (нижняя строка)	Критерии $\frac{t}{p}$
$H_{вск}, М$	$\frac{2046,5 \pm 46,6}{0,448 \pm 0,084}$	$\frac{1977,1 \pm 59,4}{0,548 \pm 0,084}$	$P(H_{вск}) = 4,103 - 0,001786H_{вск}$ 1909 – 2114 м	$\frac{5,1520}{0,000001}$
$K_{пор},$ доли ед.	$\frac{0,099 \pm 0,018}{0,498 \pm 0,005}$	$\frac{0,097 \pm 0,034}{0,501 \pm 0,012}$	$P(k_{пор}) = 0,466 + 0,33332k_{пор}$ 0,024 – 0,19 доли ед.	$\frac{-1,05264}{0,294293}$
Показатель	$k_{верт}$ < 0,4 мкм ²	$k_{верт}$ > 0,4 мкм ²	Уравнение регрессии (верхняя строка); диапазон применения модели (нижняя строка)	Критерии $\frac{t}{p}$
$h, М$	$\frac{10,6 \pm 5,1}{0,453 \pm 0,108}$	$\frac{15,5 \pm 5,7}{0,552 \pm 0,122}$	$P(h) = 0,230 + 0,02102h$ 1,9 – 23,5 м	$\frac{-4,40384}{0,000021}$
$H_{вск}, М$	$\frac{2045,6 \pm 47,5}{0,450 \pm 0,178}$	$\frac{2020,5 \pm 61,7}{0,547 \pm 0,228}$	$P(H_{вск}) = 8,234 - 0,003846H_{вск}$ 1909 – 2114 м	$\frac{2,37845}{0,018726}$
$K_{пор},$ доли ед.	$\frac{0,100 \pm 0,020}{0,493 \pm 0,043}$	$\frac{0,093 \pm 0,020}{0,502 \pm 0,067}$	$P(k_{пор}) = 0,742 + 2,5001k_{пор}$ 0,024 – 0,19 доли ед.	$\frac{0,793775}{0,428651}$

Примечание: верхняя строка – средние значение показателей; нижняя строка – вероятность принадлежности к значениям.

В случае, когда выполняется сравнение по $k_{гор}$, средняя величина h для принадлежности к классу повышенных проницаемостей статистически отличается от средней величины при $k_{гор} < 0,4$ мкм². По данной характеристике в дальнейшем исследовались плотности распределения изучаемых двух классов. В первом случае (класс 1) изучаются данные по значениям в пределах повышенных значений проницаемости ($k_{гор} > 0,4$ мкм²) – $n_1 = 17$, во втором случае (класс 2) изучаются данные по значениям проницаемости ($k_{гор} < 0,4$ мкм²) – $n_2 = 127$.

Используя методику, описанную в работе [25], на первом этапе построения вероятностной модели по данным значений h для классов 1 и 2 построены гистограммы. Оптимальные величины интервалов значений h вычислены по формуле Стерджесса. С целью исследования соотношений доли объектов, которые попадают в различные интервалы варьирования h , выполнен интервальный анализ. Далее интервальные вероятности принадлежности к каждому классу сопоставляются со средними интервальными значениями $h_{инт}$. По величинам

$P(h_{\text{инт}})$ и $h_{\text{инт}}$ высчитывается парный коэффициент корреляции r и строится уравнение регрессии. Последующая корректировка построенных моделей выполняется из условия, что среднее значение вероятностей для класса 1 должно быть больше 0,5, а для класса 2 меньше 0,5. Вероятностные модели по h и область их использования как для $k_{\text{гор}}$, так и для $k_{\text{верт}}$ представлена в таблице 4.1. Графические изображения $P(h)$ от h для $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$ представлены на рисунке 4.1.

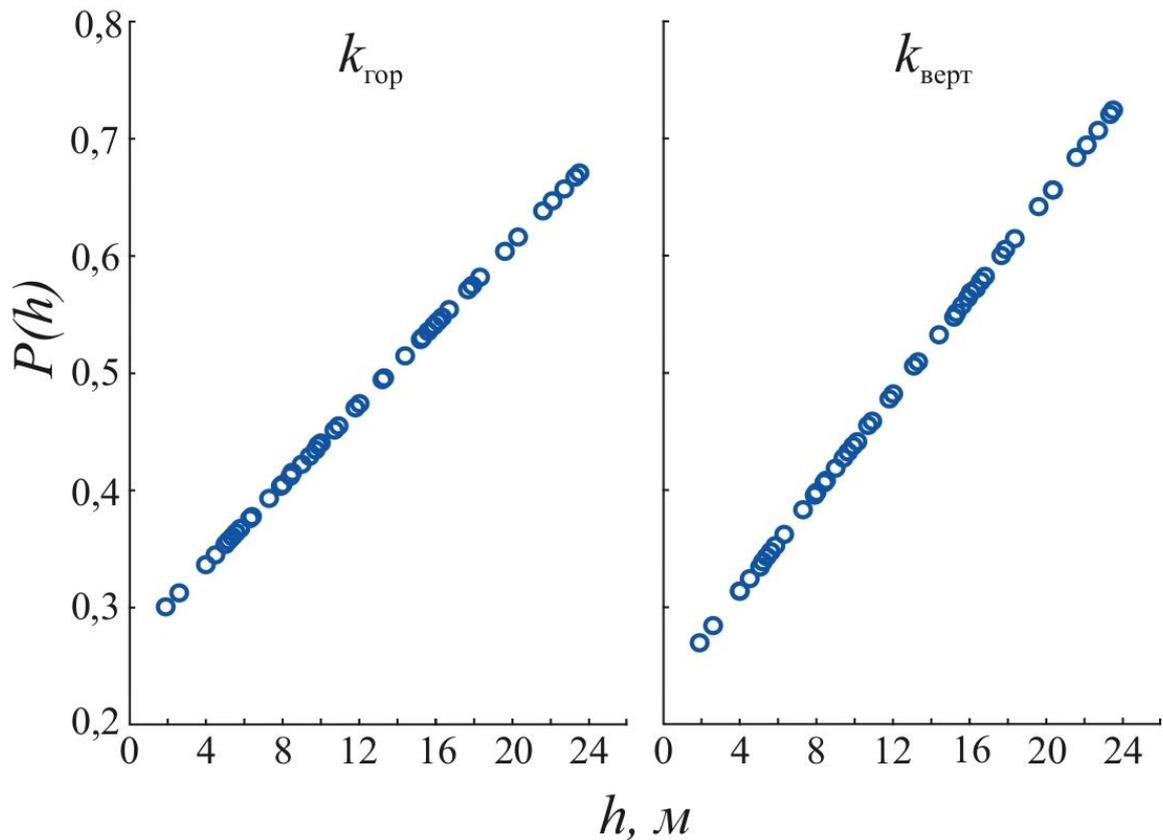


Рисунок 4.1 – Зависимости $P(h)$ от h для $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$

Из представленных зависимостей стоит отметить, что диапазон значений $P(h)$ для $k_{\text{верт}}$ несколько выше, чем для $k_{\text{гор}}$.

Модели $P(H_{\text{вск}})$ и $P(K_{\text{пор}})$ представлены в таблице 4.1 и на рисунках 4.2 и 4.3.

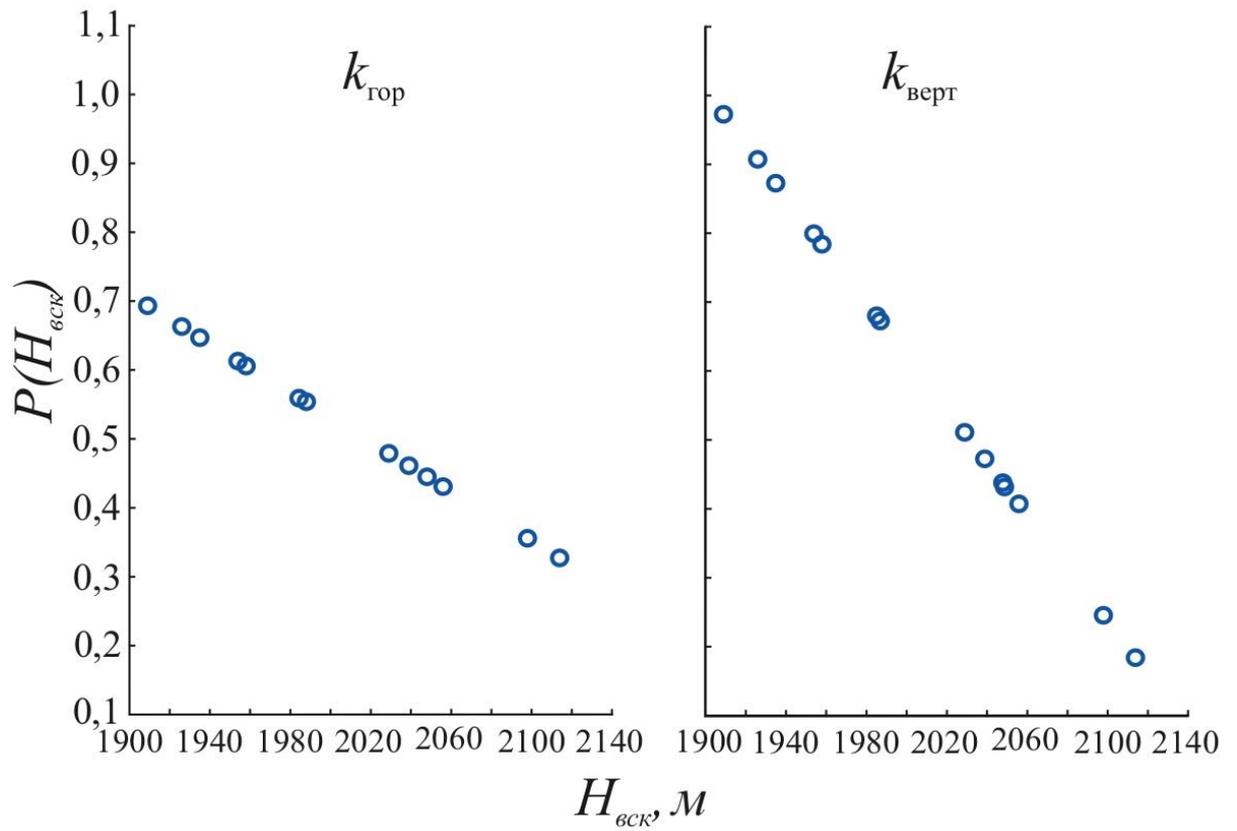


Рисунок 4.2 – Зависимости $P(H_{вск})$ от $H_{вск}$ для $k_{гор}$ и $k_{верт}$

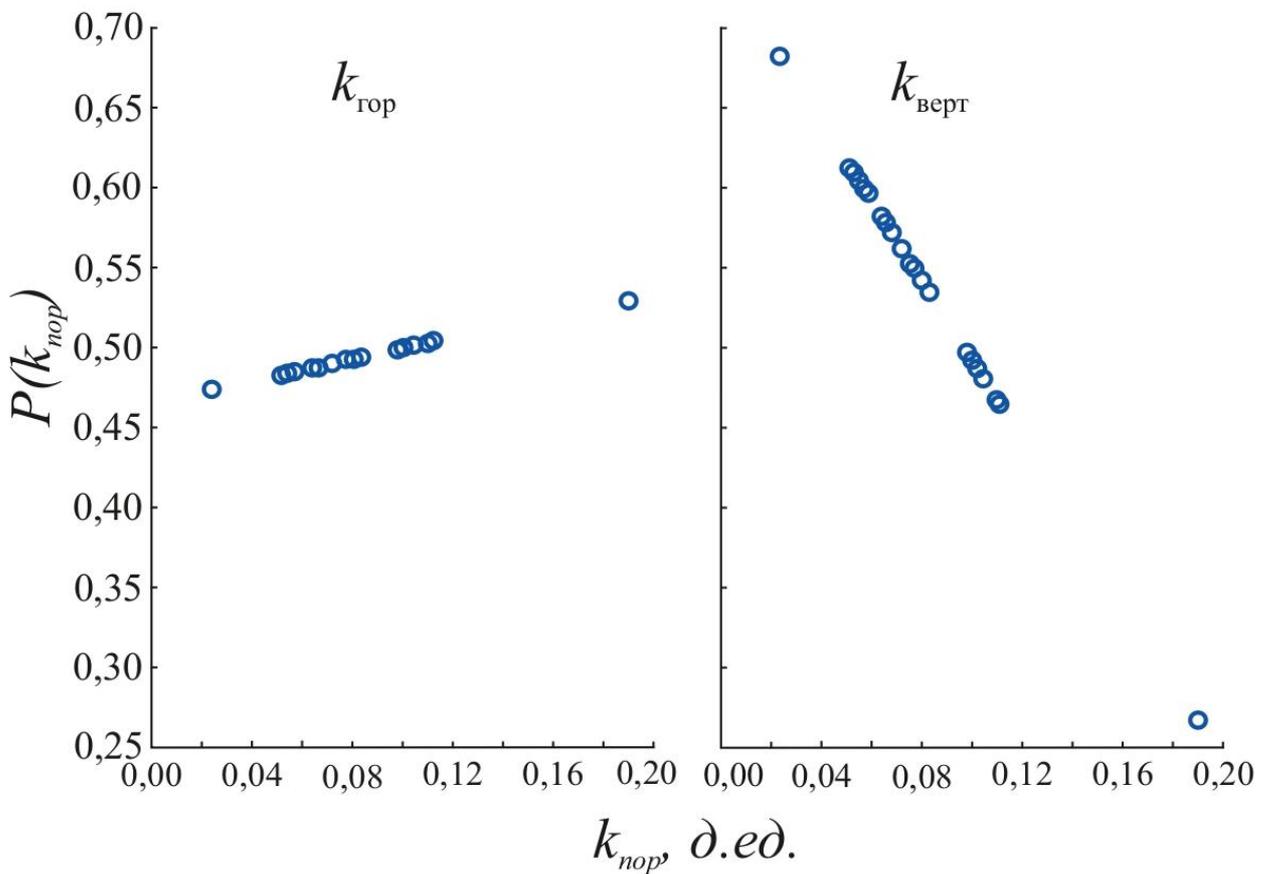


Рисунок 4.3 – Зависимости $P(K_{пор})$ от $K_{пор}$ для $k_{гор}$ и $k_{верт}$

Анализ представленных полей корреляции и уравнений регрессии показывает, что значения $k_{гор}$ и $k_{верт}$ достаточно сильно коррелируют со значениями вероятностей $P(h)$ и $P(H_{вск})$, и в меньшей степени зависят от $P(K_{пор})$. При этом стоит отметить, что между $k_{гор}$ и $k_{верт}$ наблюдается значимая корреляция ($r=0,312$).

Следующим шагом прогнозных оценок является расчет комплексного критерия, учитывающего построенные линейные индивидуальные вероятностные модели, по следующей формуле:

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

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

При вычислении $P_{комп}$ используется такое сочетание вероятностей, при котором средние значения вероятностей $P_{комп}$ наиболее сильно отличаются в изучаемых классах при равном значении m (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Сочетание вероятностей при разных значениях m

Вид проницае- мости	Вероятность	Значения вероятностей при различных сочетаниях показателей m				
		2	3	4	5	6
$k_{гор}$	$P(h)$	–	+	+	+	+
	$P(H_{вск})$	+	+	+	+	+
	$P(K_{пор})$	–	–	–	+	+
$k_{верт}$	$P(h)$	–	–	+	+	+
	$P(H_{вск})$	+	+	+	+	+
	$P(K_{пор})$	–	–	–	–	+
–	Среднее значение $P_{комп} > 0,5$	0,674	0,711	0,754	0,755	0,756
–	Среднее значение $P_{комп} < 0,5$	0,298	0,252	0,148	0,146	0,145
–	Значение t /значение p	<u>12,1444</u> 0,000000	<u>17,6836</u> 0,00000	<u>22,3210</u> 0,000000	<u>22,3357</u> 0,000000	<u>22,3960</u> 0,00000

Анализ представленной таблицы показывает, что на первом шаге построения модели при $m = 2$ используются значения $P(H_{\text{вск}})$, определенные по $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$, при $m = 3$ в модель включается вероятность $P(h)$ по $k_{\text{гор}}$ и далее последовательно в построение модели включались другие показатели.

В дальнейшем анализе использованы значения при максимальном количестве входящих показателей в $P_{\text{комп}}$ при $m = 6$. Все это указывает на то, что формирование повышенных значений $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$ происходит в определенных геологических условиях.

Одним из основных преимуществ введенного критерия является возможность его использования с целью однозначного дифференцирования коллектора условно на высоко- и низкопроницаемый в двух направлениях всего по одному числовому значению $P_{\text{комп}}$.

Схема распределения комплексного критерия, характеризующего вероятность повышенных значений вертикальной и горизонтальной проницаемостей, на площади рассматриваемой залежи, приведена на рисунке 4.4.

Анализ представленной на рисунке 4.4 схемы позволяет сделать вывод, что повышенные значения комплексного показателя вероятности повышенных значений вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора характерны для скважин, приуроченных преимущественно к литолого-фациальной зоне биогермного ядра. Установленная закономерность подчеркивает неслучайность повышенных значений и вертикальной, и горизонтальной составляющих проницаемости коллектора. Для рассматриваемой в работе сложнопостроенной карбонатной залежи геологические условия следует считать фактором, влияние которого необходимо полагать превалирующим и формирующим установленные закономерности распределения фильтрационных параметров [253]. Поскольку фильтрационные параметры продуктивных пластов относят к критериям, во многом определяющим процессы разработки месторождений углеводородного сырья, представляется целесообразным также провести исследования по установлению возможных закономерностей выработки запасов из участков залежи с различными значениями фильтрационных свойств.

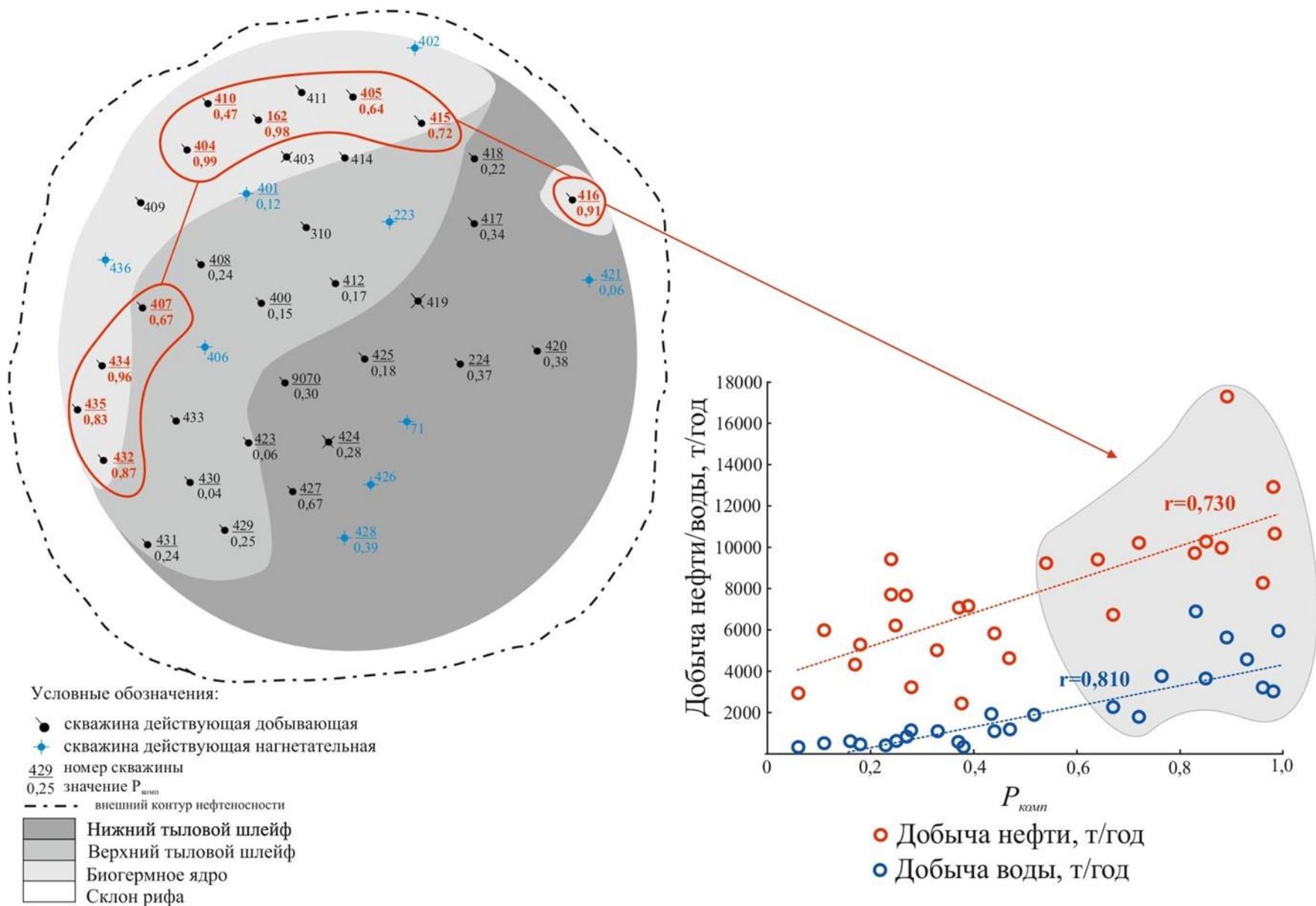


Рисунок 4.4 – Распределение средних значений $P_{\text{комп}}$ на нефтяной карбонатной залежи Гагринского месторождения

Построение схемы распределения комплексного критерия позволяет выделить в пределах залежи зоны с повышенной проницаемостью. 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 (рисунок 4.5)). На рисунках 4.6 и 4.7 представлены схема распределения $P_{\text{комп}}$ на нефтяных залежах Озерного и Маговского месторождений.

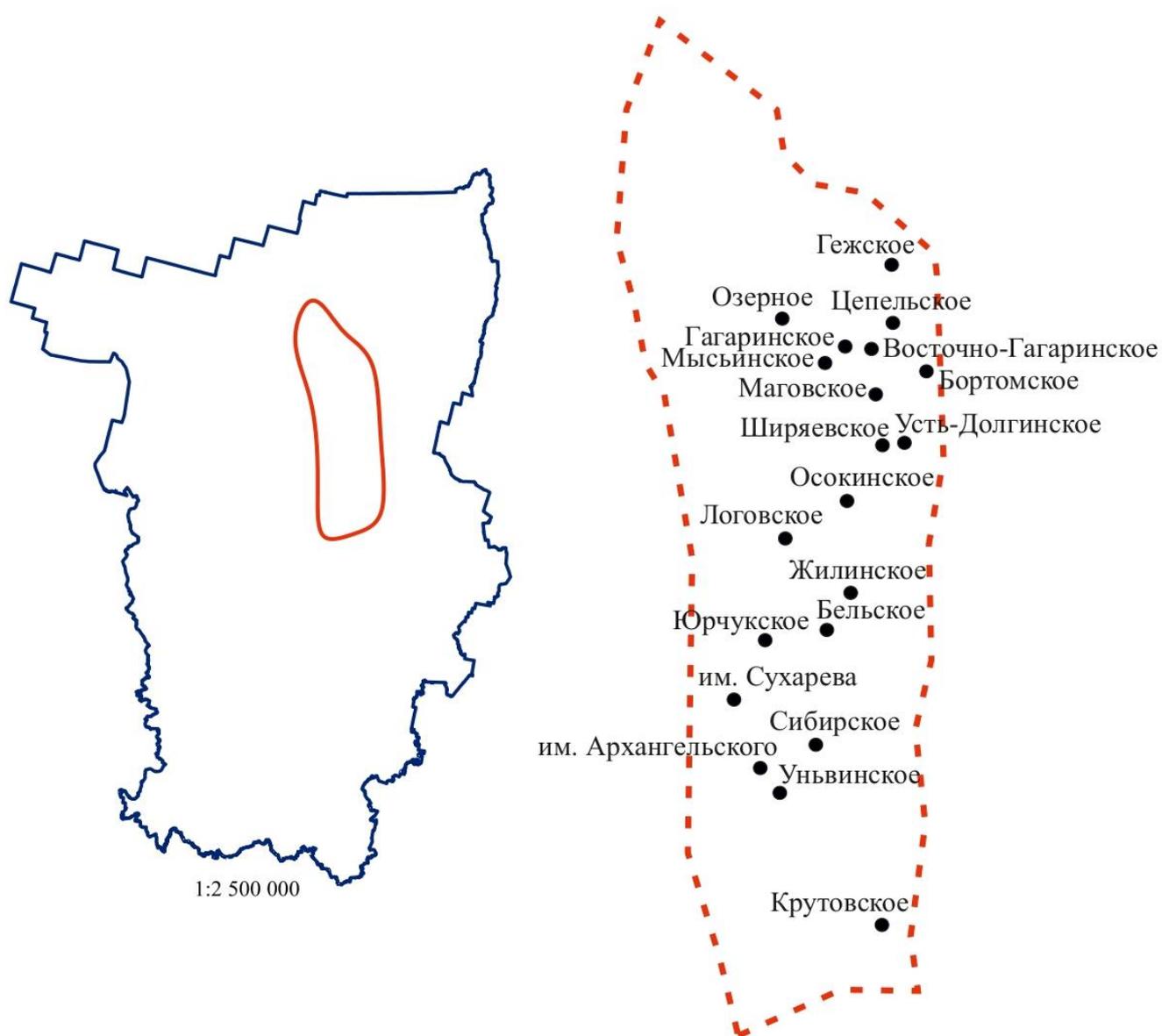


Рисунок 4.5 – Территориальное расположение нефтяных месторождений Соликамской депрессии Пермского края

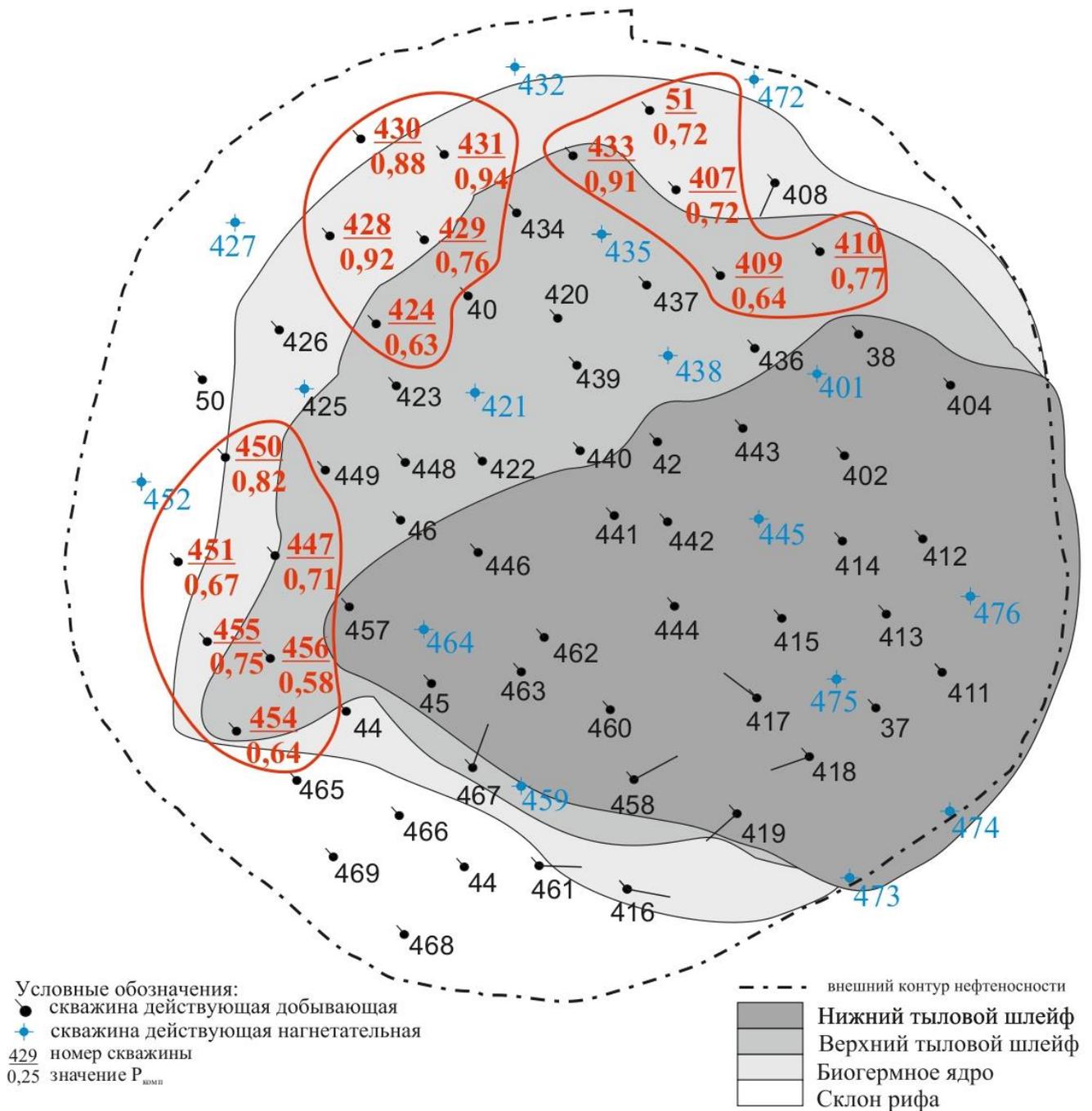


Рисунок 4.6 – Распределение средних значений $P_{\text{комп}}$ на нефтяной карбонатной залежи Озерного месторождения

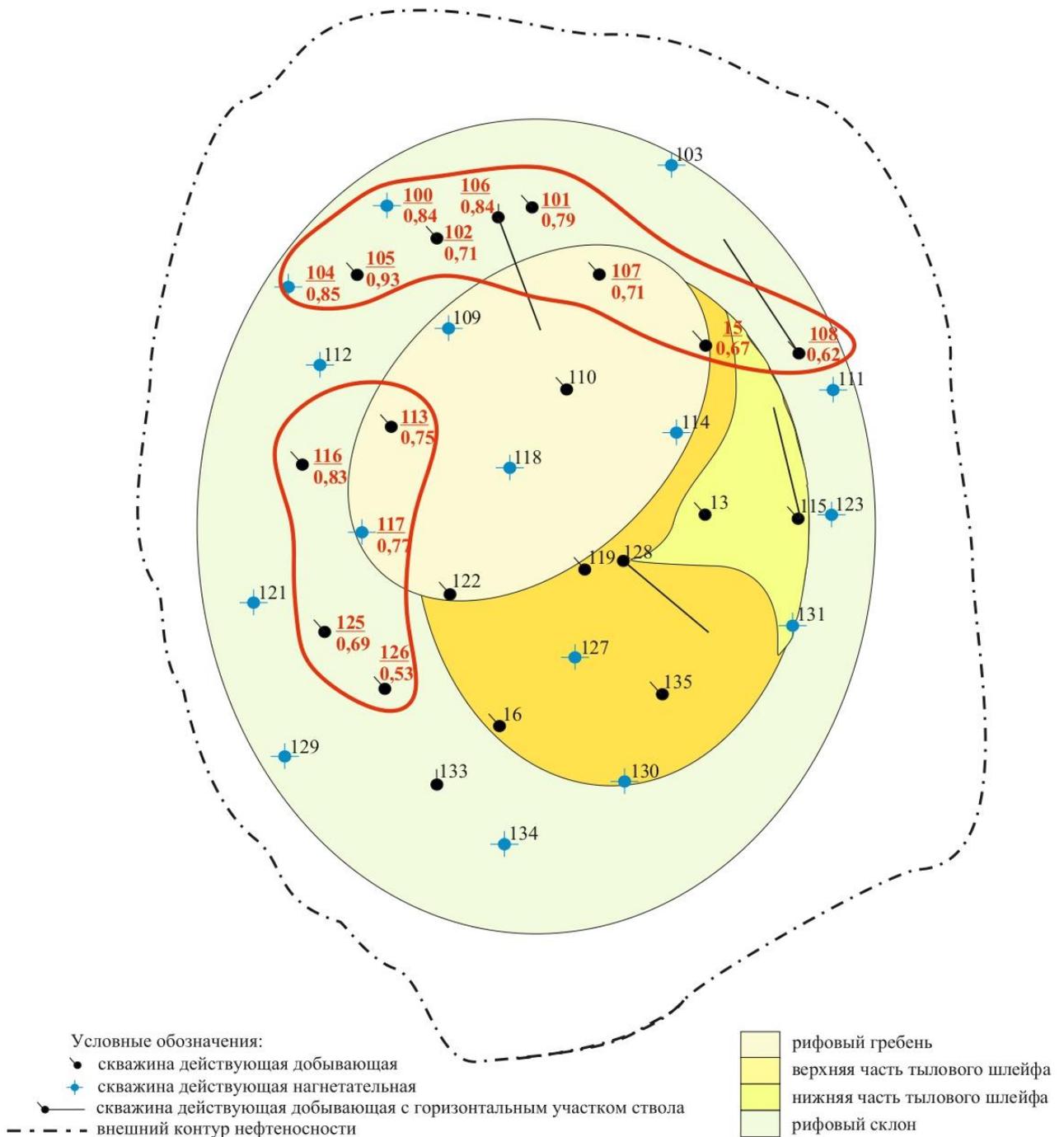


Рисунок 4.7 – Распределение средних значений $P_{\text{комп}}$ на нефтяной карбонатной залежи Маговского месторождения

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 представительного объекта региона – бобриковской залежи Шершневого месторождения (рисунок 4.8).

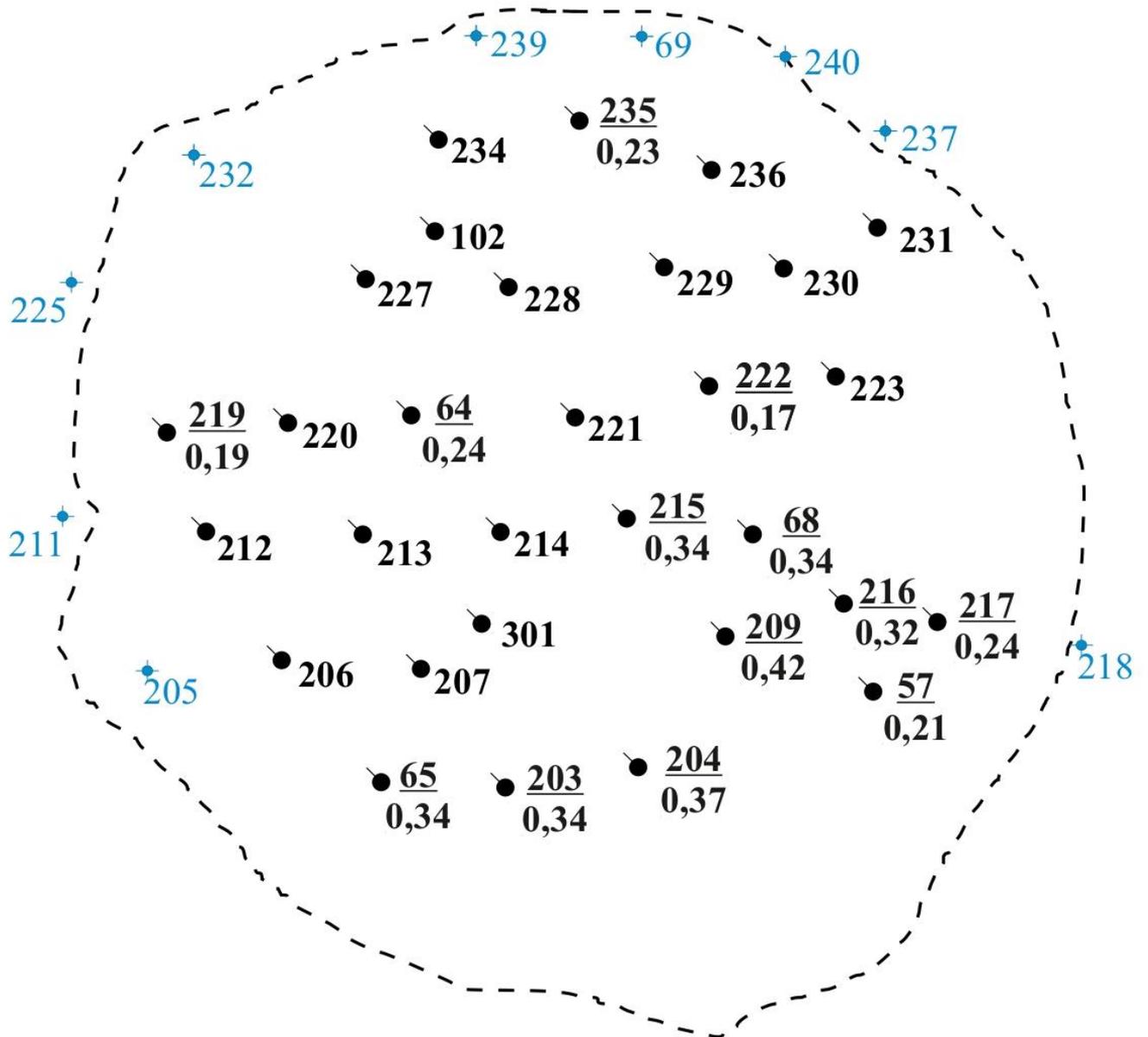


Рисунок 4.8 – Распределение средних значений $P_{\text{комп}}$ на нефтяной терригенной залежи (объект Бб) Шершневого месторождения

На первом этапе исследования закономерностей выработки запасов систематизированы данные по накопленной добыче нефти и воды по каждой скважине. С целью учета разной продолжительности истории эксплуатации скважин данные по накопленной добыче отнесены ко времени работы каждой скважины после ввода из бурения. Полученный при этом параметр можно условно назвать среднегодовым темпом отбора нефти (воды) по скважине. Зависимость среднегодового темпа отбора от комплексного критерия,

характеризующего вероятность повышенной проницаемости, представлена на рисунке 4.4.

Из анализа данных, приведенных на рисунке 4.4, следует, что между среднегодовыми значениями темпа отбора нефти и воды, а также комплексного показателя существует тесная корреляционная связь. Данные по скважинам, характеризующимся повышенными значениями комплексного показателя и приуроченным к фациальной зоне биогермного ядра рифа (см. рисунок 4.4), выделены на диаграмме в отдельную область. Таким образом, промысловые данные – информация по накопленной добыче нефти и воды, подтверждают неслучайность установленного явления, заключающегося в наличии в пределах залежи зоны с повышенными значениями вертикальной и горизонтальной проницаемости коллектора, сформированной в определенных геологических условиях.

4.2. Разработка многомерных статистических моделей дебитов, комплексно учитывающих вертикальную и горизонтальную составляющие проницаемости пласта

Для установления особенностей притока нефти к скважинам с учетом выделенных закономерностей распределения фильтрационных параметров геолого-промысловые данные по всем скважинам обработаны с использованием пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА), и в дальнейшем получена линейная дискриминантная функция (ЛДФ). В качестве классификатора при анализе использовано значение $P_{\text{комп}}$. Средние значения всех показателей, дифференцированных по значениям $P_{\text{комп}}$, представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Сравнение средних значений показателей по классификатору $P_{\text{КОМП}}$

Показатель	$P_{\text{КОМП}} > 0,5, n = 45$	$P_{\text{КОМП}} < 0,5, n = 99$	Критерии $\frac{t}{p}$
$k_{\text{гор}}, \text{МКМ}^2$	$0,611 \pm 1,118$	$0,111 \pm 0,135$	$\frac{4,1470}{0,000058}$
$k_{\text{верт}}, \text{МКМ}^2$	$1,144 \pm 2,81$	$0,175 \pm 0,257$	$\frac{3,3188}{0,001149}$
$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{сут}$	$18,96 \pm 14,55$	$12,64 \pm 13,38$	$\frac{2,556732}{0,0116163}$
$W, \%$	$13,9 \pm 17,6$	$11,7 \pm 21,8$	$\frac{0,618144}{0,537470}$
$\Gamma_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{т}$	$179,0 \pm 10,8$	$180,0 \pm 0,0$	$\frac{-0,915801}{0,361323}$
$h, \text{м}$	$15,4 \pm 5,3$	$9,8 \pm 4,9$	$\frac{6,174804}{0,00000}$
$H_{\text{вск}}, \text{м}$	$1975,8 \pm 57,3$	$2064,3,1 \pm 23,1$	$\frac{-11,7343}{0,000001}$
$K_{\text{пор}}, \text{доли ед.}$	$0,094 \pm 0,019$	$0,101 \pm 0,021$	$\frac{-1,8216}{0,070621}$
$\mu, \text{МПа}\cdot\text{с}$	$2,25 \pm 1,50$	$1,1 \pm 1,51$	$\frac{3,2443}{0,001468}$
b	$1,36 \pm 0,05$	$1,37 \pm 0,03$	$\frac{-2,1856}{0,030481}$
$P_{\text{затр}}, \text{МПа}$	$1,46 \pm 1,38$	$0,97 \pm 0,86$	$\frac{2,6002}{0,010301}$
$P_{\text{пл}}, \text{МПа}$	$11,1 \pm 4,9$	$10,5 \pm 3,2$	$\frac{0,8419}{0,401275}$
$P_{\text{заб}}, \text{МПа}$	$6,9 \pm 4,2$	$6,0 \pm 2,6$	$\frac{1,6385}{0,103537}$
S	$0,578 \pm 4,732$	$0,297 \pm 4,553$	$\frac{0,3544}{0,723583}$

Анализ средних значений показателей, выполненный по критерию Стьюдента, показывает, что статистически различными являются следующие: горизонтальная проницаемость ($k_{гор}$), вертикальная проницаемость ($k_{верт}$), дебит жидкости ($Q_{ж}$), толщина пласта (h), глубина вскрытого интервала ($H_{вск}$), вязкость нефти (μ), объемный коэффициент нефти (b) и затрубное давление ($P_{затр}$). Для комплексного различия тех показателей, которые не участвовали в обосновании критерия $P_{комп}$, использован пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА), который сводится к следующему: если обозначить через X_{ij} значения показателей с номером i в точке наблюдения с номером j , полученных для данных $P_{комп} > 0,5$ (**группа 1**), то в результате может быть получена матрица W_1 порядка m и n_1 результатов наблюдений:

$$W_1 = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n_1} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2n_1} \\ & & \dots & \\ X_{m1} & X_{m2} & \dots & X_{mn_1} \end{bmatrix}.$$

Через X_{ij}^1 обозначены значения показателей при переменных с номером i в точке наблюдения с номером j для данных $P_{комп} < 0,5$ (**группа 2**), получена матрица W_2 порядка m и n_2 :

$$W_2 = \begin{bmatrix} X_{11}^1 & X_{12}^1 & \dots & X_{1n_2}^1 \\ X_{21}^1 & X_{22}^1 & \dots & X_{2n_2}^1 \\ & & \dots & \\ X_{m1}^1 & X_{m2}^1 & \dots & X_{mn_2}^1 \end{bmatrix},$$

где m – число показателей; n_1, n_2, n_3 – объем выборок.

Далее построена линейная дискриминантная функция (ЛДФ), для чего составлены матрицы центрированных сумм квадратов и смешанных произведений, по которым произведены вычисления выборочной матрицы. Для определения коэффициентов линейных дискриминантных функций построены обратные выборочные ковариационные матрицы. Далее вычислены граничные значения дискриминантных функций, которые поделили выборку на два подмножества. Надежность классификации вычисляется с помощью критерия Пирсона – χ^2 .

В качестве классификатора использовано значение $P_{\text{комп}}$. Для разработки моделей использовались данные, которые не задействовались при обосновании показателя $P_{\text{комп}}$. При построении ПЛДА использованы следующие параметры: дебит жидкости ($Q_{\text{ж}}$), обводненность (W), газовый фактор ($\Gamma_{\text{ф}}$), вязкость нефти (μ), объемный коэффициент нефти (b), затрубное давление ($P_{\text{затр}}$), пластовое давление ($P_{\text{пл}}$), забойное давление ($P_{\text{заб}}$) и скин-фактор (S). В результате реализации ПЛДА получена следующая линейная дискриминантная функция:

$$Z = -0,050249\mu - 0,453963P_{\text{затр}} - 0,031121Q_{\text{ж}} + 1,826$$

при $R = 0,351$, $\chi^2 = 18,485$, $p = 0,000349$. Значения χ^2 и p показывают, что ЛДФ является статистически значимой. По данной формуле вычислены значения Z и устранены вероятности принадлежности к $P_{\text{комп}} > 0,5$. Зависимость $P(Z)$ от Z представлена на рисунке 4.9.

Установлено, что при изменении Z от отрицательных к положительным значениям вероятность $P(Z)$ закономерно убывает. Среднее значение Z при $P_{\text{комп}} > 0,5$ составляет – «0,552»; среднее при $P_{\text{комп}} < 0,5$ составляет – «+0,251». Вероятность классификации – 73,61 %. Это указывает на то, что разработанный критерий «работает» и по тем показателям, которые не участвовали в его разработке. Из этого следует, что при разработке моделей прогноза дебита жидкости деление данных с учетом $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$ может дать положительный эффект.

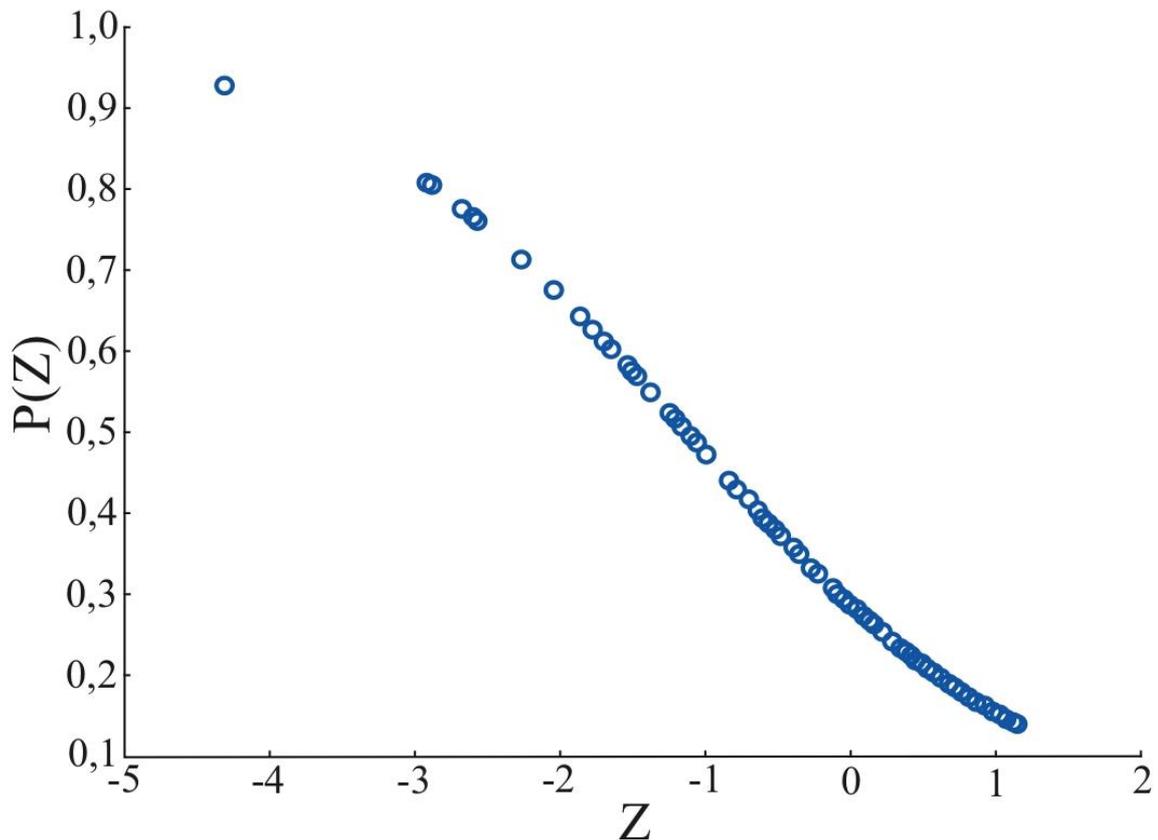


Рисунок 4.9 – Зависимость $P(Z)$ от Z

По мнению автора, построение моделей по различным вариантам позволит проследить изменение условий формирования моделей для прогноза дебита жидкости с учетом значений $P_{\text{комп}}$ и без такового.

Прогнозирование значений $Q_{\text{ж}}$ выполнено путем построения многомерных моделей с использованием пошагового регрессионного анализа. В качестве зависимого признака выступает $Q_{\text{ж}}$, а в качестве независимых факторов – W , $\Gamma_{\text{ф}}$, h , $H_{\text{вск}}$, $K_{\text{пор}}$, μ , b , $P_{\text{затр}}$, $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, S и значения $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$.

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

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M0}} = 20,45 + 8,68k_{\text{гор}} + 1,21P_{\text{пл}} + 1,21K_{\text{пор}} + 0,8k_{\text{верт}} - 0,24S + 0,91P_{\text{затр}} \quad (4.1)$$

при $R = 0,647$, $p < 0,000001$, стандартная ошибка – $6,59 \text{ м}^3/\text{сут}$. Значения коэффициентов R изменяются: $0,421$; $0,562$; $0,626$; $0,634$; $0,638$; $0,647$.

В формировании модели прогноза $Q_{\text{ж}}^{\text{M0}}$ участвуют значения $k_{\text{гор}}$ и $k_{\text{верт}}$, при этом стоит отметить, что влияние $k_{\text{гор}}$ на $Q_{\text{ж}}^{\text{M0}}$ более существенно, чем $k_{\text{верт}}$.

Вычисленные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M0}}$ сопоставлены с фактическими значениями $Q_{\text{ж}}$ путем построения поля корреляции, представленного на рисунке 4.10.

Всесторонний анализ любой многомерной математической модели должен включать не только оценку ее адекватности (достоверности) по статистическим критериям, но и перечень включенных показателей и их положение. Известно, что независимые переменные, включенные в многомерную модель, по сути являются факторами, оказывающими влияние на прогнозируемую величину, в данном случае – дебит жидкости. Также следует учитывать, что чем раньше независимая переменная включается в модель, тем больший вклад в формирование зависимого признака она оказывает. Анализируя разработанную многомерную модель (4.1), можно сделать вывод, что и горизонтальная, и вертикальная составляющие проницаемости оказывают влияние на величину дебита жидкости, однако влияние горизонтальной проницаемости более весомое. Остальные параметры, включенные в модель, и знаки перед ними также косвенно подчеркивают ее физичность.

Модель $Q_{\text{ж}}^{\text{M1}}$, разработанная с учетом значений $R_{\text{комп}} > 0,5$, имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M1}} = 8,03 + 6,06k_{\text{гор}} + 0,55P_{\text{пл}} + 0,9k_{\text{верт}} \quad (4.2)$$

при $R = 0,787$, $p < 0,00055$, стандартная ошибка – 3,20 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,531; 0,660; 0,787.

Вычисленные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M1}}$ сопоставлены с фактическими значениями $Q_{\text{ж}}$ путем построения поля корреляции, представленного на рисунке 4.10.

Модель характеризуется достаточно высокой прогностической способностью. Независимые переменные, включенные в модель, а также знаки перед ними подчеркивают физичность полученного уравнения, то есть его непротиворечивость известным законам. Дебиты скважин формируются и вертикальной, и горизонтальной проницаемостями, но вклад горизонтальной проницаемости является более весомым.

Модель $Q_{\text{ж}}^{\text{M2}}$, разработанная с учетом значений $P_{\text{комп}} < 0,5$, имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{M2}} = -15,81 + 58,56k_{\text{гор}} + 2,63P_{\text{пл}} - 0,82S - 1,03P_{\text{заб}} + 1,31P_{\text{затр}} + 0,443W \quad (4.3)$$

при $R = 0,785$, $p < 0,000001$, стандартная ошибка – 2,55 м³/сут. Значения коэффициентов R изменяются: 0,541; 0,726; 0,765; 0,777; 0,782; 0,785.

Стоит отметить, что значения $k_{\text{верт}}$ в разработанной модели отсутствуют. Вычисленные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{M2}}$ сопоставлены с фактическими значениями $Q_{\text{ж}}$ путем построения поля корреляции, представленного на рисунке 4.10.

Анализируя модель (4.3), стоит обратить внимание на факт отсутствия вертикальной составляющей проницаемости в общем перечне включенных независимых переменных. Очевидно, что в зонах дренирования рассматриваемой залежи, для которых характерно значение комплексного показателя $P_{\text{комп}} < 0,5$ (участки с условно пониженной проницаемостью), приток из пласта формируется только горизонтальной составляющей проницаемости. В классической подземной гидромеханике такая фильтрация называется плоскорадиальной. Наличие в модели (4.2) двух составляющих проницаемости является признаком соответствия модели сферически-радиального (трехмерного) движения.

Таким образом, моделирование притока по второму сценарию, дифференцированное по показателю $P_{\text{комп}}$, позволило не только получить индивидуальные модели притока, но и обосновать различия в геометрии потока жидкости на различных участках рассматриваемой нефтяной залежи.

Для обоснования совместного использования значений $Q_{\text{ж}}^{\text{M0}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{M1}}$, $Q_{\text{ж}}^{\text{M2}}$ построена модель, совместно учитывающая эти значения, которая имеет следующий вид:

$$Q_{\text{ж}}^{\text{MM}} = -0,086 + 0,451Q_{\text{ж}}^{\text{M0}} + 0,4134(Q_{\text{ж}}^{\text{M1}} + Q_{\text{ж}}^{\text{M2}}) + 0,0166(Q_{\text{ж}}^{\text{M0}})^2 - 0,0408Q_{\text{ж}}^{\text{M0}}(Q_{\text{ж}}^{\text{M1}} + Q_{\text{ж}}^{\text{M2}}) + 0,0327(Q_{\text{ж}}^{\text{M1}} + Q_{\text{ж}}^{\text{M2}})^2 \quad (4.4)$$

при $R = 0,762$, $p < 0,00000$, стандартная ошибка – $9,12 \text{ м}^3/\text{сут}$. Вычисленные значения $Q_{\text{ж}}^{\text{ММ}}$ сопоставлены с фактическими значениями $Q_{\text{ж}}$ путем построения поля корреляции, представленного на рисунке 4.10.

Оригинальная математическая обработка данных по проницаемости коллектора с учетом составляющих, а также ряда геолого-промысловой информации позволила разработать критерий, комплексно учитывающий вероятность повышенных значений проницаемости коллектора с учетом составляющих. Данный критерий позволяет обоснованно дифференцировать коллектор в пределах залежи на условно высоко- и низкопроницаемый.

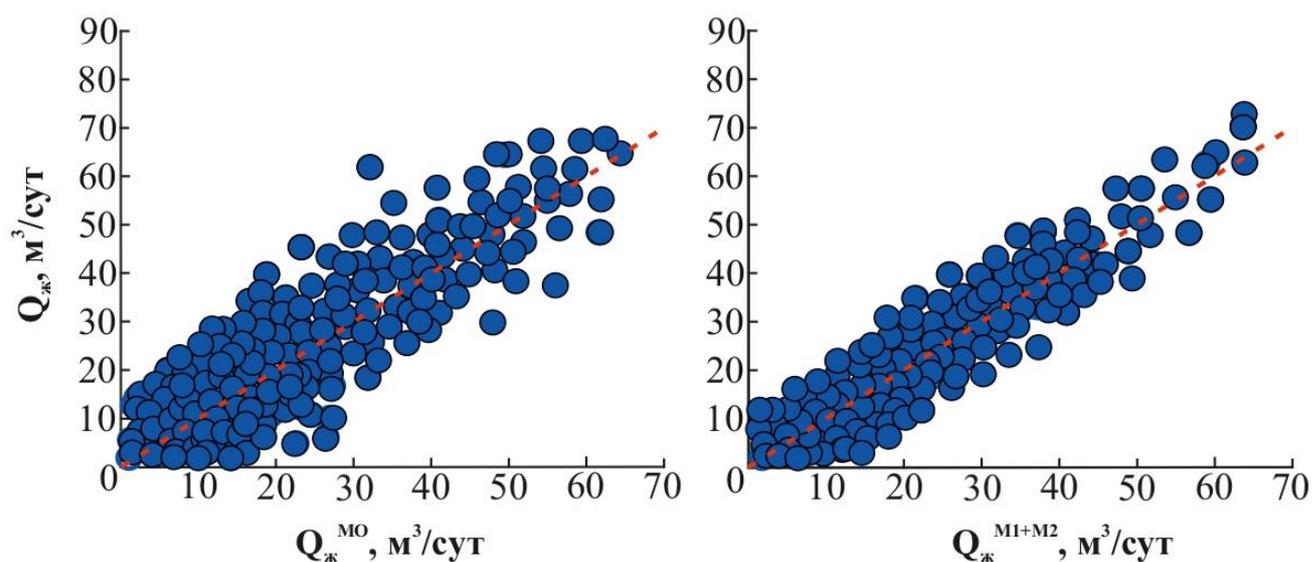


Рисунок 4.10 – Поля корреляции между $Q_{\text{ж}}$ и модельными значениями

Детальный анализ геолого-промысловых данных позволил доказать, что фактором, приводящим к формированию повышенных значений проницаемости, являются геологические условия осадконакопления.

Использование предложенного критерия позволило построить схему его распределения и выделить в пределах залежи зоны с повышенной проницаемостью. Все эти зоны приурочены к выделенной при литолого-фациальном моделировании части рифа – биогермному ядру.

Доказано, что установленные закономерности геологического строения и распределения фильтрационных свойств в пределах залежи во многом обуславливают специфику выработки ее запасов. Так, предложенный показатель

$P_{\text{комп}}$ с высокой степенью коррелирует с приведенными накопленными показателями добычи нефти и воды по всем скважинам.

Выполненная дифференциация коллекторов позволила обоснованно подойти к проблеме исследования и моделирования притока жидкости. В результате математической обработки значительного объема промысловых данных получены многомерные математические модели, позволяющие с высокой степенью достоверности прогнозировать дебиты жидкости индивидуально для выделенных зон коллекторов.

Сравнительный анализ построенных моделей позволил установить важнейшую 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 составляющие проницаемости коллектора. В зонах условно пониженной проницаемости фильтрация соответствует двумерной плоскорадиальной модели, на величину дебита жидкости, помимо прочих геолого-технологических показателей, оказывает влияние только горизонтальная составляющая проницаемости [254].

Однако следует отметить, что, несмотря на все большее распространение методов математической статистики при решении самых разнообразных инженеринговых задач, отношение многих исследователей к данному инструменту является скептическим. Считается, что многомерные статистические модели не отражают физического смысла описываемого процесса, в отличие от аналитических уравнений. Так, в настоящее время при описании таких сложных процессов, как многофазные течения в сложных геологических средах, чаще всего используют аналитические решения [177, 211, 297]. В связи с этим в настоящей работе приводятся результаты исследований, направленных на сравнительный анализ многомерных статистических и аналитических моделей притока жидкости в условиях сложнопостроенных коллекторов.

4.3. Сравнительный анализ разработанных моделей дебита жидкости с аналитическими уравнениями

Анализ достоверности аналитических и многомерных статистических моделей притока жидкости выполнен с привлечением фактических дебитов жидкости скважин, эксплуатирующих сложнопостроенные карбонатные коллекторы ряда месторождений Пермского края.

В качестве статистических моделей использованы уравнения (4.2) и (4.3), представленные на стр.238-239. Также привлечены данные по дебитам скважин из геолого-гидродинамической моделей (ГГДМ) и результаты вычислений по некоторым, наиболее известным из подземной гидромеханики аналитическим уравнениям, описание которых приведено далее.

Закон Дюпюи – самое фундаментальное уравнение для описания потока жидкости. Однако для нетрадиционных коллекторов (сверхнизкие значения проницаемости матрицы), характеризующихся сложной структурой пустотного пространства, закон Дюпюи может преувеличивать скорость потока жидкости из-за взаимодействия между ее частицами и стенками пор [177, 211, 297]. Результатом этого взаимодействия является образование пограничного слоя, на котором жидкость имеет более высокую вязкость. В литературе описывается, что, когда величина градиента чрезвычайно мала, например ниже скаляра, называемого пороговым градиентом [291], пограничный слой может препятствовать течению жидкости. Таким образом, закон Дюпюи следует корректировать с учетом эффекта порогового градиента давления.

Уравнение 1. Закон Дюпюи:

$$Q_{\text{ж}} = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{с}}}{\text{Ln} \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}. \quad (4.5)$$

Уравнение 2. Дебит скважины в трещинном коллекторе:

$$Q = \frac{2\pi k_0^* h [1 - e^{-\beta^{**}(p_0 - p)}]}{\mu \beta^{**} \text{Ln} \frac{r_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}. \quad (4.6)$$

Уравнение 3. Для трещиновато-пористого коллектора с учетом притока жидкости из проницаемой матрицы:

$$Q = \frac{2\pi kh p_k - p_c}{\mu \operatorname{Ln} \frac{r_k}{r_c}} + \frac{2\pi k_0^* h [1 - e^{-\beta^{**}(p_0 - p)}]}{\mu \beta^{**} \operatorname{Ln} \frac{r_k}{r_c}}, \quad (4.7)$$

где β^{**} – параметр трещинной среды, зависящий от упругих свойств среды и от геометрии трещин.

$$\beta^{**} = \beta_{\text{ср}} \cdot \frac{l}{\delta_0},$$

где $\beta_{\text{ср}}$ – коэффициент объемного сжатия матрицы трещинной среды; l – линейный размера матрицы (расстояние между двумя соседними трещинами); δ_0 – раскрытость трещин при начальном пластовом давлении.

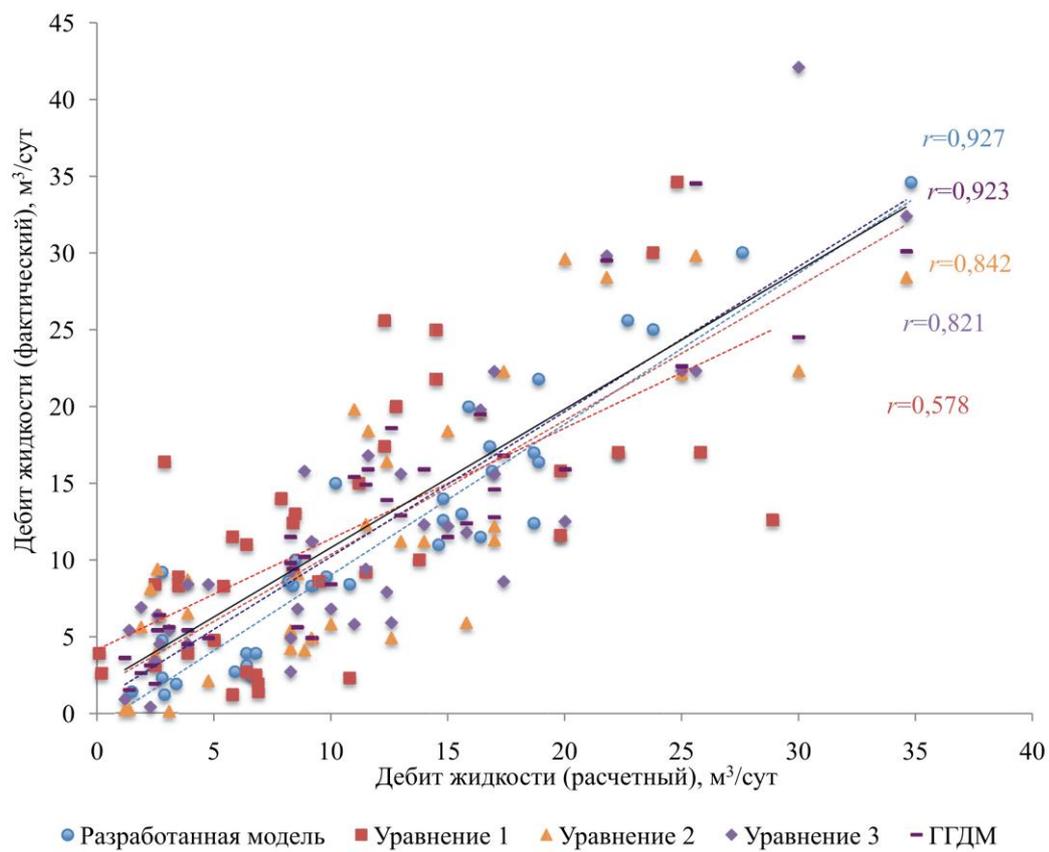
Сопоставление многомерных статистических и аналитических решений выполнено дифференцированно для выделенных ранее характерных участков залежей – зон с высокими и низкими значениями проницаемости, комплексно учтенными параметром $P_{\text{компл}}$.

Таким образом, для сопоставления модельных значений дебита с фактическими данными рассмотрено два случая:

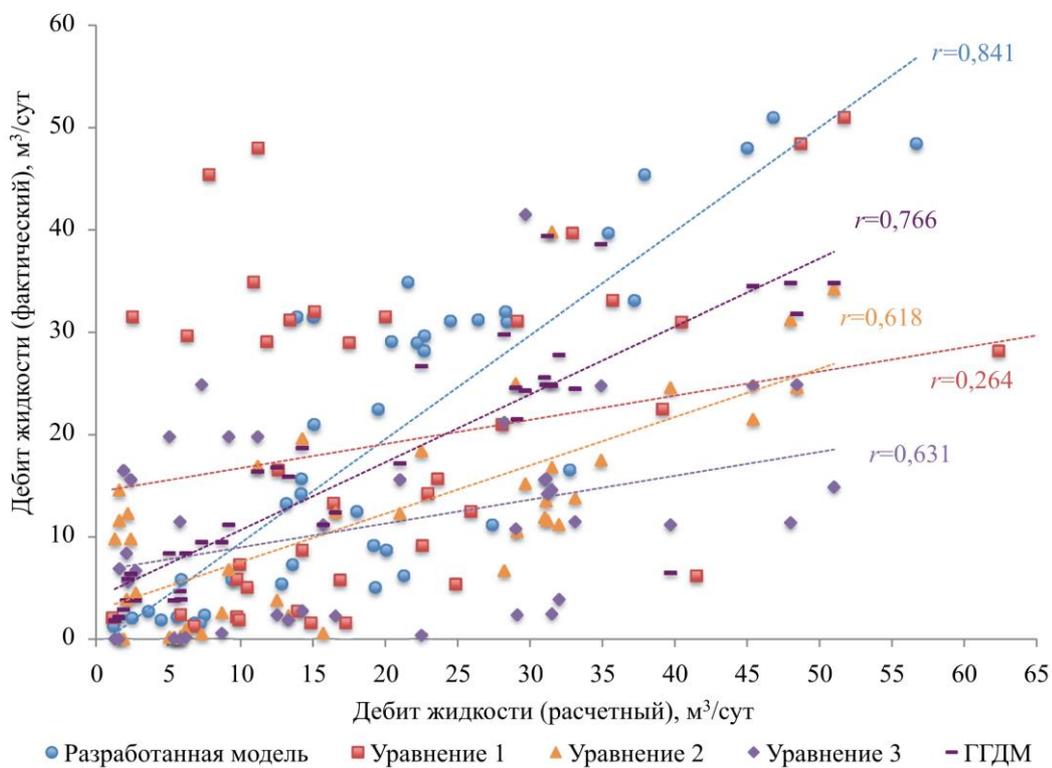
- 1) при $P_{\text{компл}} < 0,5$, когда приток из пласта формируется только горизонтальной составляющей проницаемости (рисунок 4.11, а);
- 2) при $P_{\text{компл}} > 0,5$, когда приток из пласта формируют и вертикальная, и горизонтальная проницаемости (рисунок 4.11, б).

Сопоставление выполнено графическим способом посредством построения корреляционного поля, а также численно – с использованием коэффициента корреляции r (см. рисунок 4.11, таблица 4.4).

Коэффициенты корреляции между фактическими значениями дебита жидкости и модельными значениями, вычисленные по аналитическим уравнениям (4.5), (4.6) и (4.7), сведены в таблицу 4.4.



а



б

Рисунок 4.11 – Поля корреляции между фактическими значениями дебита жидкости и модельными значениями

Таблица 4.4 – 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 1)	0,578	0,264
Аналитическая (уравнение 2)	0,842	0,618
Аналитическая (уравнение 3)	0,821	0,631
ГГДМ	0,923	0,766

Анализ данных, представленных в таблице 4.4, показывает, что в зонах условно пониженной проницаемости ($P_{\text{комп}} < 0,5$, оказывает влияние только горизонтальная составляющая проницаемости – преимущественно поровый тип коллектора) высокий коэффициент корреляции ($r > 0,8$) характерен как для разработанной многомерной статистической модели дебитов, так и для рассматриваемых аналитических уравнений и значений, рассчитанных на геолого-гидродинамической модели. В зонах повышенной проницаемости ($P_{\text{комп}} > 0,5$, оказывают влияние как горизонтальная, так и вертикальная составляющая проницаемости коллектора) аналитические уравнения (4.5), (4.6), (4.7) характеризуются высокой ошибкой расчетов ($r < 0,63$), что указывает на невозможность использования их в сложнопостроенных коллекторах, характеризующихся анизотропией проницаемости горных пород.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4

Практическое применение разработанной методики, описанной в 3 главе настоящего диссертационного исследования, позволило решить ряд важнейших для теории и практики разработки месторождений углеводородов задач.

Так, оригинальная математическая обработка данных по проницаемости коллектора с учетом ее составляющих, а также ряда геолого-промысловой информации позволила разработать критерий $P_{\text{комп}}$, комплексно учитывающий вероятность повышенных значений проницаемости коллектора. Данный критерий позволяет обоснованно дифференцировать коллектор в пределах залежи на условно высоко- и низкопроницаемый. Использование предложенного критерия позволило построить схему его распределения и выделить в пределах залежи зоны с повышенной проницаемостью. Установлено, что все эти зоны приурочены к выделенной при литолого-фациальном моделировании части рифа – биогермному ядру. Данные исследования позволили уточнить геологическое строение более 20 сложнопостроенных рифовых резервуаров. Также доказано, что установленные закономерности геологического строения и распределения фильтрационных свойств в пределах залежи во многом обуславливают специфику выработки ее запасов. Так, предложенный показатель $P_{\text{комп}}$ с высокой степенью коррелирует с приведенными накопленными показателями добычи нефти и воды по всем скважинам.

Выполненная дифференциация коллекторов позволила обоснованно подойти к проблеме исследования и моделирования притока жидкости. В результате математической обработки значительного объема промысловых данных получены многомерные математические модели, позволяющие с высокой степенью достоверности прогнозировать дебиты жидкости индивидуально для выделенных зон коллекторов с более высокой точностью, нежели известные из подземной гидромеханики аналитические решения. Сравнительный анализ построенных моделей позволил установить важнейшую 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 двумерной плоско-радиальной модели, на величину дебита жидкости, помимо прочих геолого-технологических показателей, оказывает влияние только горизонтальная составляющая проницаемости. То есть 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.

Стоит отметить невысокую достоверность геолого-гидродинамического моделирования при описании процессов фильтрации в условиях повышенных значений проницаемости и выраженной ее анизотропии ($r=0,726$). В условиях повсеместного применения данного инструмента для проектирования и мониторинга разработки месторождений углеводородов данный вывод свидетельствует об острой актуальности разработки новых методических подходов к повышению достоверности гидродинамического моделирования.

ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА НОВЫХ МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С АНИЗОТРОПИЕЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ОСНОВЕ ГГДМ

5.1. Практическое применение значений анизотропии проницаемости при геолого-гидродинамическом моделировании

Геолого-гидродинамическое моделирование является одним из главных компонентов при управлении разработкой нефтяных месторождений [43, 68, 149]. Ключевой задачей при создании цифровой модели нефтяного объекта является использование мелкой сетки, которая будет достаточно точно представлять структурные и стратиграфические основы, а также геометрию пустотного пространства [9, 94, 102, 126, 174, 283]. Все структурные особенности карбонатного коллектора имеют преобладающее влияние на фильтрацию углеводородов в коллекторе, поэтому учет и точное их моделирование является важной и актуальной задачей [87, 117, 140, 141]. Построение детальных моделей выполняется в очень мелком масштабе для упрощения интеграции данных керна, геофизических исследований, сейсмических и других данных, которые консолидируются в разных масштабах [75, 90, 202].

В последние годы численные модели направлены на включение более реалистичных представлений о геологической структуре с целью получения более точной интерпретации поведения сложнопостроенного трещиноватого карбонатного коллектора [34, 72, 186]. Для сложных сетей трещин и разномасштабных пористых сред обычно используются три разных подхода для представления потока жидкости через трещиновато-пористые среды: эквивалентный континуум, двойная пористость и дискретная трещина.

Эквивалентные модели континуума представляют трещино-пористую среду как непрерывную систему с эквивалентными параметрами, такими как

проницаемость и пористость. Этот метод достаточно широко использовался при исследованиях трещиноватых коллекторов из-за простоты оценки эквивалентных параметров и вычислительной эффективности [302]. Однако не существует на сегодняшний момент зарекомендовавшего себя метода для точной оценки эквивалентных параметров для коллекторов, характеризующихся достаточно сильным развитием и сложным распределением трещин [229].

Подход двойной пористости/проницаемости для моделирования трещиноватых коллекторов с ортогональными наборами трещин заключается в наложении двух систем – одна для матрицы породы, другая для сети трещин. В данном случае системы связаны между собой с помощью передаточных функций, которые оцениваются посредством аналитического решения уравнения диффузии давления между матрицей и трещинами для достаточно простого набора трещин или посредством численных и лабораторных экспериментов для сложного распределения трещинных систем [225, 252]. Этот способ подходит для трещиноватых карбонатных горных пород, содержащих множественные группы трещин с достаточно точным определением их формы. Тем не менее в сложных трещинных системах (случайное распределение трещин) оценка фактора формы очень затруднительна и даже невозможна.

В дискретной модели трещины представлены в уменьшенном размере, это означает, что они характеризуются линиями и поверхностями в двумерных и трехмерных задачах соответственно [193, 217, 223]. Этот подход более точен для описания потока жидкости в матрице, а также и в трещинах. Приняв соответствующую дискретизацию сетки, данный метод может описать неоднородность, анизотропию и распределение трещин в сложнопостроенном карбонатном коллекторе. По этой причине в последние годы метод дискретной модели привлек большое внимание и стал активно применяться для численного моделирования сложнопостроенных трещиноватых карбонатных коллекторов.

В работах многих авторов [161] отмечено, что для скважин, дренирующих участок залежи с выраженной трещиноватостью, при адаптации геолого-гидродинамических моделей наблюдаются расхождения, в некоторых случаях существенные, между фактическими и расчетными технологическими показателями эксплуатации (добыча нефти/жидкости и др.) (рисунок 5.1). Подходы к учету трещиноватости коллекторов в геолого-гидродинамических моделях описаны в работах [10, 75, 161] и реализованы в рамках настоящих исследований.

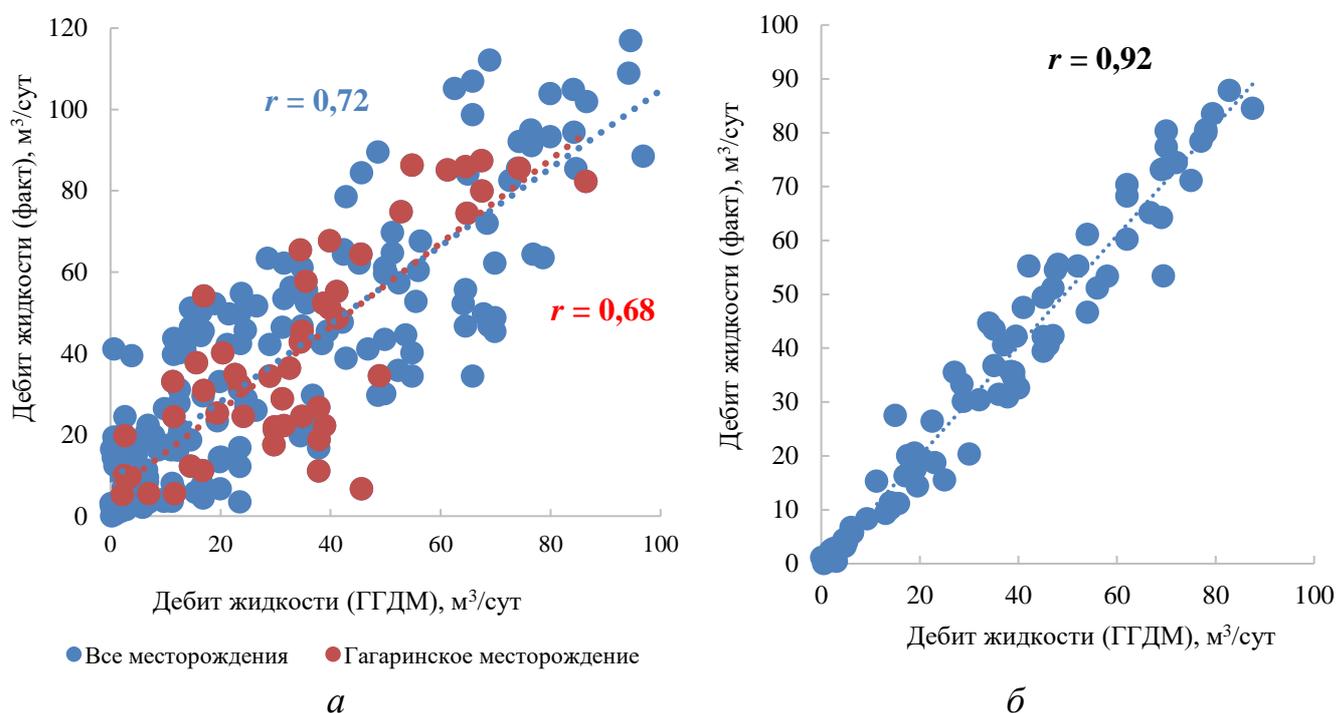


Рисунок 5.1 – Поля корреляции между фактическими значениями дебита жидкости и рассчитанными на ГГДМ: а – сложнопостроенные карбонатные коллектора; б – терригенные коллектора

По методике определения анизотропии проницаемости горных пород, описанной в разделе 3.2, обработаны более 2000 исследований, проведенных на добывающих и нагнетательных скважинах, эксплуатирующих сложнопостроенные турнейско-фаменские коллекторы нефтяных месторождений Верхнего Прикамья (см. рисунок 3.1). В работах [6, 20, 44, 76, 88, 162, 163] отмечается, что исследуемые карбонатные залежи характеризуются наличием двойной пористости/проницаемости, в некоторых случаях и тройной (кавернозность), вследствие этого они имеют сложную структуру пустотного

пространства, и выделяется следующая геологическая особенность: по площади распространения залежей установлено чередование коллекторов разной емкости для одних и тех же стратиграфических горизонтов, обусловленное условиями седиментации. Лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) обладает часть залежи в виде рифового гребня, в более низкорельефные участки в процессе седиментации сносился микритовый материал, который заполнял естественные трещины, ухудшая фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Для каждой литолого-фациальной зоны построена зависимость показателя анизотропии проницаемости от забойного давления в целом по всем анализируемым месторождениям (рисунок 5.2). Полученные зависимости могут быть использованы для прогнозирования параметра анизотропии проницаемости в каждой литолого-фациальной зоне, что может оказать влияние на подбор оптимального технологического режима работы скважин и на выбор геолого-технических мероприятий.

Усовершенствование действующих геолого-гидродинамических моделей сложнопостроенных карбонатных залежей рассматриваемых нефтяных месторождений производилось в гидродинамическом симуляторе Tempest версии 8.3.1 компании Roxar.

Улучшение действующих геолого-гидродинамических моделей происходило в следующей последовательности:

1. На предварительном этапе значения вертикальной проницаемости численно настраивались по результатам интерпретации ГДИС. Далее осуществлялся процесс модификации геолого-гидродинамической модели путем поиска множителей проницаемости:

2. Происходит преобразование полученной зависимости анизотропии проницаемости (рисунок 5.2) в зависимость анизотропии проницаемости от текущего пластового давления. Полученная зависимость будет иметь примерно такой же вид.

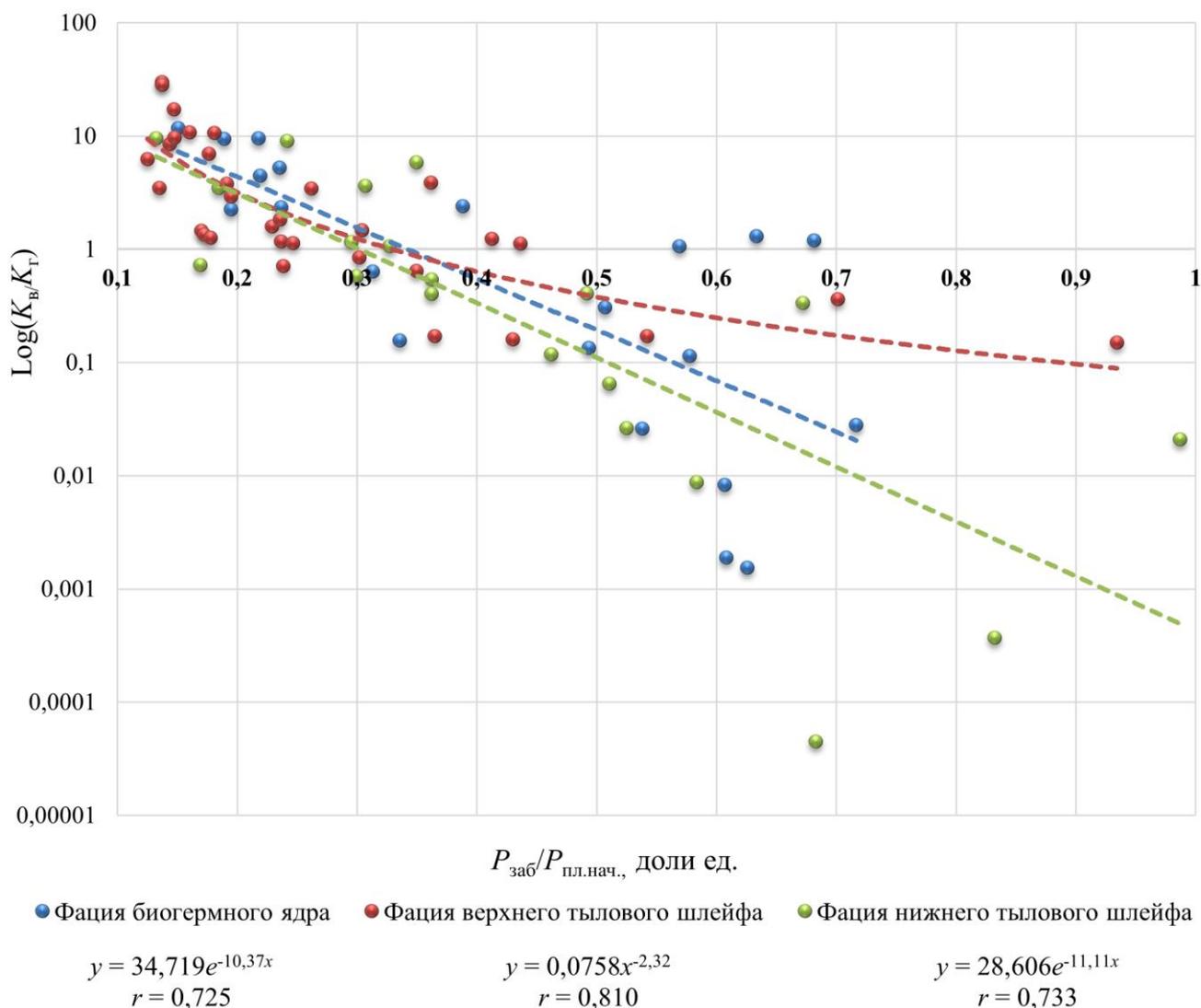


Рисунок 5.2 – Зависимость показателя анизотропии проницаемости от забойного давления для каждой литолого-фациальной зоны турнейско-фаменских залежей

3. Анализируя проведенные гидродинамические исследования на неустановившихся режимах, строится зависимость проницаемости от пластового давления. Проницаемость, получаемая при исследованиях, будет равна проницаемости по латерали $k_x = k_y$.

4. При достаточно маленьком шаге, например 5 бар, от атмосферного до пластового давления (выше можно уменьшать дискретность) получаются значения проницаемости по латерали.

5. Горизонтальная проницаемость подставляется в зависимость пункта 2. Получается распределение вертикальной проницаемости от пластового давления.

Принимается, что при начальном пластовом давлении проницаемости не изменены, а при изменении давления в ту или иную сторону увеличиваются либо уменьшаются. Так как распределение проницаемости в зоне каждой скважины может значительно различаться, то для использования необходимы не сами значения проницаемостей, а их множители (при $P_{пл} = P_{пл.нач}$ множитель равен единице). Описанный процесс преобразования представлен на рисунке 5.3.

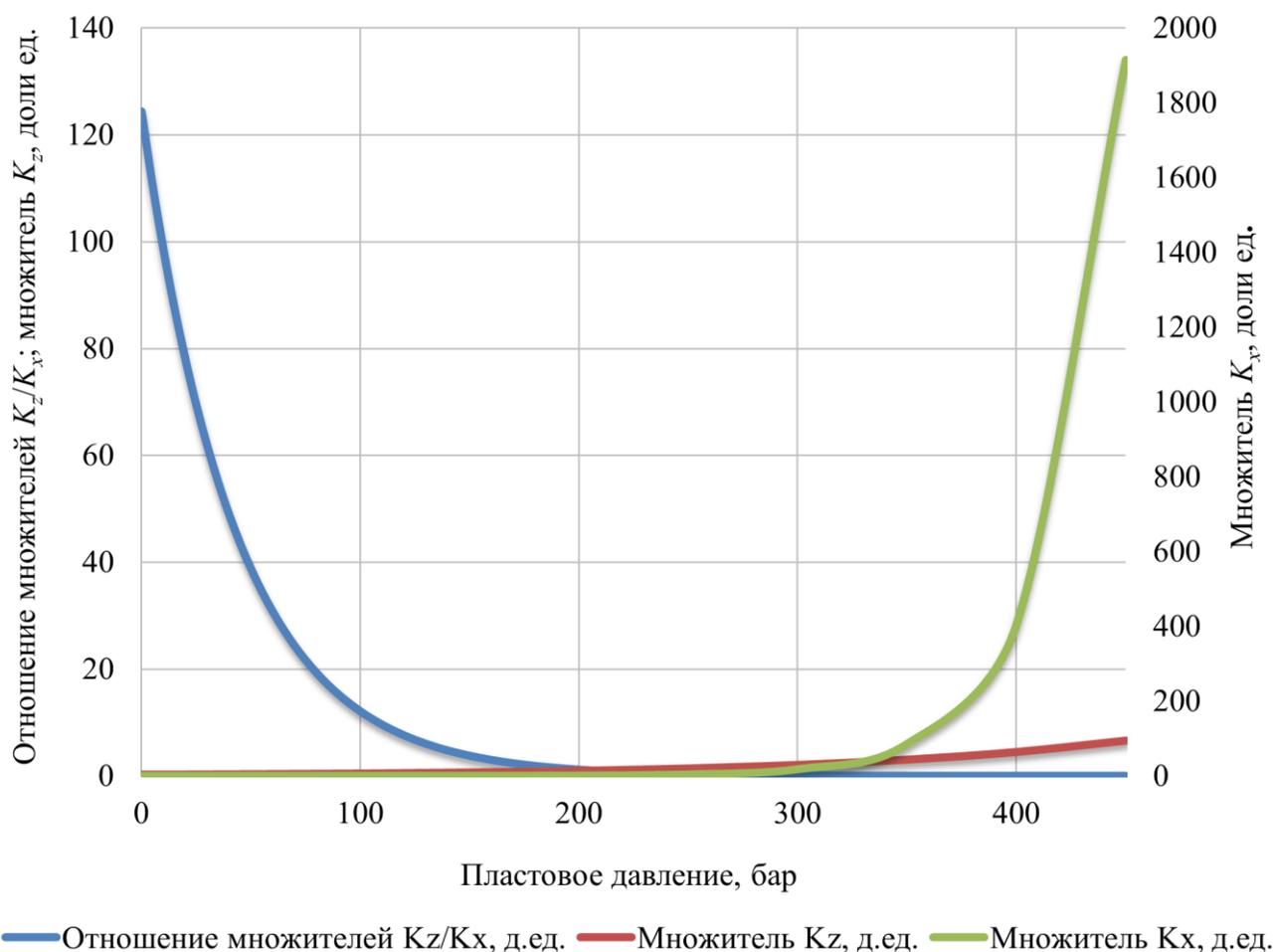


Рисунок 5.3 – Зависимость множителей проницаемости от пластового давления для фации верхнего тылового шлейфа

Анализируя полученные графики, можно прийти к выводу, что при значительном снижении пластового давления роль вертикальной фильтрации выходит на первый план. Данная процедура выполнена для каждой литолого-фациальной зоны турнейско-фаменских отложений рассматриваемых месторождений. Таким образом, имеются зависимости изменения прони-

цаемостей по латерали и вертикали для каждой зоны. В отличие от распространенного способа при помощи ключевого слова KVSP применение ключевых слов KVPX, KVPY и KVPZ дает возможность разнонаправленного распределения изменения проницаемости от давления. На рисунке 5.4 в качестве примера куба измененных регионов представлен вид усовершенствованной (модифицированной) геолого-гидродинамической модели турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения. На рисунках 5.5 и 5.6 представлены результаты адаптации по добывающей и нагнетательной скважинам на модифицированной и исходной (до модификации) геолого-гидродинамическим моделям.

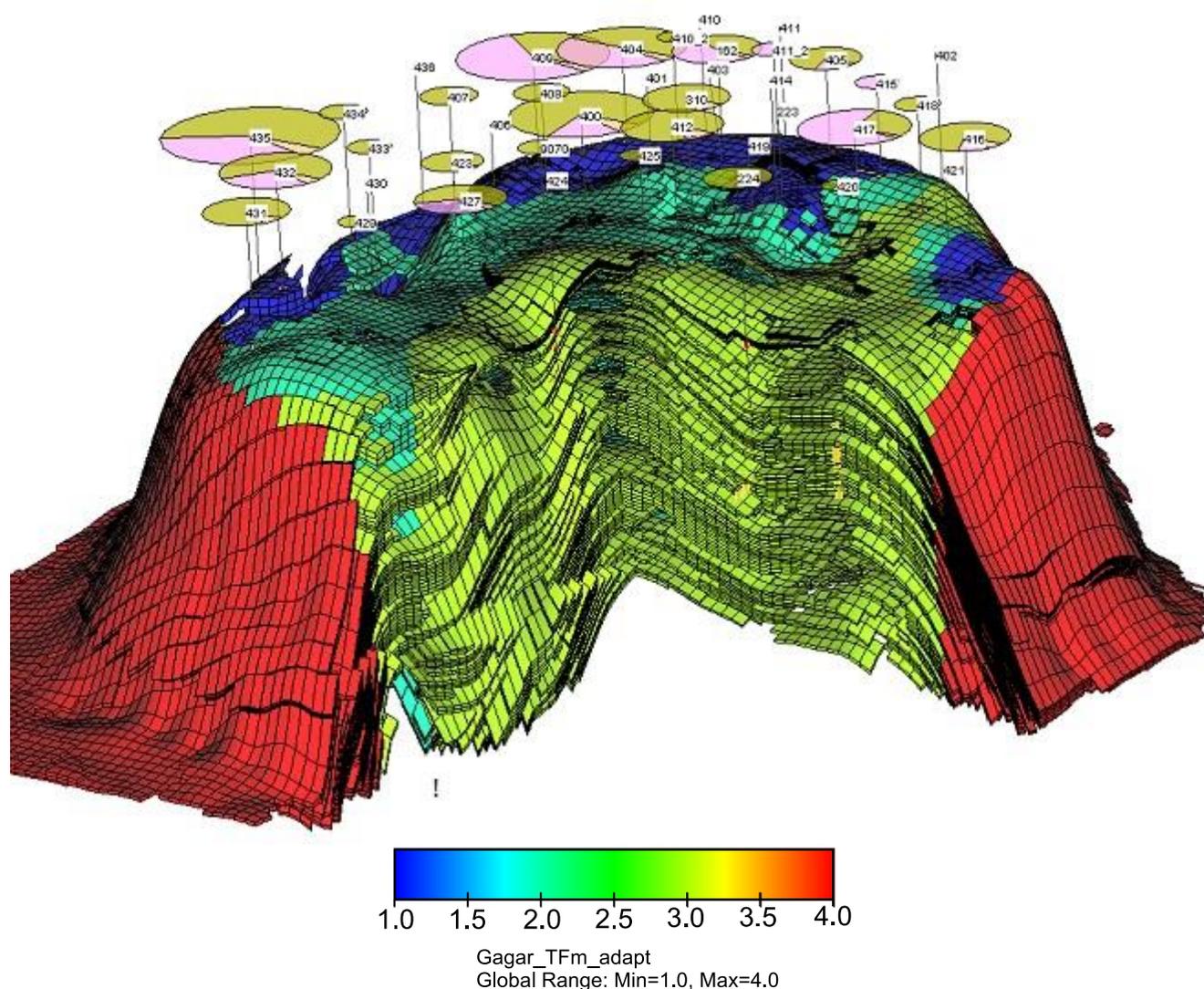


Рисунок 5.4 – Усовершенствованная с помощью включения динамики параметра анизотропии проницаемости геолого-гидродинамическая модель турнейско-фаменской залежи Гагаринского месторождения (каждая из литолого-фациальных зон обозначена своим цветом: красный – склон рифа; синий – биогермное ядро; бирюзовый – верхний тыловой шлейф; зеленый – нижний тыловой шлейф)

Таким образом, проведенные расчеты на модифицированной гидродинамической модели по скв. 429 позволили воссоздать динамику забойного давления, настроить тренд пластового давления и значительно улучшить сходимость параметра обводненности добываемой продукции. По скв. 71 удалось добиться необходимой исторической репрессии, а также пласт «принял» в себя весь объем закачиваемой жидкости. Использование исходной (немодифицированной) модели не позволило добиться такой высокой сходимости исторических и модельных представлений.

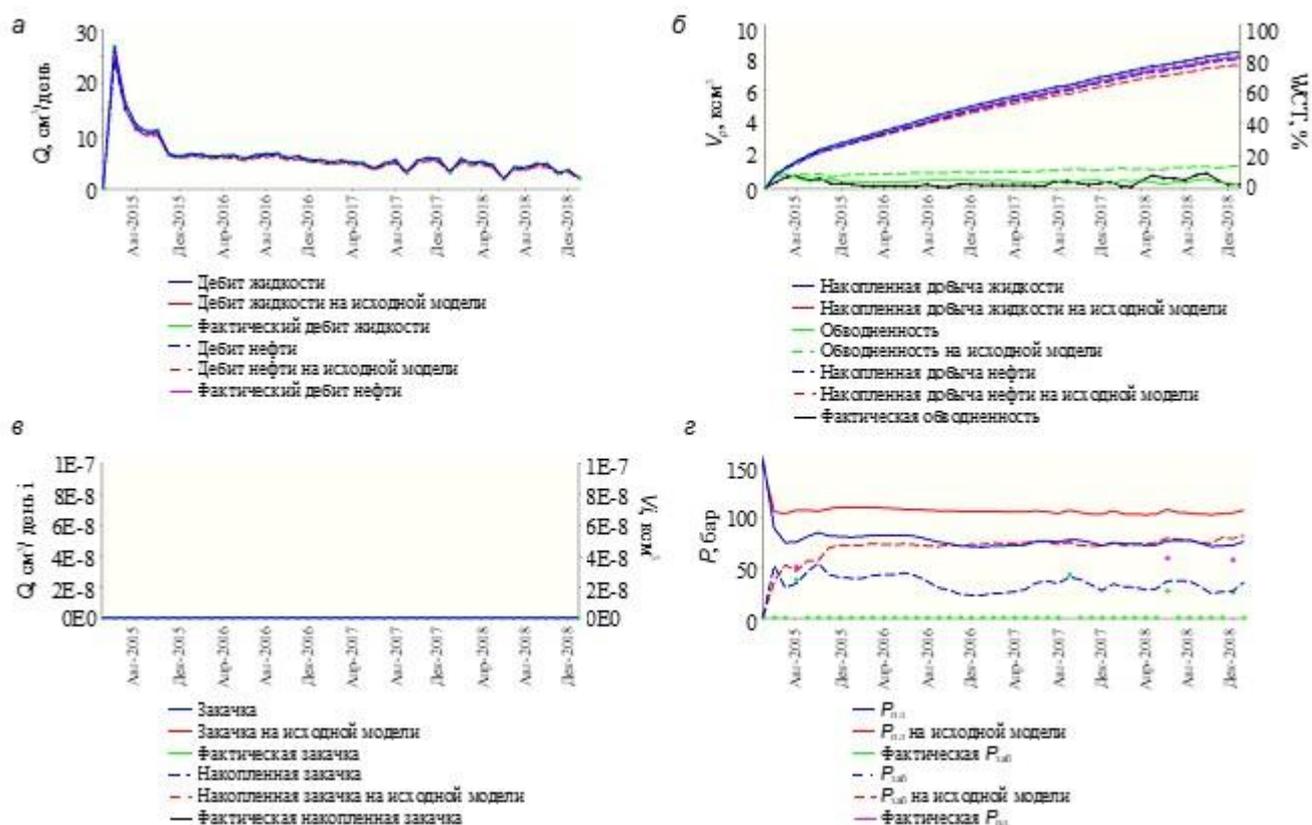


Рисунок 5.5 – Сравнение результатов адаптации по добывающей скважине 429 на модифицированной и исходной ГГДМ: *а* – дебиты; *б* – накопленная добыча и обводненность; *в* – закачка; *г* – давление

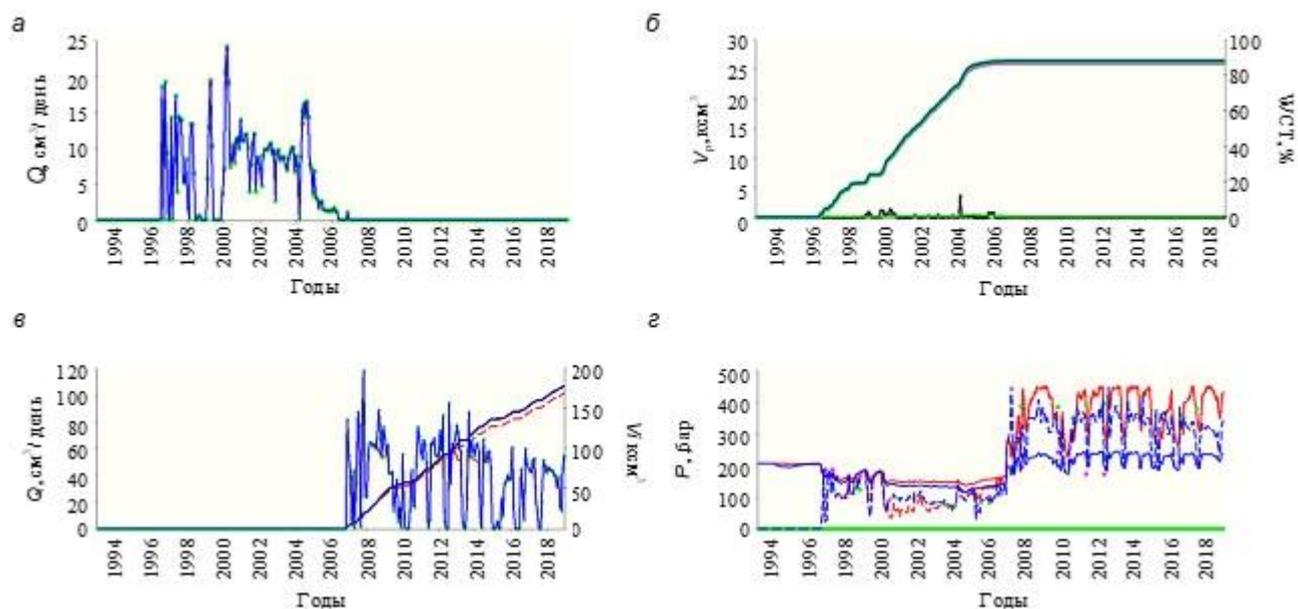


Рисунок 5.6 – Сравнение результатов адаптации по нагнетательной скважине 71 на модифицированной и исходной ГГДМ: *а* – дебиты; *б* – накопленная добыча и обводненность; *в* – закачка; *г* – давление (условные обозначения см. на рисунке 5.5)

Таким образом, детализация геологического строения сложнопостроенных карбонатных коллекторов, заключающаяся в учете трещиноватости коллектора и анизотропии его проницаемости, позволила в значительной мере повысить достоверность геолого-гидродинамических моделей, их прогностических способностей (рисунок 5.7) и, как следствие, проектирования разработки месторождений на основе модифицированных таким образом моделей.

Данный вывод очередной раз подтверждает факт существенного различия в закономерностях выработки запасов из гранулярных коллекторов и горных пород, представленных карбонатами со сложной структурой пустотного пространства. Стандартные симуляторы позволяют достоверно моделировать процессы разработки терригенных и карбонатных поровых объектов. Их применение для сложнопостроенных резервуаров должно сопровождаться процедурой модификации посредством учета трещиноватости и анизотропии проницаемости, количественная характеристика которых может быть получена по данным гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах.

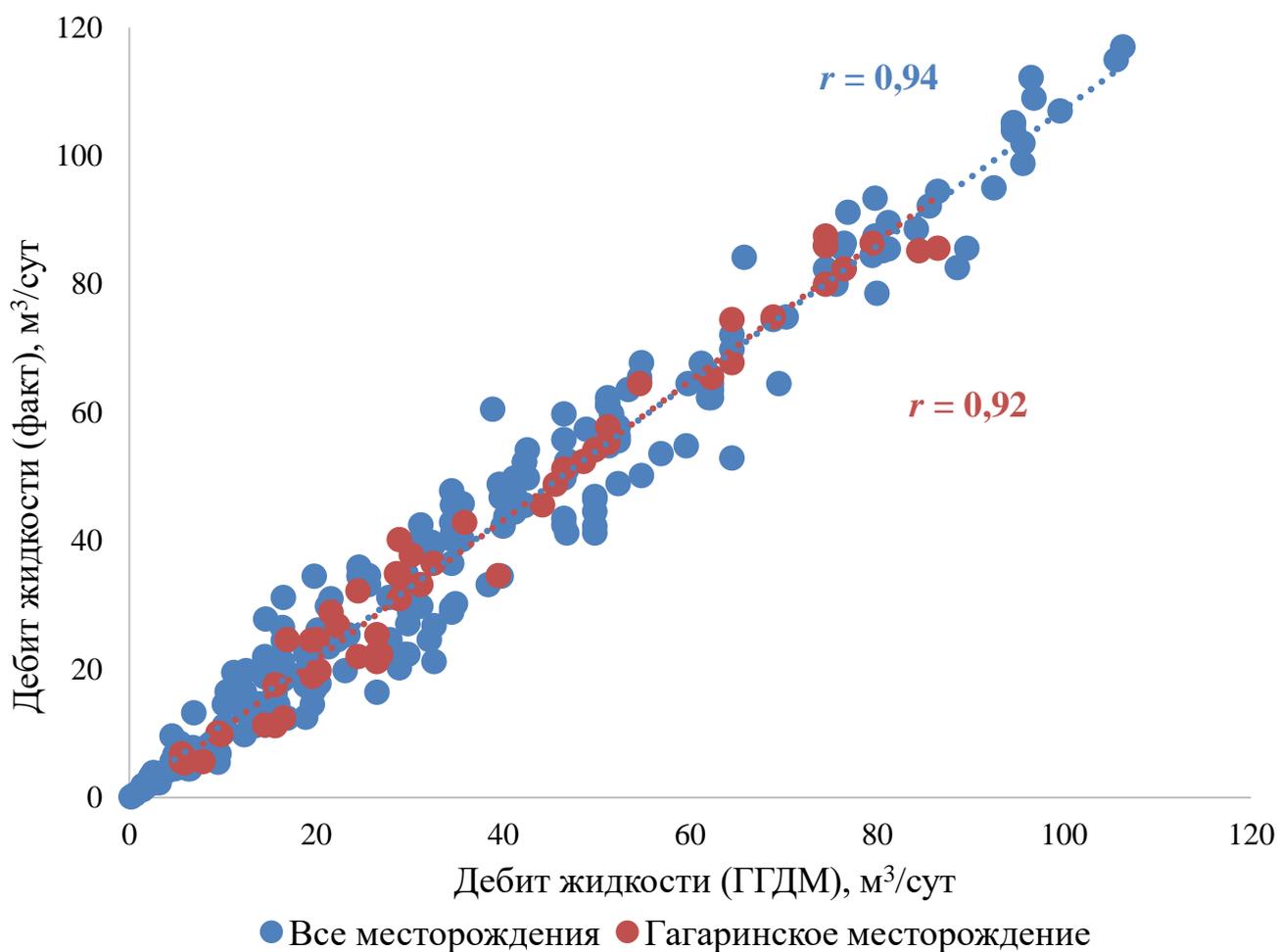


Рисунок 5.7 – Поле корреляции между фактическими значениями дебита жидкости и рассчитанными на ГГДМ

Также следует обозначить целесообразность учета установленных особенностей строения пустотного пространства изучаемых коллекторов при регулировании системы поддержания пластового давления и планировании геолого-технических мероприятий.

5.2. Планирование системы поддержания пластового давления в сложнопостроенных карбонатных коллекторах на основе модифицированных ГГДМ

Особое внимание при разработке сложнопостроенных карбонатных коллекторов стоит обращать на эффективность системы поддержания пластового давления (ППД). Закачиваемая вода в пласт быстро прорывается по системе

трещин к добывающим скважинам, оставляя нефть в блоках (матрице) породы. Очень часто наблюдается следующая картина при разработке залежей трещинных и трещинно-поровых коллекторов: низкое пластовое давление при высоких объемах закачки и компенсации отборов.

Для определения направлений движения фильтрационных потоков и скважин, в которые поступает закачиваемая вода, применяют метод прямых исследований – индикаторные (трассерные) исследования. Среди различных существующих видов промысловых исследований трассерный метод, на сегодняшний день, является одним из наиболее информативных с точки зрения контроля над процессом заводнения. Данный метод является прямым и позволяет изучать реальные направления движения закачиваемой жидкости, в отличие от геофизических и гидродинамических исследований. Данные, полученные по результатам проведенных трассерных исследований, позволяют осуществлять наиболее точный контроль за направлением фильтрационных потоков закачиваемой жидкости и за разработкой в целом.

Однако метод индикаторных исследований является достаточно длительным и относительно дорогостоящим, а также он может быть надежно реализован только на поздней стадии разработки месторождения при наиболее интенсивном обводнении продукции.

Современные гидродинамические симуляторы позволяют решать большой круг задач касаясь геолого-промыслового анализа, такой как: анализ выработки запасов, оценка динамики пластового давления по очагам, подъем водо-нефтяного контакта и др. В данной диссертационной работе использовалась экспресс-методика оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие с помощью коэффициентов взаимодействия, рассчитываемого симулятором, и синтетических трассеров, которые закачиваются в интересующие нагнетательные скважины. Коэффициент взаимовлияния скважин считается как доля линий тока, которые приходят от нагнетательной скважины к добывающей. Таким образом, от одной нагнетательной скважины сумма долей линий тока равна единице. Чем больше доля, тем сильнее нагнетательная скважина влияет на добывающую,

однако это не обязательно означает, что данная скважина быстрее всех обводнится. Линии тока можно визуализировать, но такой анализ будет субъективным, для количественной оценки выводится таблица Drainage Matrix (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Матрица влияния нагнетательных скважин

Модифицированная ГГДМ									
Добывающая скважина	224	425	9070	427	420	430	423	433	429
71 (frac)	0,28175	0,1598	0,14466	0,14045	0,12952	0,06812	0,05971	0,0143	0,00168
Добывающая скважина	224	425	9070	423	429	162	310	400	404
223 (frac)	0,03204	0,12057	0,05059	0,01771	0,00337	0,00759	0,07504	0,01096	0,00084
Добывающая скважина	405	408	409	411_2	412	416	417	418	
223 (frac)	0,23356	0,00084	0,09865	0,01096	0,00675	0,04132	0,26223	0,02698	
Добывающая скважина	162	404	405	411_2	415	416	418		
402 (frac)	0,486	0,215	0,779	1,00	1,00	0,483	0,383		
Добывающая скважина	404	408	409						
401 (frac)	0,449	0,144	0,203						
Добывающая скважина	407	408	409	423	427	429	430	433	434
406 (frac)	0,661	0,555	0,184	0,537	0,007	0,09	0,013	0,697	0,25
Добывающая скважина	400	416	417	420					
421 (frac)	0,017	0,471	0,008	0,238					
Добывающая скважина	407	420	423	425	427	429	430	433	9070
426 (frac)	0,007	0,298	0,07	0,043	0,904	0,878	0,684	0,0566	0,012
Добывающая скважина	404	407	409	434					
436 (frac)	0,246	0,291	0,359	0,400					
Базовая ГГДМ									
Добывающая скважина	425	420	224	409	431	427	423	429	412
71 (frac)	0,36132	0,29389	0,14122	0,09796	0,0458	0,03308	0,01018	0,01018	0,00636
Добывающая скважина	425	420	224	409	427	429	412	310	400
223 (frac)	0,00561	0,02492	0,00685	0,01121	0,01184	0,00187	0,13832	0,34829	0,06667
Добывающая скважина	404	407	408	416	417	418	9070		
223 (frac)	0,01433	0,01121	0,05109	0,02617	0,2567	0,00935	0,01558		
Добывающая скважина	162	405	411_2	415	416	418			
402 (frac)	1,00	1,00	1,00	1,00	0,529	0,545			
Добывающая скважина	310	404	408	409					
401 (frac)	0,028	0,193	0,213	0,565					
Добывающая скважина	407	408	409	412	423	433	9070		
406 (frac)	0,469	0,728	0,086	0,057	0,566	1,00	0,416		
Добывающая скважина	416	418	420						
421 (frac)	0,226	0,0116	0,141						
Добывающая скважина	224	412	420	423	425	427	429	430	9070
426 (frac)	0,092	0,034	0,062	0,005	0,119	0,439	0,222	1,00	0,333
Добывающая скважина	404	407	409	434					
436 (frac)	0,795	0,486	0,217	1,00					

Для оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие в работе использовалась технология искусственного трассера, позволяющая визуально оценить распространение закачанной воды с меченым веществом в районе очага нагнетания (рисунок 5.8 – 5.12).

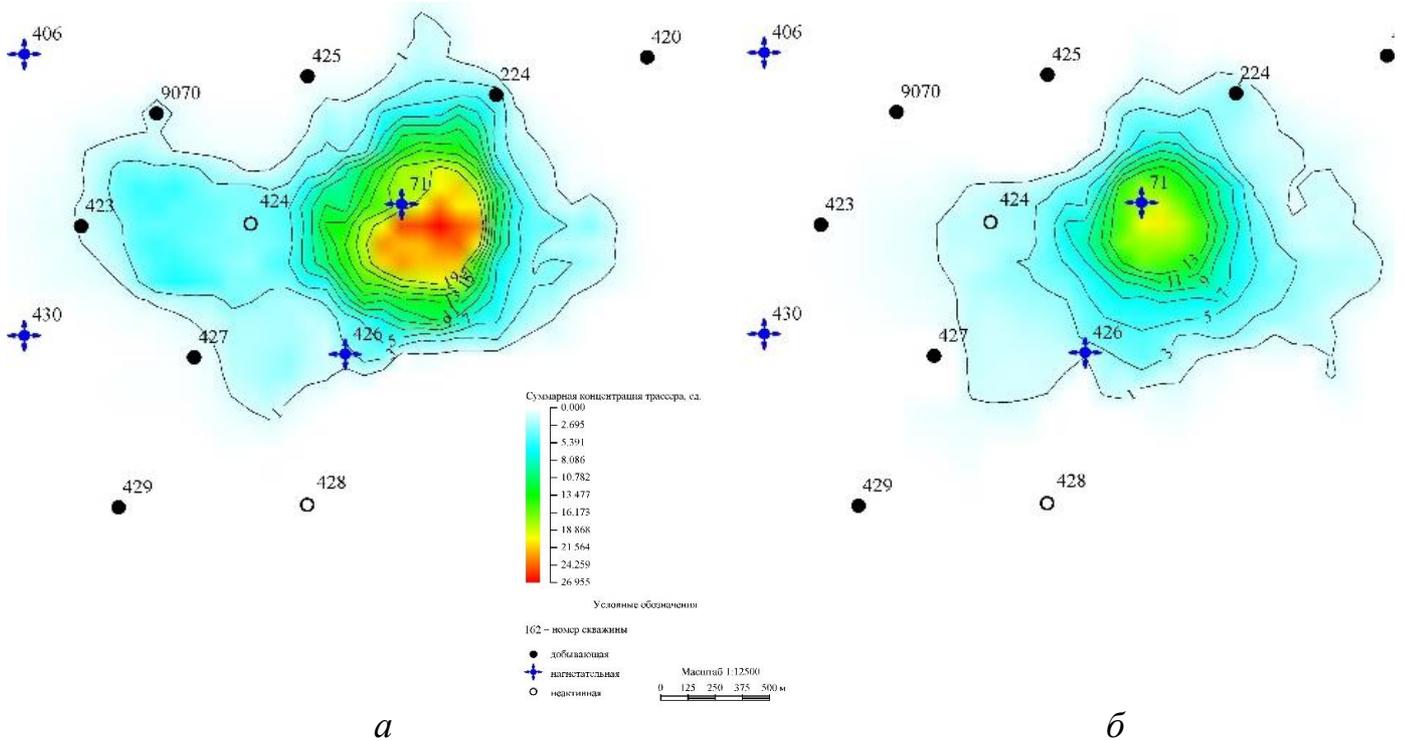


Рисунок 5.8 – Распространение закачанной воды с меченым веществом (нагнетательная скв. 71): *a* – модифицированная ГГДМ; *б* – базовая ГГДМ

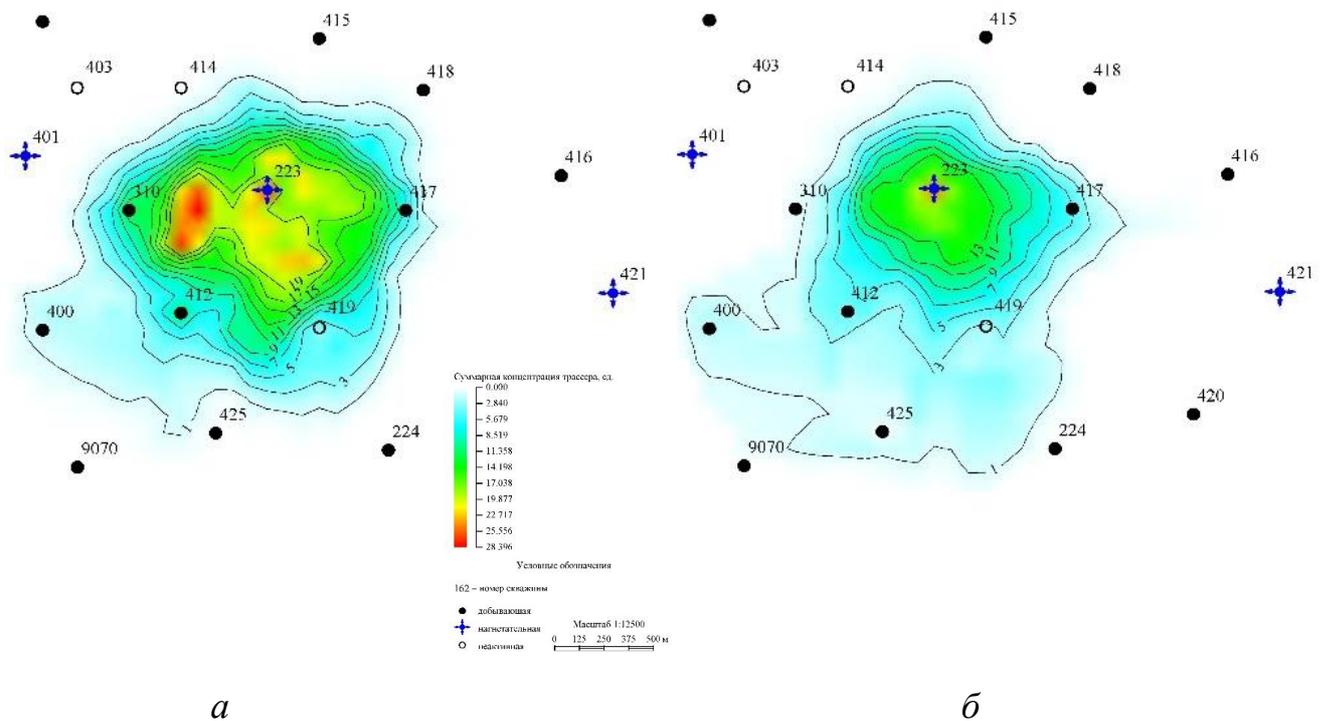


Рисунок 5.9 – Распространение закачанной воды с меченым веществом (нагнетательная скв. 223): *a* – модифицированная ГГДМ; *б* – базовая ГГДМ

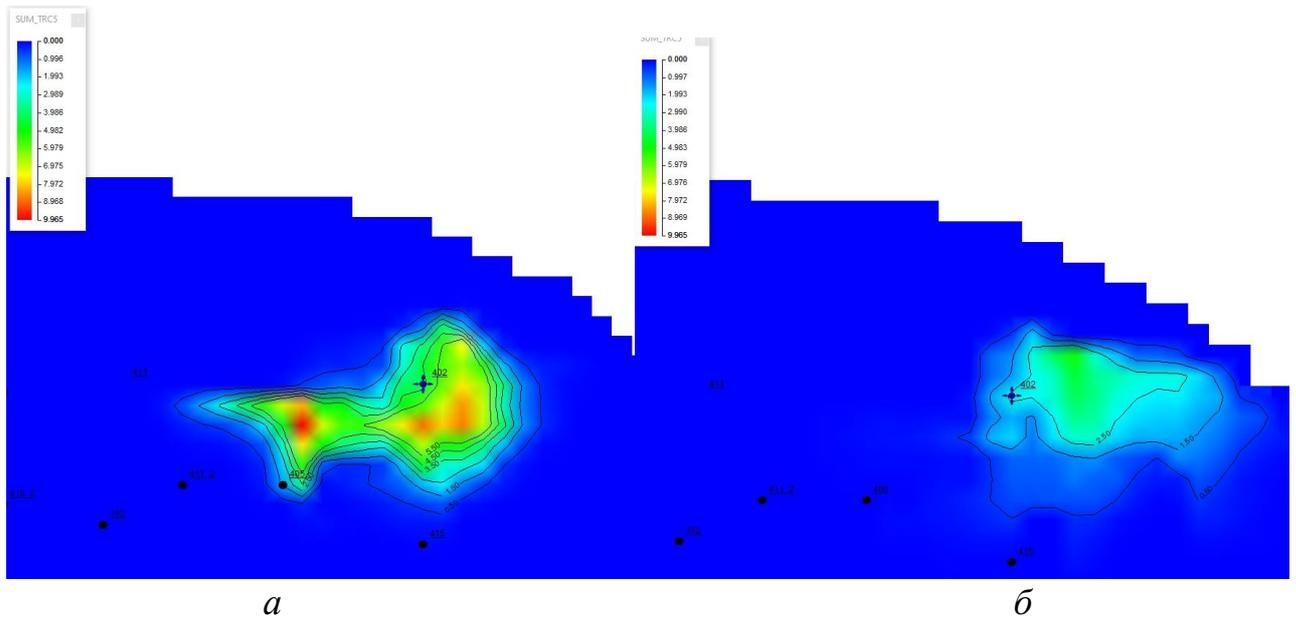


Рисунок 5.10 – Распространение закачанной воды с меченным веществом (нагнетательная скв. 402): *а* – модифицированная ГГДМ; *б* – базовая ГГДМ

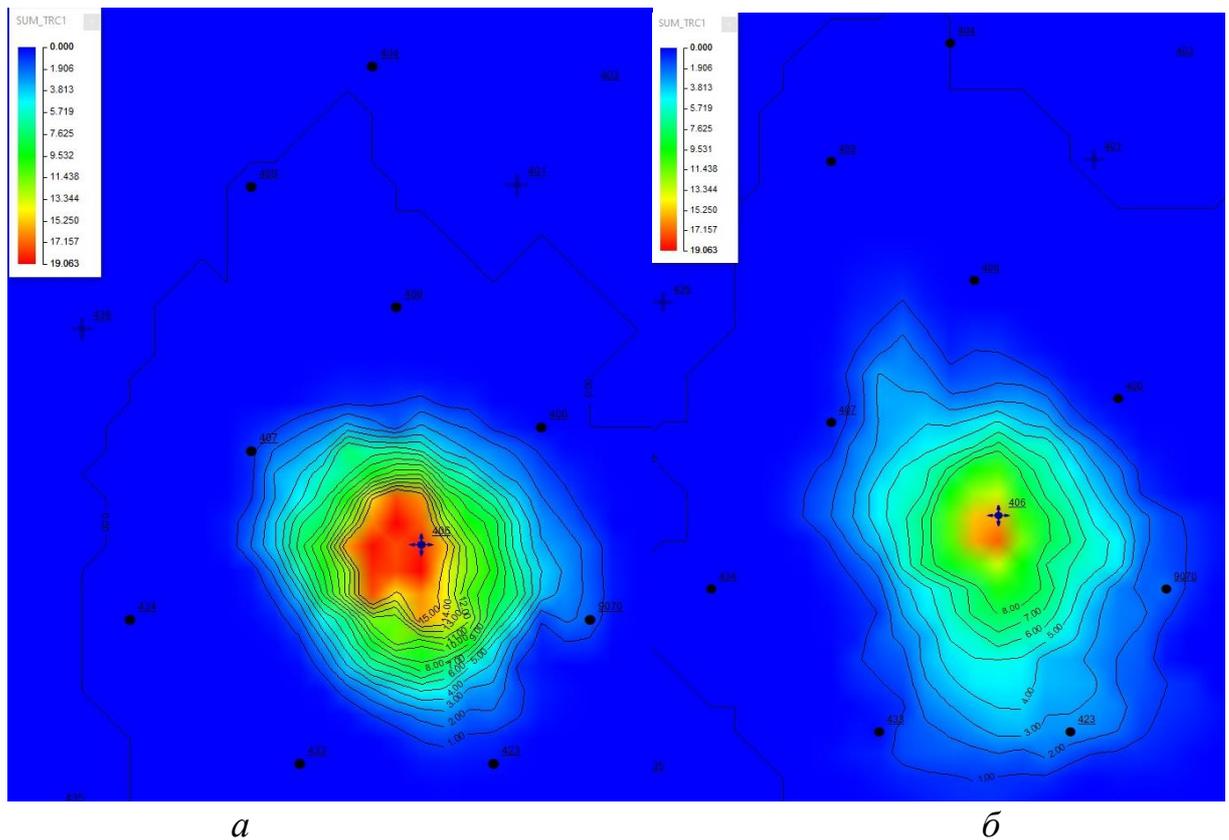


Рисунок 5.11 – Распространение закачанной воды с меченным веществом (нагнетательная скв. 406): *а* – модифицированная ГГДМ; *б* – базовая ГГДМ

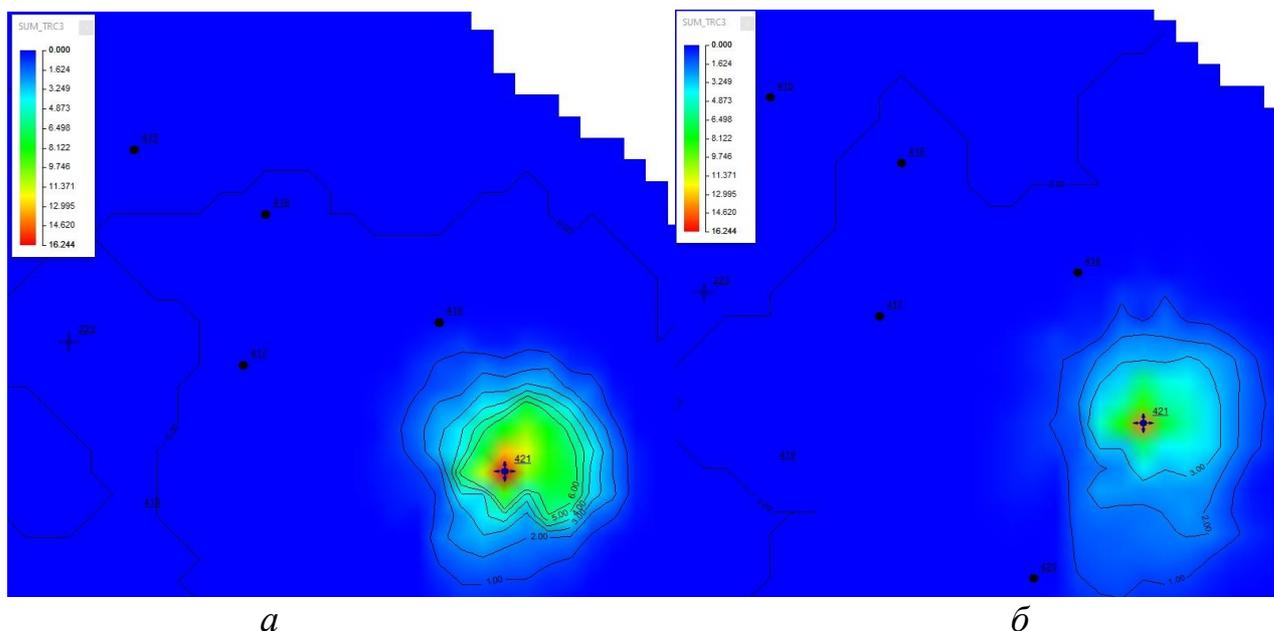
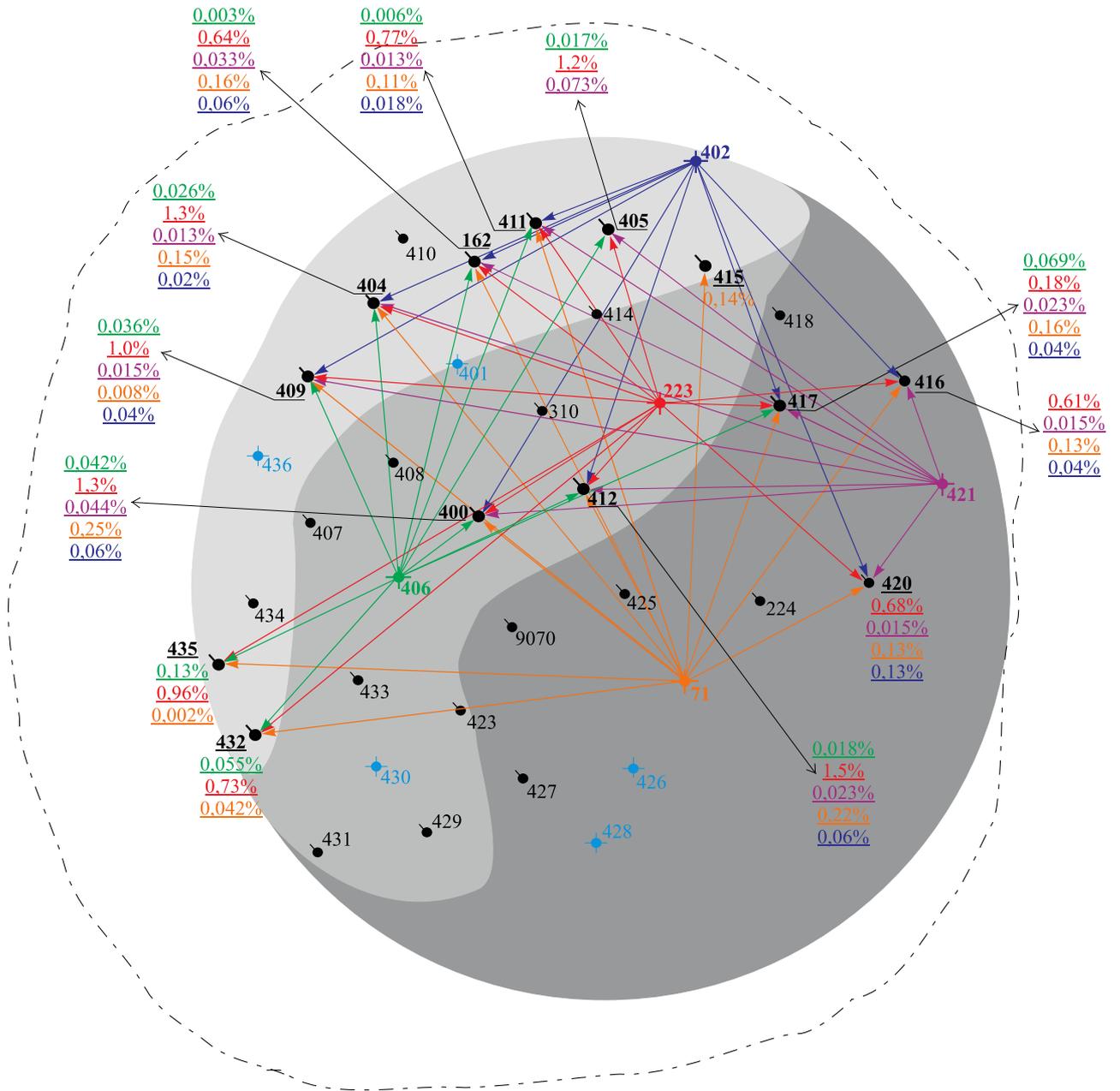


Рисунок 5.12 – Распространение закачанной воды с меченным веществом (нагнетательная скв. 421): *а* – модифицированная ГГДМ; *б* – базовая ГГДМ

По результату сравнения двух моделей (базовая и модифицированная) установлено, что гидродинамическая модель, учитывающая сложное геологическое строение карбонатного объекта, показывает более высокую сходимость к данным реальных трассерных исследований (рисунки 5.13–5.15). По очагу скважины 223 трассеры фильтруются в сторону скважин 162 и 435, также сумма долей линий тока на реагирующие добывающие скважины выше в модифицированной модели. По очагу скважин 71 трассеры фильтруются в сторону скважин 432 и 435 и наблюдается более явное их продвижение на север, доля линий тока для скважины 420 также имеет лучшую сходимость с результатами трассерных исследований с использованием модифицированной ГГДМ.



Условные обозначения:

- скважина действующая добывающая
- скважина действующая нагнетательная
- нагнетательные скважины под закачку индикатора
- - - внешний контур нефтеносности
- Нижний тыловой шлейф
- Верхний тыловой шлейф
- Биогермное ядро
- Склон рифа

- 432 ← Добывающие скважины для отбора проб
- 0.055% ← Доля воды, поступающая по трубкам тока от общего объема воды, добываемой скважиной от нагнетательной
- 0.73%
- 0.042%

Рисунок 5.13 – Схема расположения скважин на сложнопостроенной карбонатной залежи Гагаринского нефтяного месторождения и влияния нагнетательных скважин на добывающие при проведении трассерных исследований

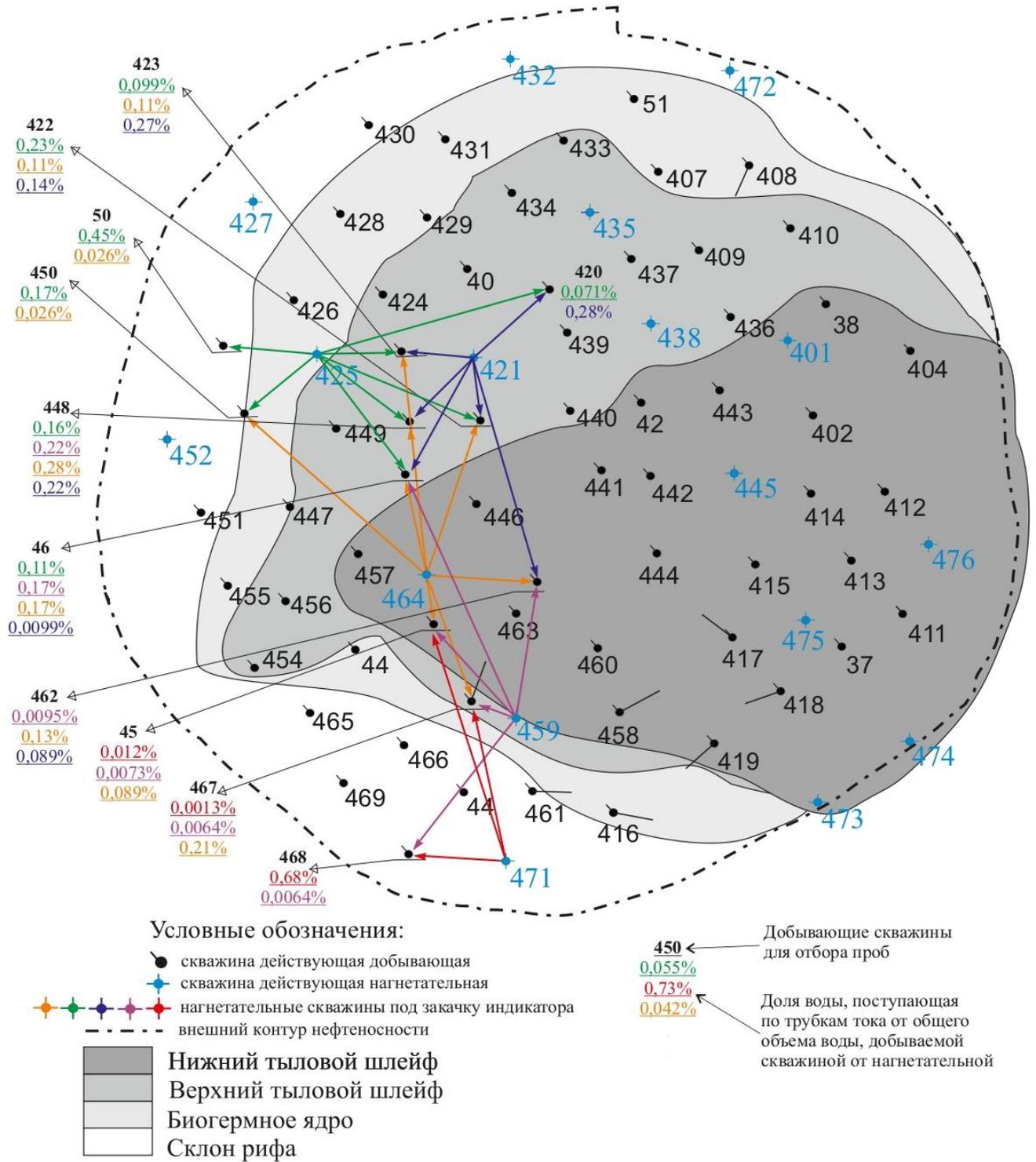


Рисунок 5.14 – Схема расположения скважин на сложнопостроенной карбонатной залежи Озерного нефтяного месторождения и влияния нагнетательных скважин на добывающие при проведении трассерных исследований

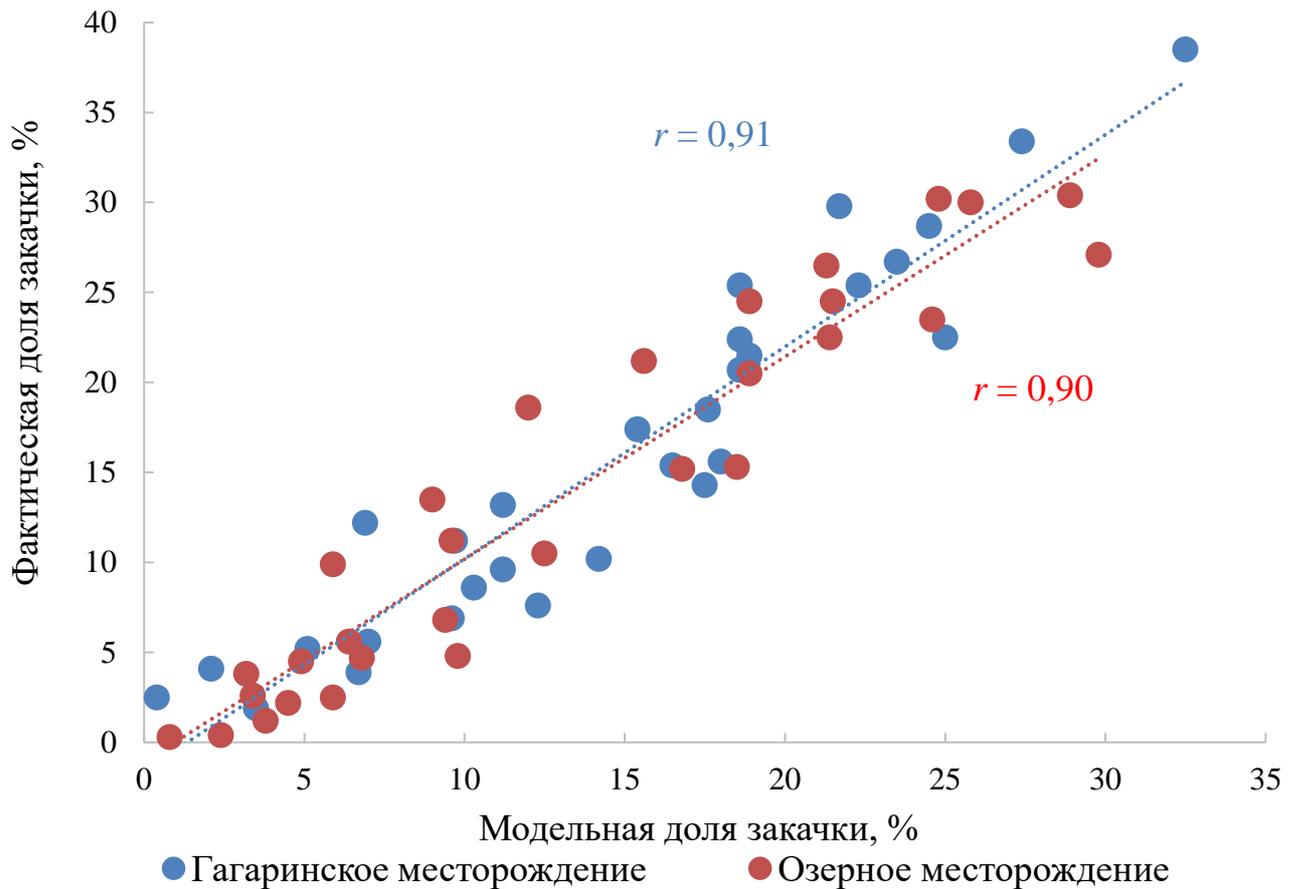


Рисунок 5.15 – Сопоставление рассчитанных и фактических данных по доле закачки, приходящейся на добывающую скважину

Стоит отметить, что рассматриваемые в работе карбонатные объекты характеризуются достаточно низкой эффективностью системы ППД, что подтверждается результатами фактически выполненных на месторождениях трассерных исследований (рисунки 5.14 и 5.15) и косвенно – выводами, полученными в главе 1 настоящего диссертационного исследования. Анизотропные характеристики и неоднородность карбонатных коллекторов оказывают значительное влияние на эффективность системы заводнения и распределения остаточной нефти. Значительный контраст проницаемости, как правило, приводит к фильтрации воды через трещины, что ведет к незначительной нефтеотдаче пласта. Во многих случаях закачиваемая вода не полностью соответствует первоначальной цели – увеличение охвата пласта заводнением и повышение эффективности выработки запасов углеводородного сырья.

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, например как циклическое заводнение, планирование которого зачастую реализуется на синтетических ГГДМ (Аубакиров, 2019), не в полной мере описывающих процессы, происходящие в пласте.

Циклическая закачка воды является многообещающим методом увеличения нефтеотдачи с нулевыми затратами путем попеременного повышения и понижения давления в водонасыщенных сложнопостроенных карбонатных нефтяных пластах, в которых благоприятствует процесс противоточной пропитки. Этот метод может создавать переходные импульсы давления для ускорения перераспределения нефтенасыщенности за счет капиллярных и гравитационных сил (Сургучев, 2002). Скорость переноса воды из матрицы в трещины обычно очень низкая. Если матрица горной породы сильно или частично смачивается водой, самопроизвольное впитывание является наиболее важным механизмом вытеснения нефти при заводнении в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, характеризующихся естественной трещиноватостью. Капиллярная сила может обеспечить добычу нефти из внутренней части матричного блока, которая не может быть достигнута с помощью внешних градиентов заводнения. Доминирующей силой для переноса между матрицей и трещиной может быть либо капиллярная сила, либо сила тяжести, и она обычно определяется обратным числом Bond.

При непрерывном (стационарном) заводнении закачиваемая вода проходит через более крупные трещины, как показано на рисунке 5.16, *a*. С одной стороны, перепады давления между матрицей и трещинами невелики, и из матрицы может быть вытеснено незначительное количество нефти. С другой стороны, объем охвата невелик, поэтому нефть в трещинах не может быть вытеснена наружу, а соседний блок матрицы не может быть подвергнут пропитке. Однако при

пульсирующем циклическом заводнении (рисунок 5.16, б, в) могут образовываться большие перепады давления между матрицей и трещинами на этапе закачки и добычи, в результате чего может быть вытеснен значительный объем нефти из матрицы. Кроме того, более высокое давление может вызвать значительную фильтрацию воды в низкопроницаемые трещины, что приводит к большей эффективности охвата и объему пропитывания.

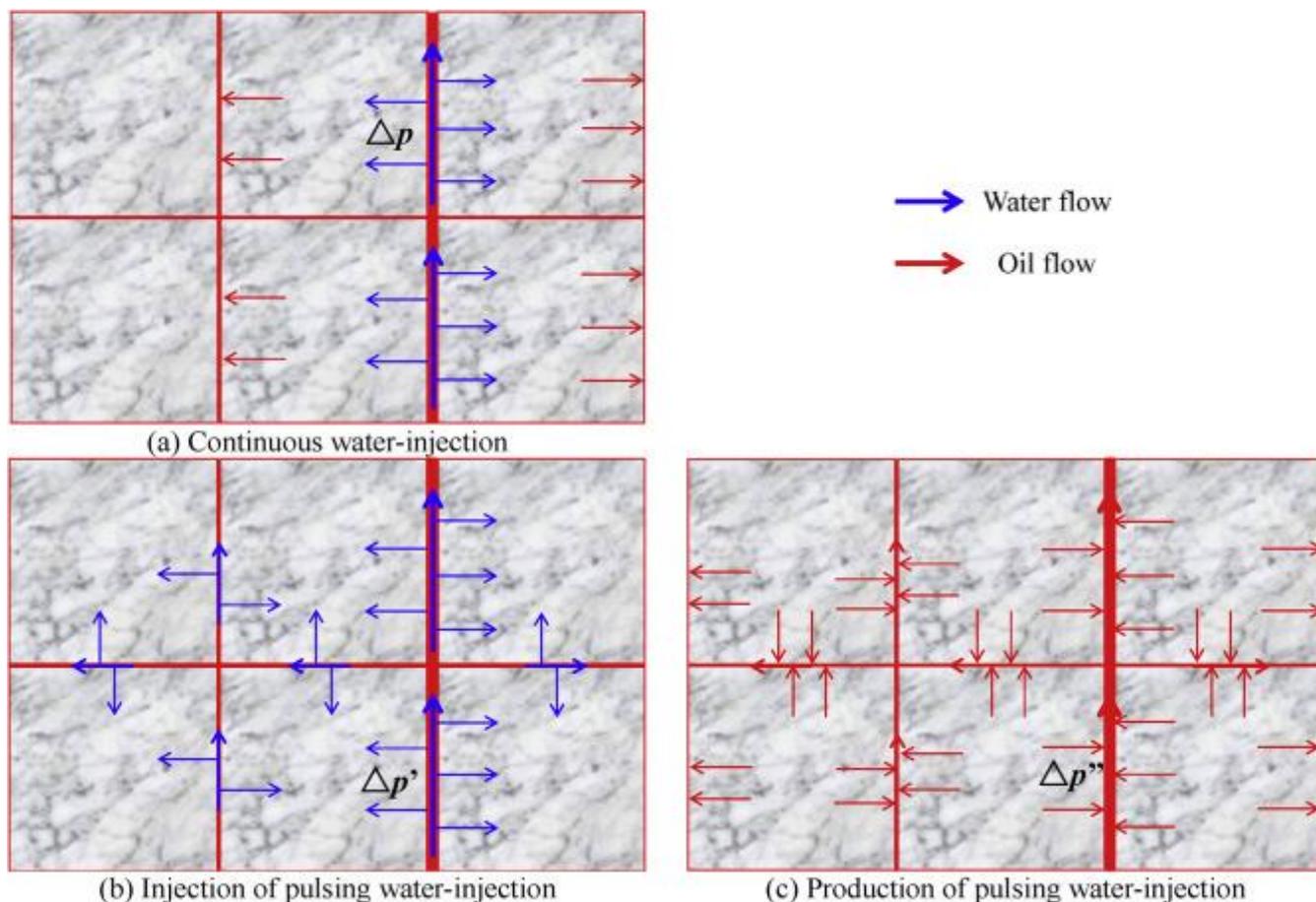


Рисунок 5.16 – Схематическое представление различных режимов циклической закачки (Jing Wang, 2018)

В работе (Jing Wang, 2018) представлены результаты моделирования и опытно-промышленных работ по комбинированным технологиям воздействия на пласт. При достижении обводненности добываемой продукции свыше 90% на объекте осуществлен перевод со стационарной закачки на циклическую. Применение технологии циклической закачки привело к увеличению коэффициента нефтеотдачи на 3,1% (рисунок 5.17).

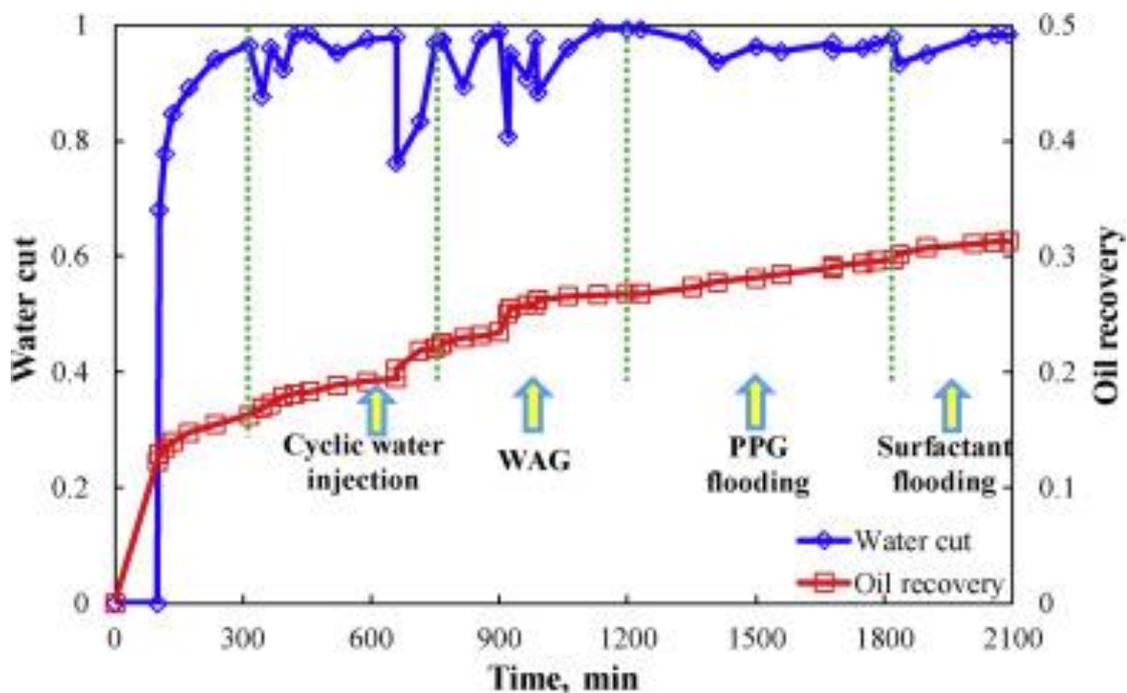


Рисунок 5.17 – Изменение обводненности добываемой продукции и коэффициента извлечения нефти за счет циклической закачки воды (Jing Wang, 2018)

Также стоит отметить ряд примеров практического применения технологии циклического заводнения, где она показала свою эффективность, так на месторождении Хейдурм в Норвежском море после его реализации коэффициент нефтеотдачи увеличился на 5-6 %. В целом циклическая закачка может обеспечить рост дополнительной добычи нефти от 2 до 7 % по сравнению с стационарным заводнением, а также значительно снизить обводненность добываемой продукции.

Таким образом, с использованием модифицированных в ходе диссертационного исследования ГГДМ для каждого из очагов заводнения рассматриваемых объектов смоделирована циклическая закачка (на десятилетний период) с различной продолжительностью полупериода. Циклическую закачку в гидродинамическом симуляторе можно проводить различными способами – менять режим работы нагнетательной скважины, задавая работы/простоя. В результате может получиться довольно громоздкий файл прогнозных событий. В данной диссертационной работе циклическая закачка реализована через использование операций – встроенного модуля с различными условиями,

содержащий элементы программирования (рисунок 5.18). В итоге реализация различных сценариев работы сводится к корректировке лишь нескольких чисел. Для качественной оценки циклического заводнения применена опция трассеров, позволяющая визуально отследить направление движения закачиваемых агентов.

```

EFOR 'days'
OPER XXX
/ NEXE= &NEXE --эта переменная содержит выполненное число копий операции, начинается с 0
if ( &NEXE<100000 )
    ETAB
    Cycle
    0 GWIT 0
    5 GWIT 100000
    ENDE
endi

if ( &NEXE=100000 )
    ETAB
    Cycle
    0 GWIT 0
    5 GWIT 0 OFF
    ENDE
endi
ENDO

PRINT TRACK /

EFOR 'dd/mm/yyyy' MDL MDU RAD SKIN MULT
ETAB
ALL
01/Jan/2019 INVO XXX DAYS=10 NEXE=100000
ENDE

```

Рисунок 5.18 – Пример реализация циклического заводнения через встроенный модуль

В таблицах 5.2, 5.3 и на рисунках 5.19–5.22 представлены результаты моделирования циклического заводнения на примере одного из очагов нагнетания (скв.406).

Таблица 5.2 – 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 5.3 – 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

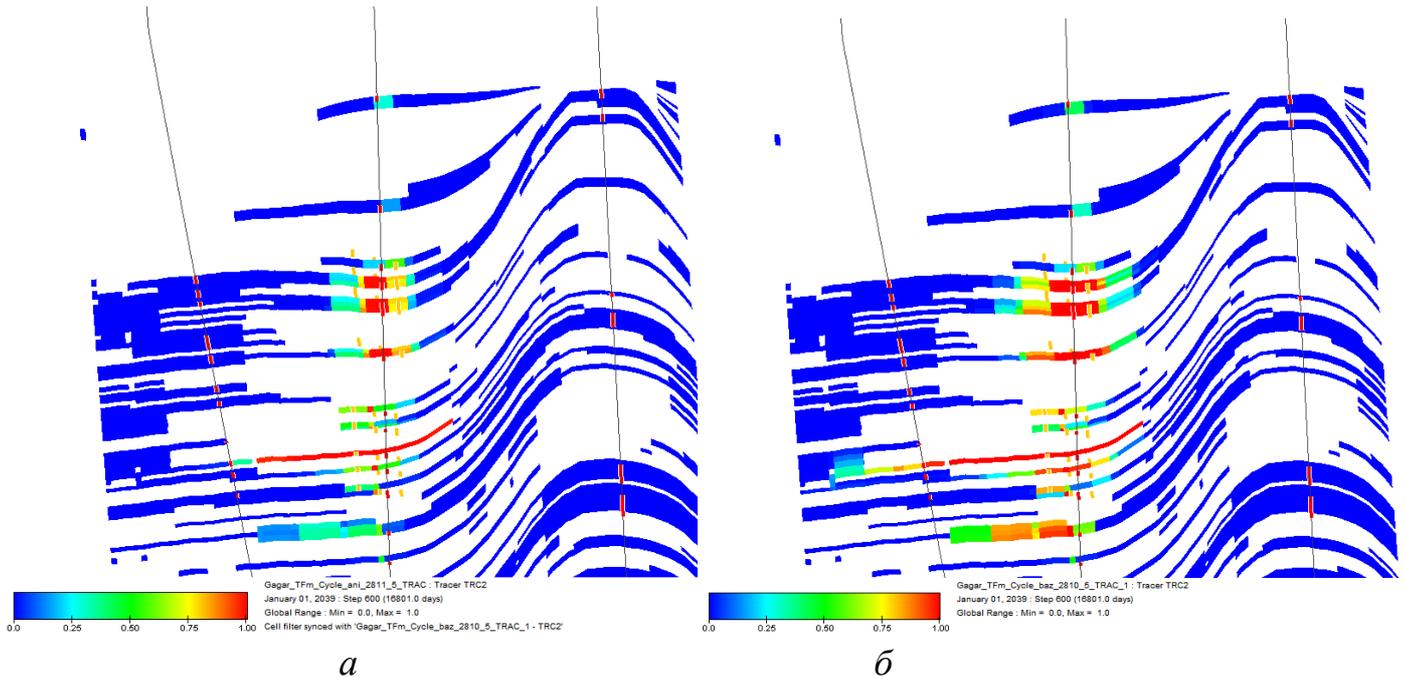


Рисунок 5.19 – Графическое распределение фильтрационных потоков закачиваемого агента на примере очага скв. 406; *а* – реализация циклического заводнения с длительностью полуцикла 5/5; *б* – стационарное заводнение

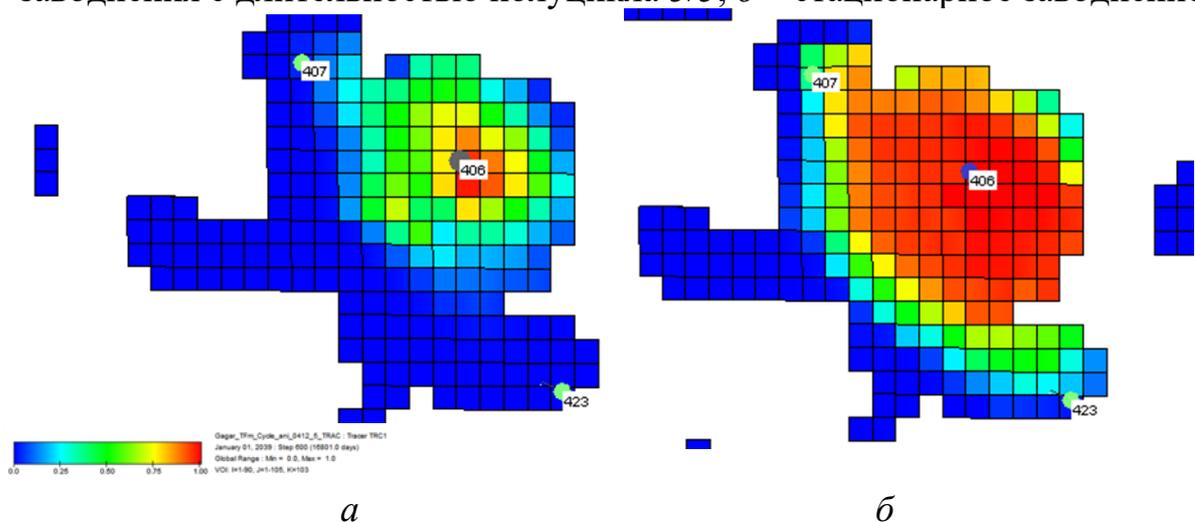


Рисунок 5.20 – Графическое распределение фильтрационных потоков закачиваемого агента на примере очага скв. 406, 52-ой слой гидродинамической модели; *а* – реализация циклического заводнения с длительностью полуцикла 5/5; *б* – стационарное заводнение

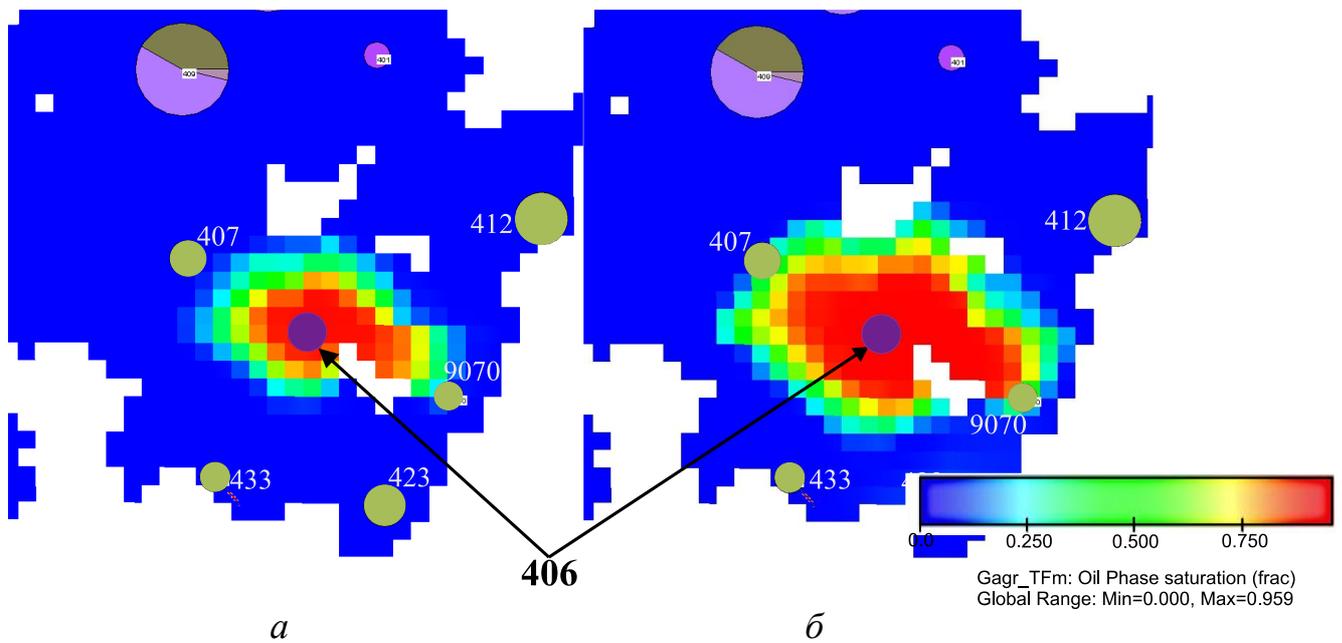


Рисунок 5.21 – Графическое распределение фильтрационных потоков закачиваемого агента на примере очага скв. 406, 74-ый слой гидродинамической модели; *а* – реализация циклического заводнения с длительностью полуцикла 5/5; *б* – стационарное заводнение

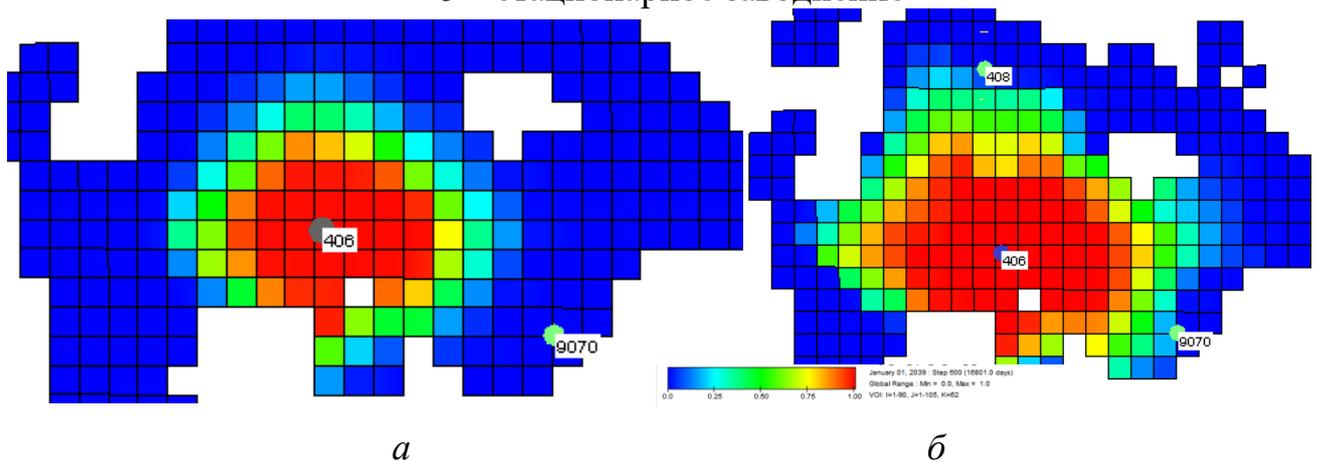


Рисунок 5.22 – Графическое распределение фильтрационных потоков закачиваемого агента на примере очага скв. 406, 81-ый слой гидродинамической модели; *а* – реализация циклического заводнения с длительностью полуцикла 5/5; *б* – стационарное заводнение

В таблице 5.4 и на рисунках 5.23–5.26 представлены результаты моделирования циклического заводнения на примере очага нагнетания скв.223. Данный пример показывает, что реализации циклического заводнения не на всех очагах рассматриваемых месторождений является эффективной с точки зрения увеличения добычи нефти. Но отмечается существенное снижение накопленной добычи жидкости ($\approx 9-15\%$) и обводненности добываемой продукции в целом по

очагу нагнетания ($\approx 7-10\%$), что в дальнейшем может приводить к уменьшению нагрузки на систему транспорта и подготовки скважинной продукции.

Таблица 5.4 – Расчет технологической эффективности циклического заводнения (скв.223) при различных периодах полуцикла

Дата	Базовый вариант		Цикл 5/5		Полуцикл 10/10		Полуцикл 20/20		Полуцикл 40/40	
	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³
01-Jan-2021	437,42	344,434	428,216	342,39	429,466	342,734	429,517	342,733	429,653	342,759
01-Feb-2021	438,868	344,905	429,262	342,818	430,536	343,166	430,591	343,17	430,688	343,193
01-Mar-2021	440,177	345,328	430,171	343,197	431,482	343,551	431,538	343,559	431,707	343,585
01-Apr-2021	441,626	345,792	431,188	343,615	432,567	343,981	432,621	343,99	432,883	344,038
01-May-2021	443,028	346,239	432,211	344,025	433,622	344,399	433,701	344,411	433,869	344,448
01-Jun-2021	444,478	346,698	433,244	344,45	434,748	344,834	434,802	344,843	435,061	344,889
01-Jul-2021	445,883	347,14	434,214	344,85	435,841	345,259	435,861	345,262	436,119	345,311
01-Aug-2021	447,335	347,595	435,286	345,273	436,957	345,695	436,983	345,699	437,158	345,729
01-Sep-2021	448,788	348,048	436,334	345,698	438,033	346,123	438,097	346,13	438,332	346,166
01-Oct-2021	450,194	348,484	437,282	346,094	439,076	346,533	439,143	346,54	439,324	346,57
01-Nov-2021	451,649	348,934	438,213	346,493	440,137	346,953	440,205	346,961	440,444	346,992
01-Dec-2021	453,057	349,367	439,136	346,874	441,198	347,362	441,245	347,368	441,535	347,409
01-Jan-2022	454,514	349,813	440,179	347,282	442,292	347,785	442,326	347,786	442,566	347,821
01-Feb-2022	455,971	350,258	441,259	347,702	443,383	348,206	443,421	348,203	443,774	348,253
01-Mar-2022	457,288	350,658	442,214	348,08	444,35	348,582	444,387	348,579	444,737	348,634
01-Apr-2022	458,747	351,1	443,314	348,504	445,458	349,001	445,478	348,997	445,83	349,048
01-May-2022	460,159	351,526	444,403	348,92	446,51	349,404	446,522	349,396	446,988	349,464
01-Jun-2022	461,619	351,965	445,542	349,352	447,613	349,82	447,602	349,806	448,018	349,876
01-Jul-2022	463,033	352,388	446,57	349,762	448,653	350,219	448,632	350,203	449,137	350,278
01-Aug-2022	464,495	352,824	447,598	350,173	449,738	350,63	449,719	350,615	450,262	350,698
01-Sep-2022	465,958	353,259	448,616	350,58	450,809	351,037	450,841	351,029	451,307	351,103
01-Oct-2022	467,374	353,678	449,578	350,965	451,869	351,433	451,896	351,425	452,474	351,509
01-Nov-2022	468,837	354,109	450,578	351,362	452,934	351,838	452,997	351,834	453,534	351,918
01-Dec-2022	470,254	354,525	451,567	351,747	453,972	352,229	454,059	352,229	454,63	352,311
01-Jan-2023	471,719	354,954	452,595	352,146	455,097	352,636	455,175	352,639	455,807	352,727
01-Feb-2023	473,183	355,38	453,613	352,544	456,198	353,044	456,303	353,047	456,835	353,127
01-Mar-2023	474,506	355,763	454,509	352,897	457,187	353,409	457,278	353,411	457,893	353,493
01-Apr-	475,971	356,186	455,526	353,289	458,278	353,811	458,362	353,811	458,996	353,898

Дата	Базовый вариант		Цикл 5/5		Полуцикл 10/10		Полуцикл 20/20		Полуцикл 40/40	
	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³
2023										
01-May-2023	477,388	356,593	456,554	353,672	459,347	354,199	459,454	354,202	460,026	354,28
01-Jun-2023	478,852	357,012	457,662	354,075	460,453	354,6	460,582	354,604	461,23	354,686
01-Jul-2023	480,27	357,415	458,755	354,469	461,494	354,983	461,608	354,986	462,236	355,069
01-Aug-2023	481,734	357,829	459,903	354,878	462,508	355,369	462,663	355,377	463,361	355,462
01-Sep-2023	483,198	358,241	461,004	355,284	463,561	355,754	463,758	355,77	464,512	355,861
01-Oct-2023	484,614	358,637	462,043	355,669	464,569	356,124	464,812	356,146	465,499	356,234
01-Nov-2023	486,078	359,045	463,102	356,061	465,648	356,508	465,879	356,532	466,67	356,625
01-Dec-2023	487,495	359,437	464,168	356,44	466,693	356,88	466,895	356,902	467,697	357
01-Jan-2024	488,958	359,84	465,305	356,835	467,772	357,263	467,971	357,285	468,709	357,375
01-Feb-2024	490,421	360,24	466,446	357,23	468,849	357,645	469,033	357,664	469,843	357,758
01-Mar-2024	491,789	360,613	467,465	357,595	469,861	358	469,992	358,012	470,772	358,107
01-Apr-2024	493,251	361,008	468,574	357,982	470,93	358,377	471,008	358,381	471,866	358,478
01-May-2024	494,665	361,388	469,614	358,351	471,971	358,74	472,021	358,739	472,925	358,842
01-Jun-2024	496,125	361,778	470,671	358,726	473,031	359,111	473,109	359,109	473,913	359,206
01-Jul-2024	497,537	362,152	471,664	359,083	474,078	359,469	474,147	359,465	475,029	359,565
01-Aug-2024	498,995	362,535	472,658	359,444	475,072	359,831	475,218	359,831	476,056	359,929
01-Sep-2024	500,451	362,914	473,636	359,798	476,031	360,182	476,302	360,197	477,039	360,281
01-Oct-2024	501,859	363,278	474,607	360,138	477,052	360,523	477,365	360,55	478,088	360,627
01-Nov-2024	503,311	363,65	475,616	360,487	478,147	360,879	478,48	360,912	479,044	360,974
01-Dec-2024	504,715	364,006	476,63	360,826	479,22	361,224	479,527	361,257	480,132	361,313
01-Jan-2025	506,164	364,369	477,674	361,176	480,308	361,579	480,593	361,611	481,178	361,663
01-Feb-2025	507,611	364,729	478,715	361,522	481,385	361,93	481,675	361,962	482,193	362,003
01-Mar-2025	508,917	365,05	479,642	361,832	482,342	362,242	482,672	362,275	483,248	362,319
01-Apr-2025	510,361	365,401	480,703	362,173	483,386	362,582	483,69	362,614	484,246	362,659
01-May-2025	511,756	365,737	481,77	362,505	484,336	362,902	484,679	362,936	485,295	362,983
01-Jun-2025	513,198	366,082	482,892	362,85	485,364	363,23	485,746	363,27	486,417	363,323
01-Jul-2025	514,592	366,411	483,917	363,179	486,347	363,546	486,779	363,59	487,375	363,641
01-Aug-2025	516,032	366,748	484,92	363,509	487,378	363,87	487,833	363,918	488,547	363,976
01-Sep-2025	517,472	367,082	485,932	363,833	488,392	364,191	488,88	364,243	489,592	364,306
01-Oct-2025	518,864	367,403	486,954	364,147	489,423	364,503	489,911	364,559	490,546	364,614
01-Nov-2025	520,303	367,731	488,052	364,473	490,489	364,826	490,965	364,88	491,661	364,938
01-Dec-	521,694	368,045	489,123	364,789	491,501	365,135	491,94	365,184	492,602	365,243

Дата	Базовый вариант		Цикл 5/5		Полуцикл 10/10		Полуцикл 20/20		Полуцикл 40/40	
	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³	накоп. жидк, тыс.м ³	накоп. нефть, тыс.м ³
2025										
01-Jan-2026	523,131	368,367	490,236	365,116	492,547	365,452	492,931	365,495	493,722	365,56
01-Feb-2026	524,568	368,686	491,267	365,437	493,597	365,767	493,938	365,804	494,808	365,879
01-Mar-2026	525,865	368,972	492,177	365,718	494,525	366,048	494,845	366,079	495,677	366,156
01-Apr-2026	527,301	369,286	493,245	366,03	495,536	366,356	495,832	366,381	496,791	366,467
01-May-2026	528,69	369,588	494,245	366,33	496,475	366,646	496,764	366,67	497,761	366,764
01-Jun-2026	530,126	369,897	495,266	366,635	497,491	366,946	497,756	366,968	498,798	367,066
01-Jul-2026	531,515	370,193	496,226	366,927	498,464	367,235	498,772	367,259	499,896	367,365
01-Aug-2026	532,95	370,498	497,189	367,223	499,505	367,534	499,773	367,556	500,87	367,665
01-Sep-2026	534,385	370,799	498,136	367,513	500,485	367,828	500,749	367,85	501,997	367,967
01-Oct-2026	535,774	371,088	499,08	367,793	501,457	368,111	501,716	368,132	503,024	368,259
01-Nov-2026	537,208	371,385	500,065	368,082	502,521	368,406	502,771	368,427	504,011	368,551
01-Dec-2026	538,595	371,67	501,059	368,363	503,554	368,694	503,809	368,713	505,116	368,84
01-Jan-2027	540,029	371,962	502,082	368,656	504,59	368,988	504,803	369,004	506,102	369,133
01-Feb-2027	541,461	372,251	503,084	368,945	505,558	369,275	505,792	369,292	507,182	369,423
01-Mar-2027	542,755	372,51	503,995	369,205	506,469	369,532	506,711	369,551	508,19	369,69
01-Apr-2027	544,187	372,795	505,039	369,493	507,488	369,817	507,765	369,838	509,171	369,976
01-May-2027	545,573	373,069	506,092	369,775	508,487	370,092	508,772	370,114	510,273	370,256
01-Jun-2027	547,004	373,349	507,2	370,069	509,521	370,375	509,802	370,399	511,311	370,545
01-Jul-2027	548,389	373,619	508,212	370,351	510,523	370,649	510,83	370,676	512,272	370,815
01-Aug-2027	549,82	373,895	509,202	370,634	511,543	370,93	511,894	370,959	513,404	371,102
01-Sep-2027	551,25	374,169	510,202	370,913	512,568	371,208	512,926	371,24	514,38	371,38
01-Oct-2027	552,635	374,432	511,221	371,183	513,572	371,478	513,909	371,508	515,455	371,65
01-Nov-2027	554,066	374,702	512,314	371,465	514,61	371,754	514,945	371,785	516,554	371,933
01-Dec-2027	555,45	374,961	513,38	371,739	515,614	372,021	515,94	372,05	517,488	372,198

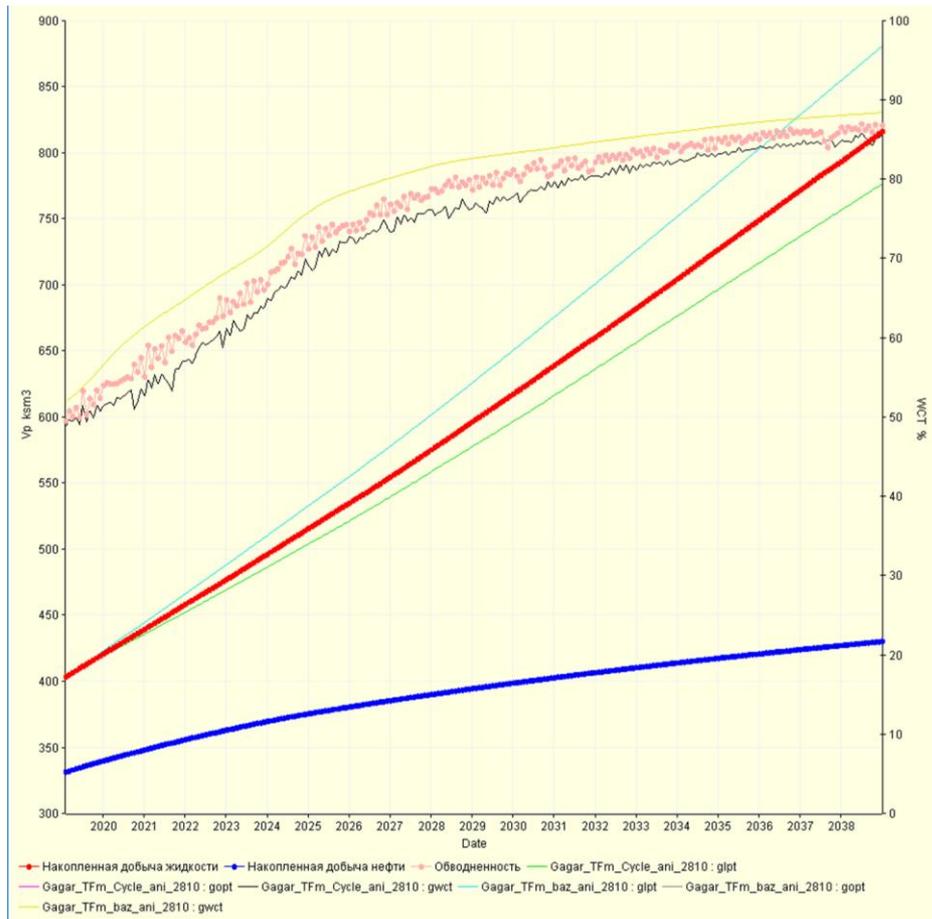


Рисунок 5.23 – Расчет технологических показателей добывающих скважин по очагу скв.223 при реализации циклического заводнения

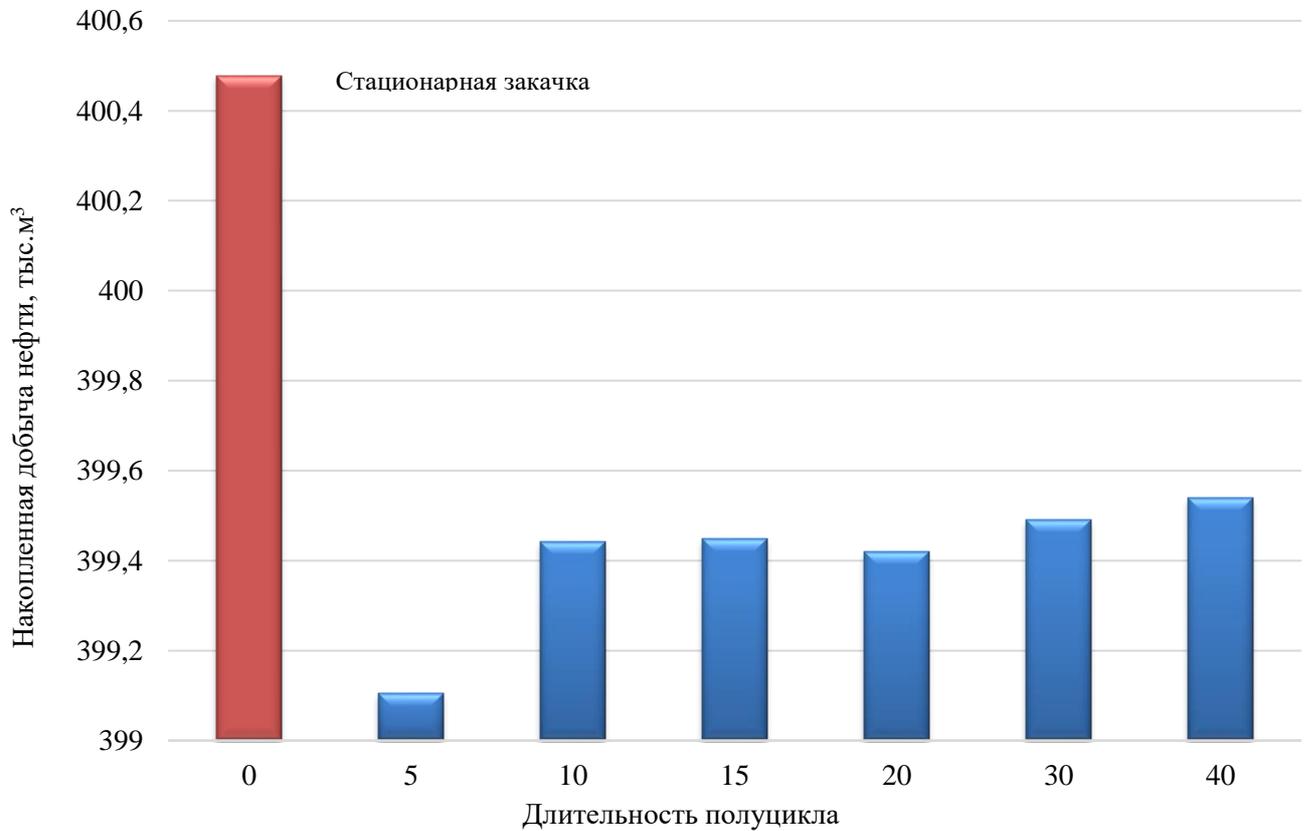


Рисунок 5.24 – Изменение накопленной добычи нефти по очагу скв. 223 при реализации циклического заводнения с различной длительностью полуцикла

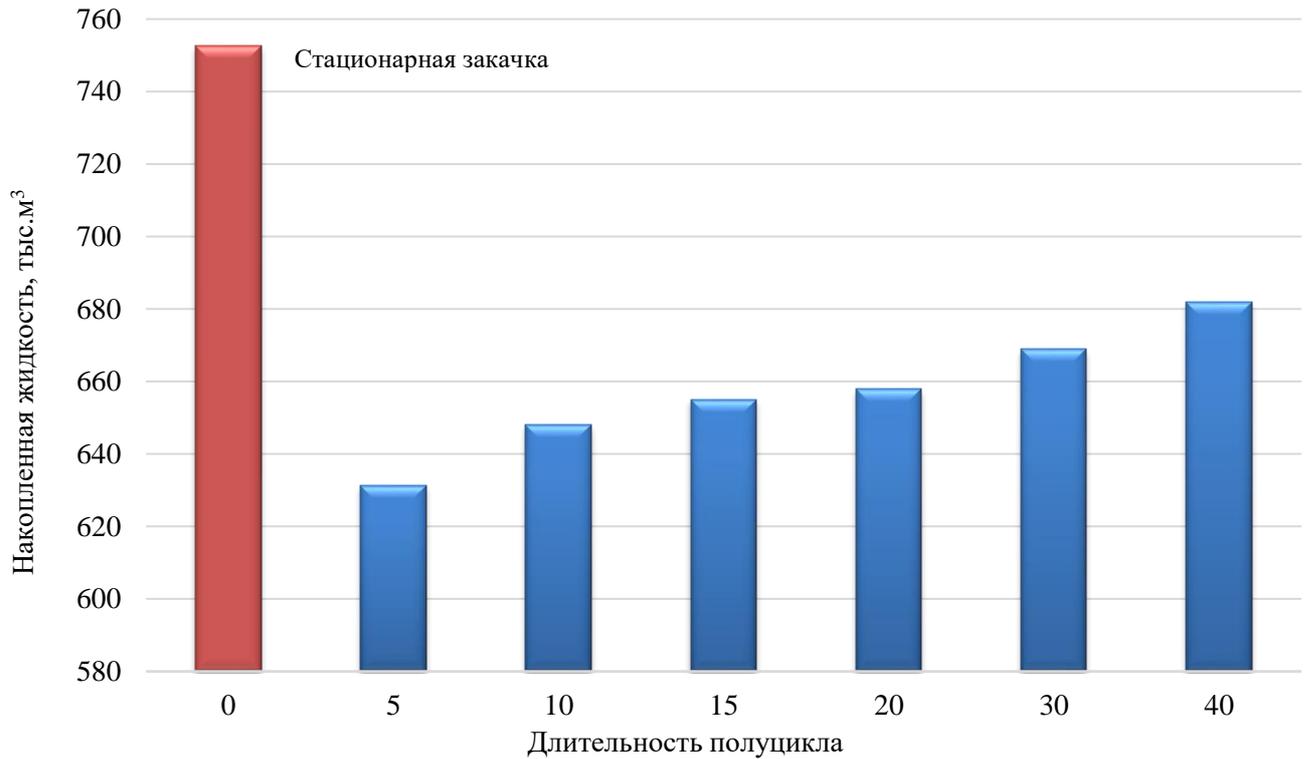


Рисунок 5.25 – Изменение накопленной жидкости по очагу скв. 223 при реализации циклического заводнения с различной длительностью полуцикла

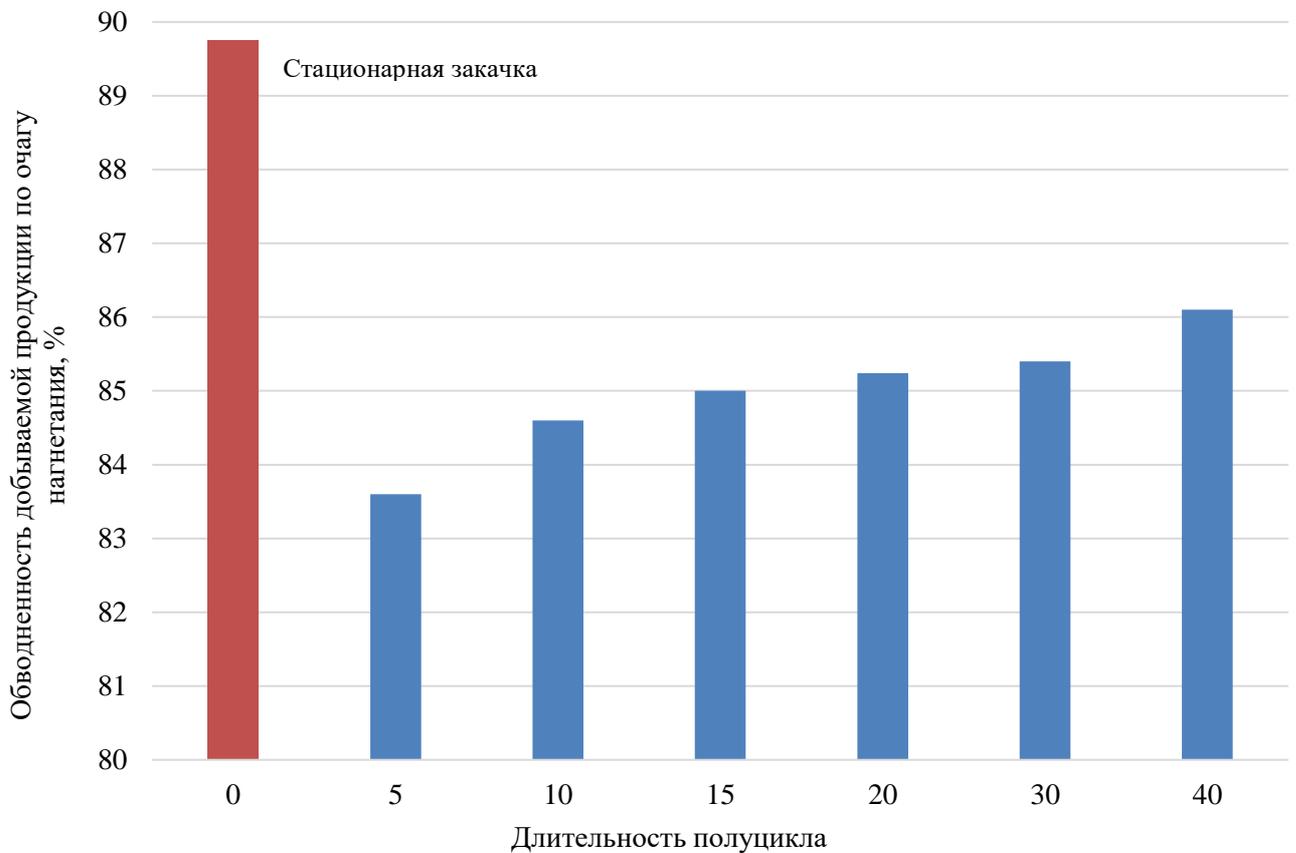


Рисунок 5.26 – Изменение обводненности добываемой продукции по очагу скв. 223 при реализации циклического заводнения с различной длительностью полуцикла

Проведенные расчеты и моделирование циклического заводнения на модифицированных ГГДМ позволили установить оптимальную продолжительность полуцикла, позволяющую достичь максимального технологического эффекта (рисунок 5.27). На определенных участках залежи рассматриваемых месторождений отмечается снижение обводненности добываемой продукции ($\approx 15-20\%$), сопровождающееся увеличением добычи нефти ($\approx 3,5-5,5\%$). Стоит отметить, что реализации технологии циклического заводнения эффективна на участках залежи (рисунок 5.28) с повышенными значениями вертикальной проницаемости ($P_{\text{комп}} > 0,5$), выделенных в рамках четвертой главы диссертационного исследования (рисунок 4.4).

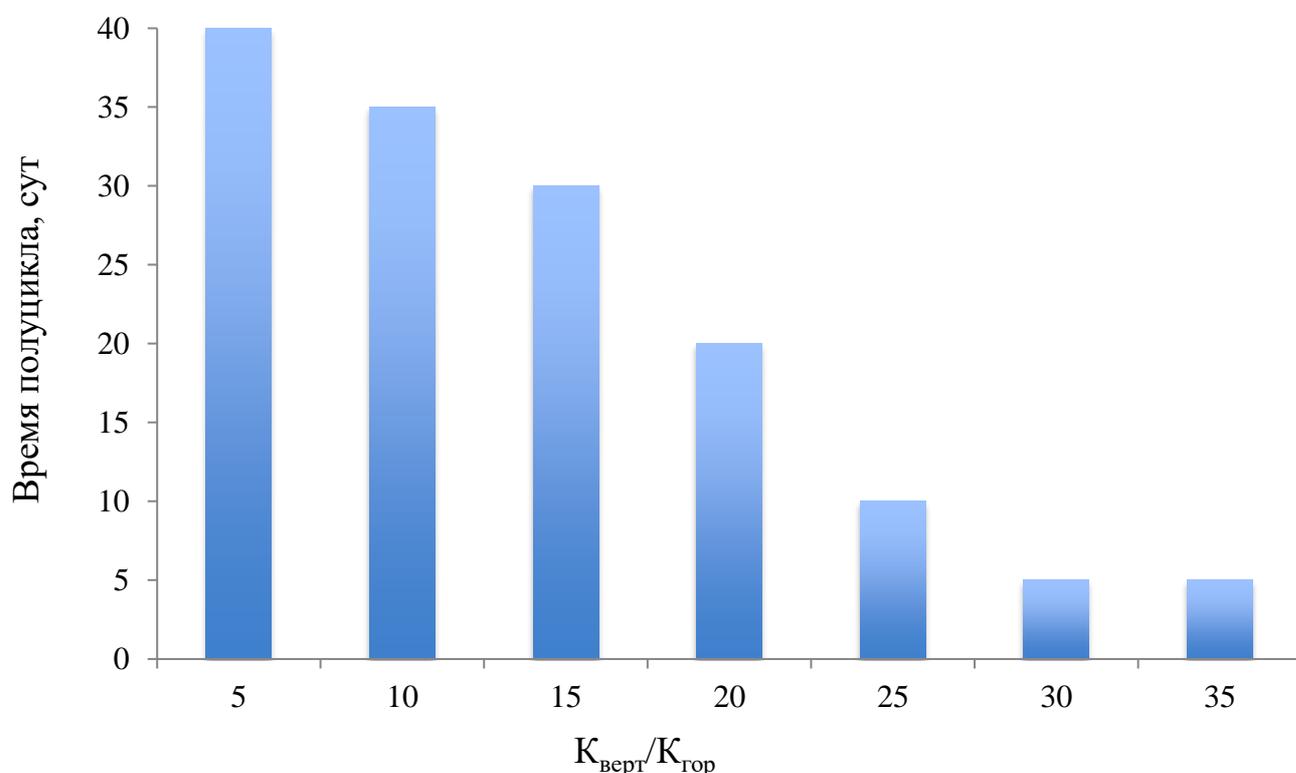


Рисунок 5.27 – Зависимость полуцикла циклического заводнения от коэффициента анизотропии проницаемости

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.

данных месторождений проведено более 500 различных геолого-технических мероприятий (различные модификации ГРП, технологии кислотного воздействия, радиальное бурение, ремонтно-изоляционные работы и др.). Из представленных технологий преобладающее место занимают модификации кислотного воздействия и гидроразрыва пласта [27, 110, 133]. Стоит отметить, что именно с последним методом интенсификации добычи нефти связан риск со значительным увеличением обводненности добываемой продукции. Также исследователи [69, 72, 97, 126, 226, 288] отмечают, что влияние анизотропии проницаемости на характеристики коллекторов и трещин гидроразрыва может быть значительным. Данное утверждение становится более важным, когда в пласт вводится дополнительная направленная характеристика, такая как трещина гидроразрыва [126, 198, 209, 255]. К. Бен-Насер и М. Дж. Экономидес [192] в своих работах количественно оценили влияние анизотропии горизонтальной проницаемости на поток жидкости, введя кажущуюся длину трещины гидроразрыва.

В работах [42, 72, 79, 126, 130, 165, 224, 256, 299] отмечается, что после проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах в некоторых случаях отмечается существенное возрастание попутно добываемой воды (увеличение обводненности), это, скорее всего, связано с тем, что трещина ГРП распространилась в вертикальном направлении (превалирующее влияние вертикальной составляющей проницаемости над горизонтальной) и, соответственно, вновь образованные каналы создали гидродинамическую связь между нефтяной и водонасыщенной частями залежи.

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 5.29).

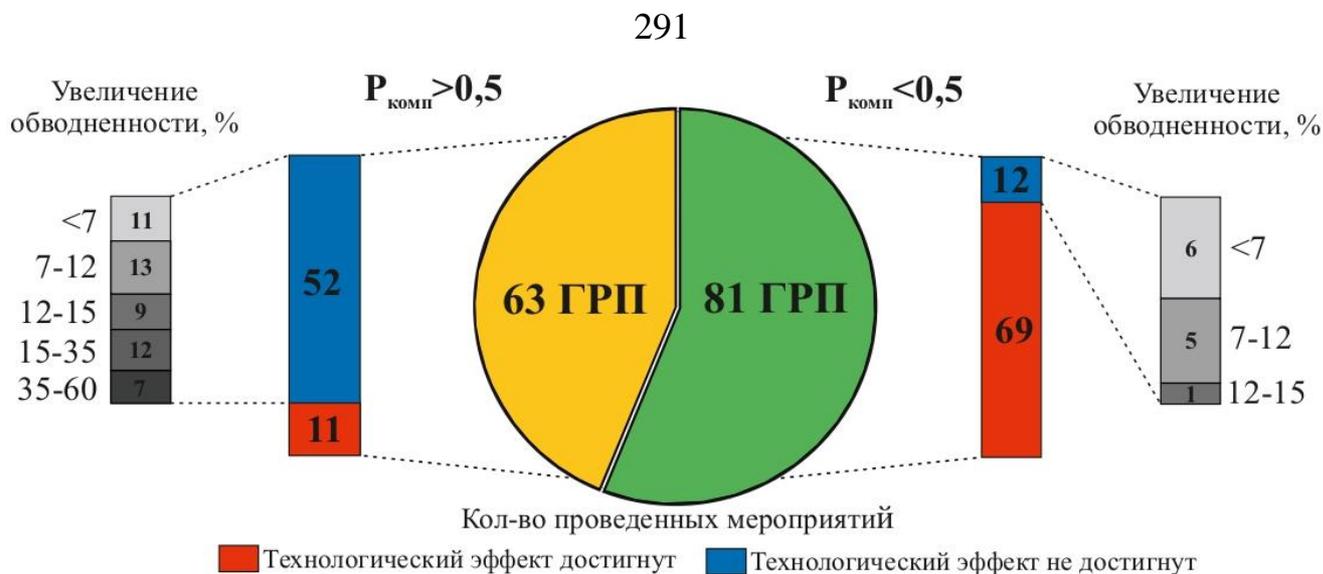


Рисунок 5.29 – Эффективность проведенных ГРП на различных участках залежей рассматриваемых месторождений

Для наглядной иллюстрации данного момента рассмотрена скв. 405 Гагаринского месторождения, на которой в июне 2015 г. проведен кислотный ГРП (рисунок 5.30). Результаты интерпретации данных гидродинамических исследований до и после проведения КГРП представлены в таблице 5.5. Обработка данных ГДИС по разработанной методике, которая описана в пункте 3.2, позволила установить, что до проведения КГРП вертикальная проницаемость превалировала над горизонтальной (286 мД к 101 мД), и результатом проведения данного мероприятия стало то, что трещина и распространилась в данном направлении: вертикальная проницаемость пласта увеличилась практически вдвое (с 286 до 499 мД), в то же время произошло снижение горизонтальной проницаемости также вдвое (с 101 до 54 мД), что указывает на превалирующее распространение трещины ГРП в вертикальном направлении и создание гидродинамической связи между нефте- и водонасыщенными зонами пласта, что подтверждается результатами геофизических исследований (рисунок 5.31).

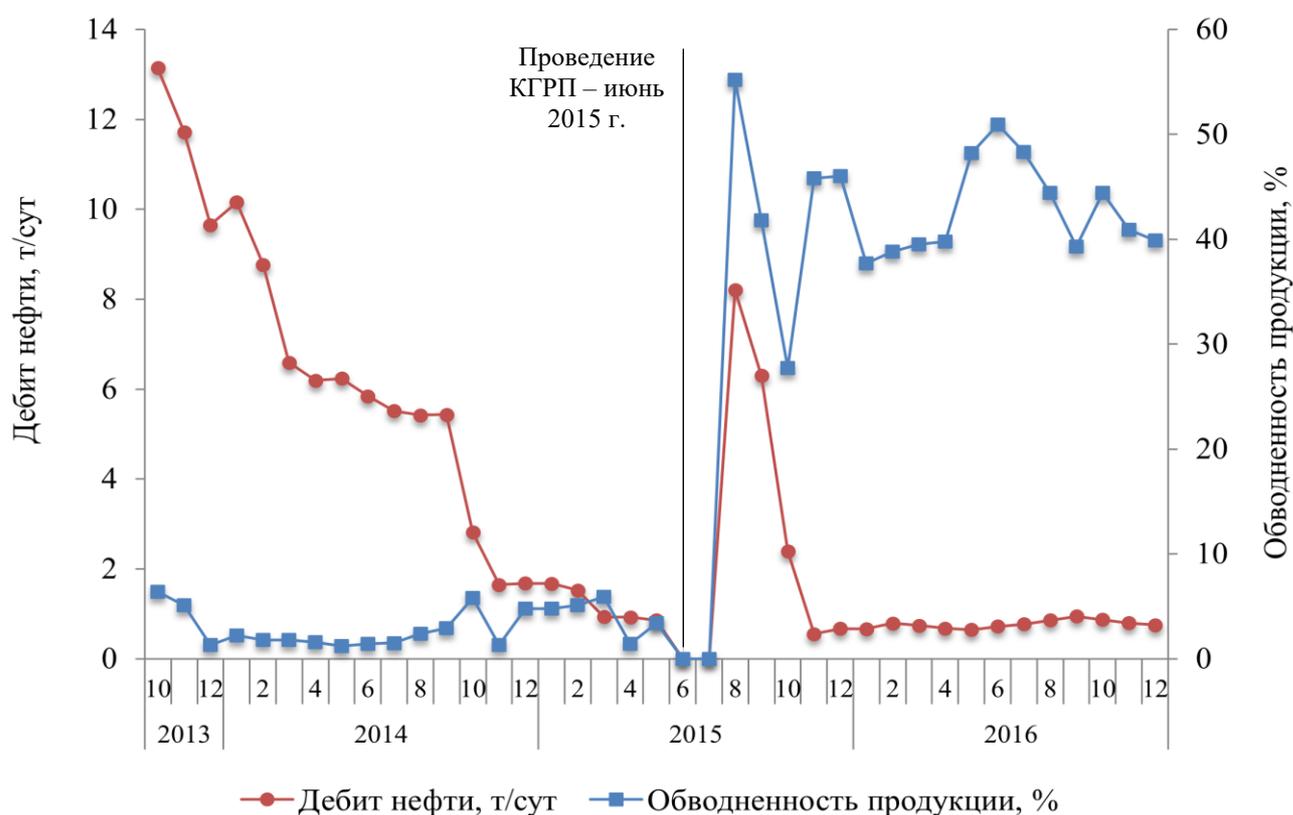


Рисунок 5.30 – Динамика показателей эксплуатации скв. 410 Гагаринского месторождения до и после проведения кислотного гидравлического разрыва пласта

Таблица 5.5 – Технологические показатели эксплуатации скв. 410 Гагаринского месторождения до и после проведения кислотного гидравлического разрыва пласта

Показатель	Дата проведения КГРП – июнь 2015 г.	
	ГДИС до КГРП – 12.12.2014	ГДИС после КГРП – 23.10.2015
Пластовое давление, МПа	12,59	9,16
Забойное давление, МПа	4,89	3,54
Толщина пласта, м	12	12
$K_{\text{прод}}$, м ³ /(сут·МПа)	1,69	2,49
Обводненность, %	1,3	40
Вертикальная проницаемость, мД	286,06	499,79
Горизонтальная проницаемость, мД	101,47	54,31

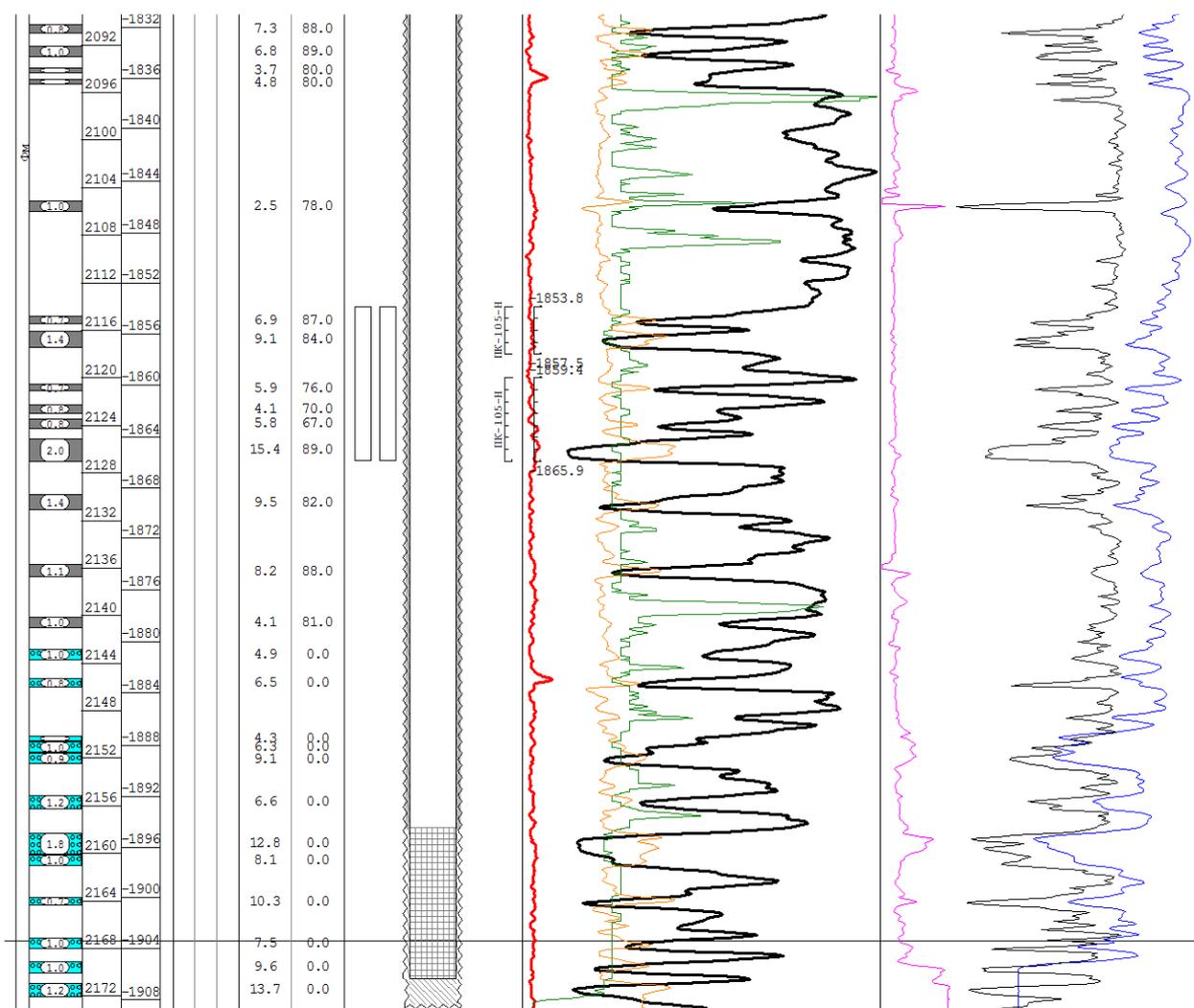


Рисунок 5.31 – Планшет ГИС по скв. 410 Гагаринского месторождения

Если рассмотреть пример проведения КГРП (рисунок 5.32 и таблица 5.6), где до проведения мероприятия горизонтальная проницаемость превалировала над вертикальной, то наблюдается другая картина. Трещина ГРП распространилась в горизонтальном направлении и более чем в семь раз увеличила проницаемость пласта (с 374 до 2982 мД), вертикальная проницаемость в то же время также немного увеличилась (с 39 до 76 мД), но не способствовала созданию гидродинамической связи между нефте- и водонасыщенными зонами пласта, что подтверждается результатами геофизических исследований (рисунок 5.33).

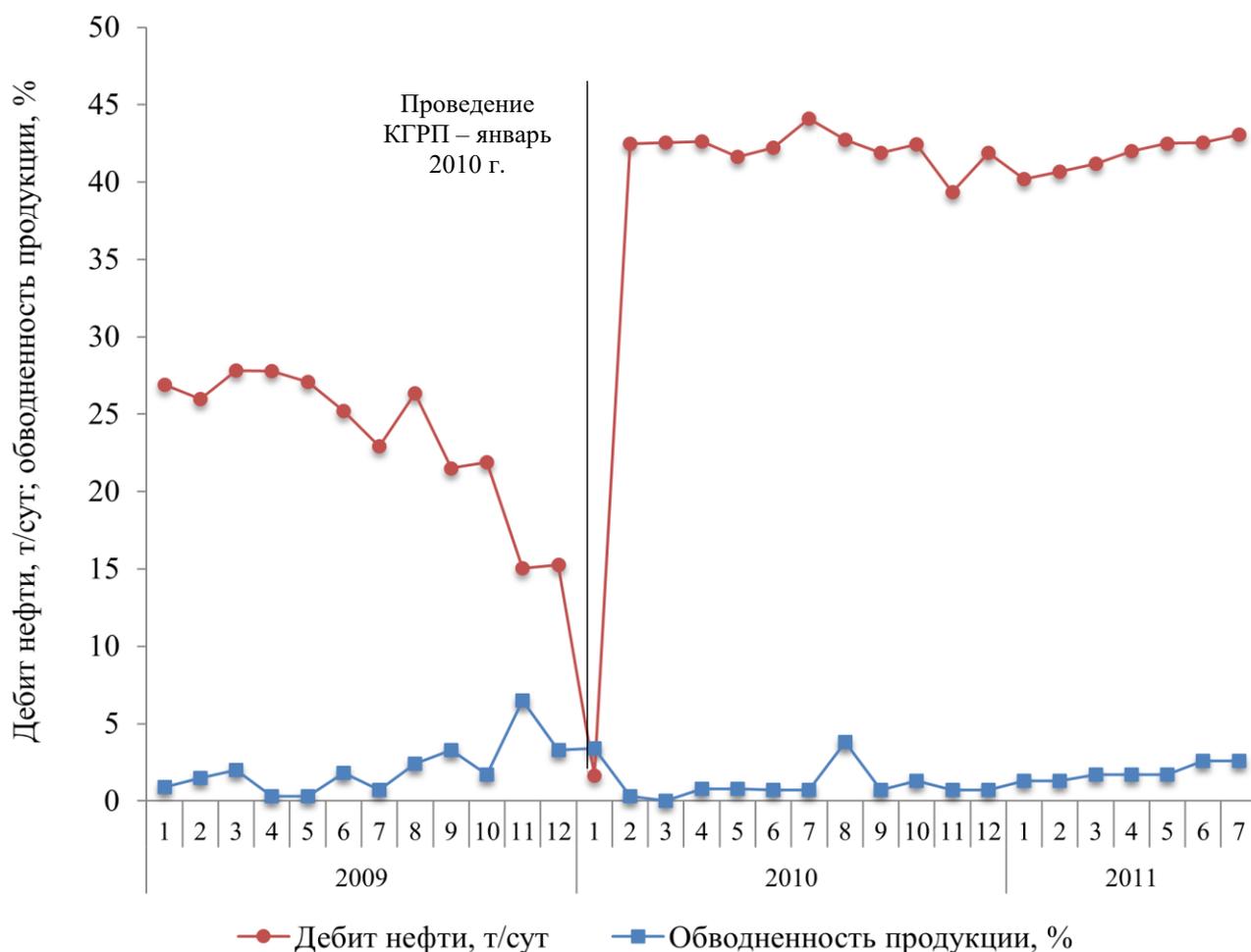


Рисунок 5.32 – Динамика показателей эксплуатации скв. 405 Гагаринского месторождения до и после проведения кислотного гидравлического разрыва пласта

Таблица 5.6 – Технологические показатели эксплуатации скв. 405 Гагаринского месторождения до и после проведения кислотного гидравлического разрыва пласта

Показатель	Дата проведения КГРП – февраль 2010 г.	
	ГДИС до КГРП – 11.11.2009	ГДИС после КГРП – 05.05.2010
Пластовое давление, МПа	9,85	11,76
Забойное давление, МПа	3,91	9,95
Толщина пласта, м	16,1	16,1
$K_{\text{прод}}$, м ³ /(сут·МПа)	5,3	28,3
Обводненность, %	5,0	1,0
Вертикальная проницаемость, мД	39,55	76,02
Горизонтальная проницаемость, мД	374,44	2982,28

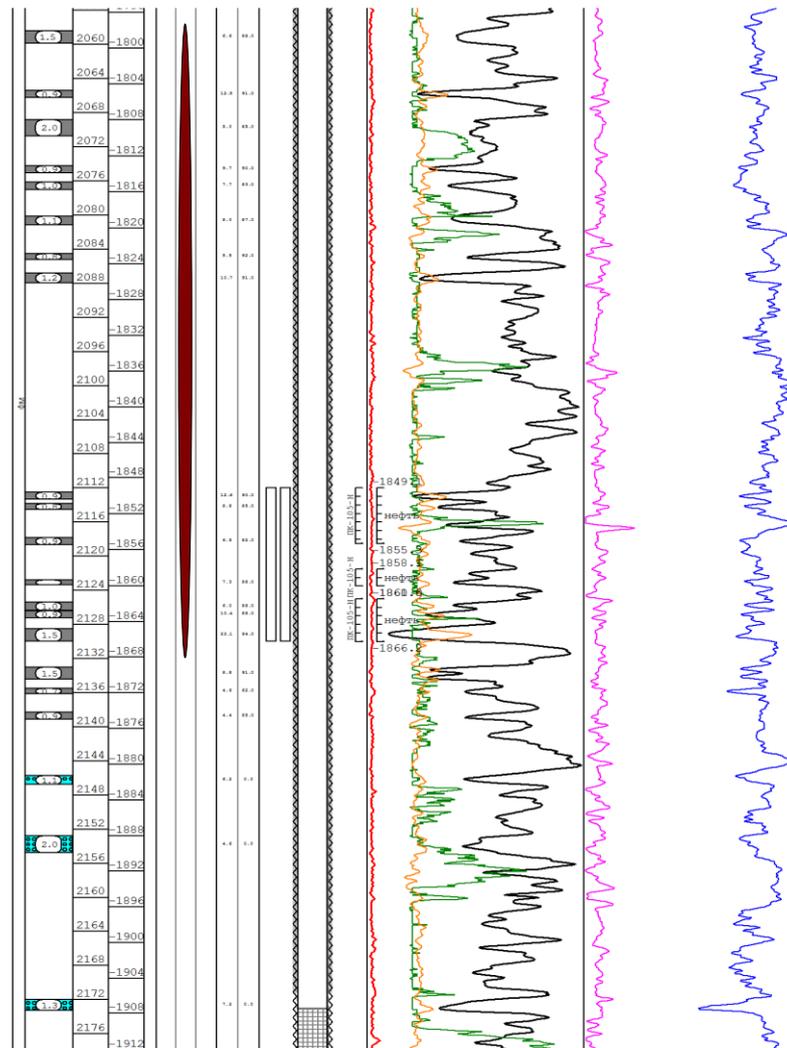


Рисунок 5.33 – Планшет ГИС по скв. 405 Гагаринского месторождения

Соответственно, для того, чтобы предотвратить такие последствия проведения ГРП, как существенное увеличение обводненности добывающих скважин (см. рисунок 5.30), необходимо использование инструментов, которые более детально описывают всю сложность пустотного пространства горных пород карбонатного типа. Как правило, прогноз эффективности геолого-технических мероприятий проводится на геолого-гидродинамических моделях. Отмечается, что использование ГГДМ, которые не в полной мере учитывают сложность строения коллектора, зачастую приводит к неверным технологическим и, как следствие, экономическим показателям мероприятия.

Для сравнительной оценки модифицированной ГГДМ со стандартной, которая используется для расчета прогнозных вариантов, то есть без учета модификаций, описанных в разделе 5.1, произведена серия расчетных

вариантов технологии ГРП на шести скважинах, которые утверждены компанией-недропользователем в актуальном плане ГТМ на трехлетний период. На рисунке 5.34 представлено территориальное расположение скважин-кандидатов.

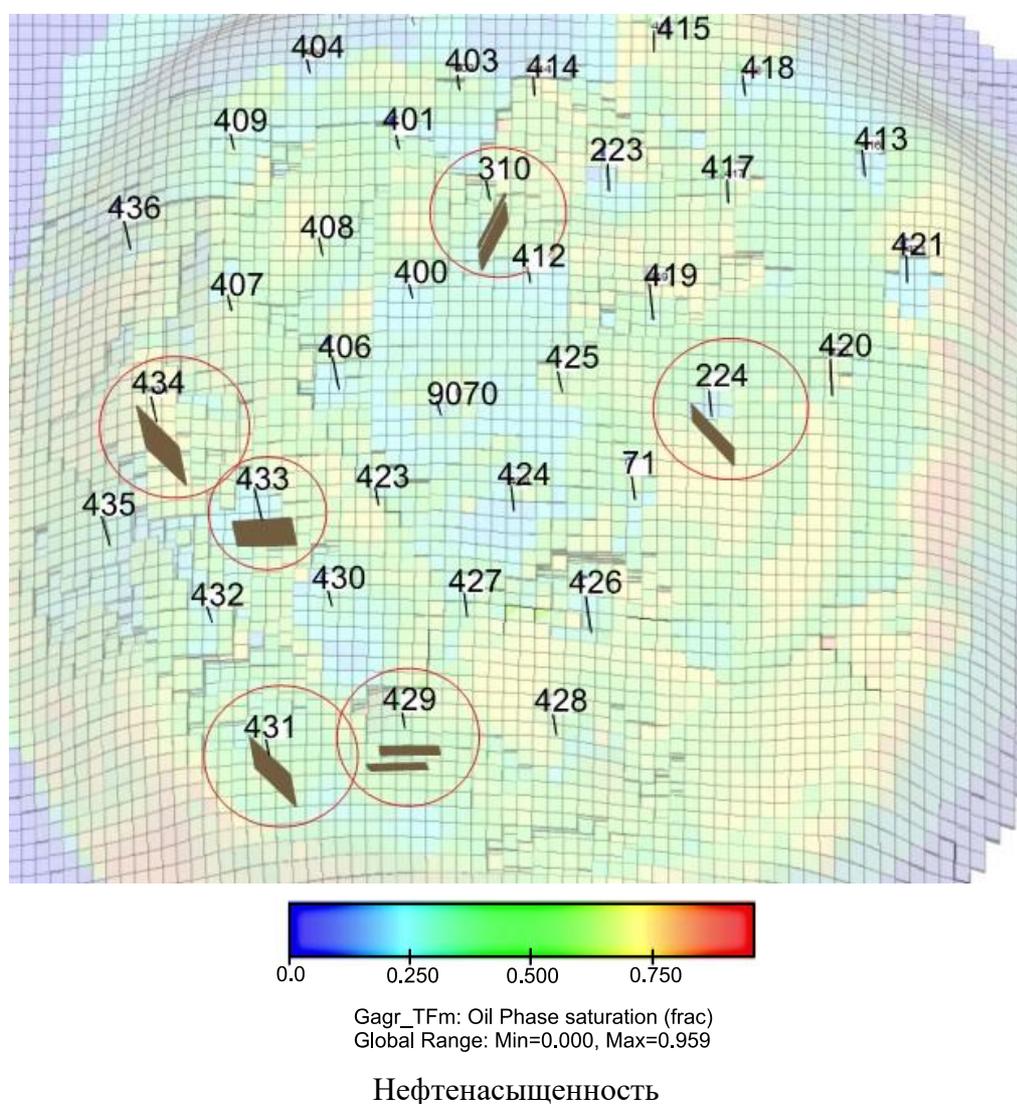


Рисунок 5.34 – Территориальное расположение скважин-кандидатов для проведения ГРП

С целью того, чтобы смоделировать технологию ГРП в ГГДМ, задавались некоторые величины трещины ГРП, такие как полудлина и проводимость (100 м и 1000 мД·м), которые использовались как средние по фактически проведенным. Ожидаемый (запланированный) прирост дебита нефти по каждой скважине после проведения ГРП составляет 6 т/сут. На рисунке 5.35 представлена визуализация трещины ГРП на скважине-кандидате 434. Для моделирования процесса ГРП

использовалось ключевое слово VFRA (используется в симуляторе Tempest в версии 8.0). Особенностями нового подхода к моделированию ГРП является то, что полностью поменялась визуальная составляющая трещины и возможность проведения трещины через неколлектор, что позволяет воспроизводить прорыв через тонкую перемычку.

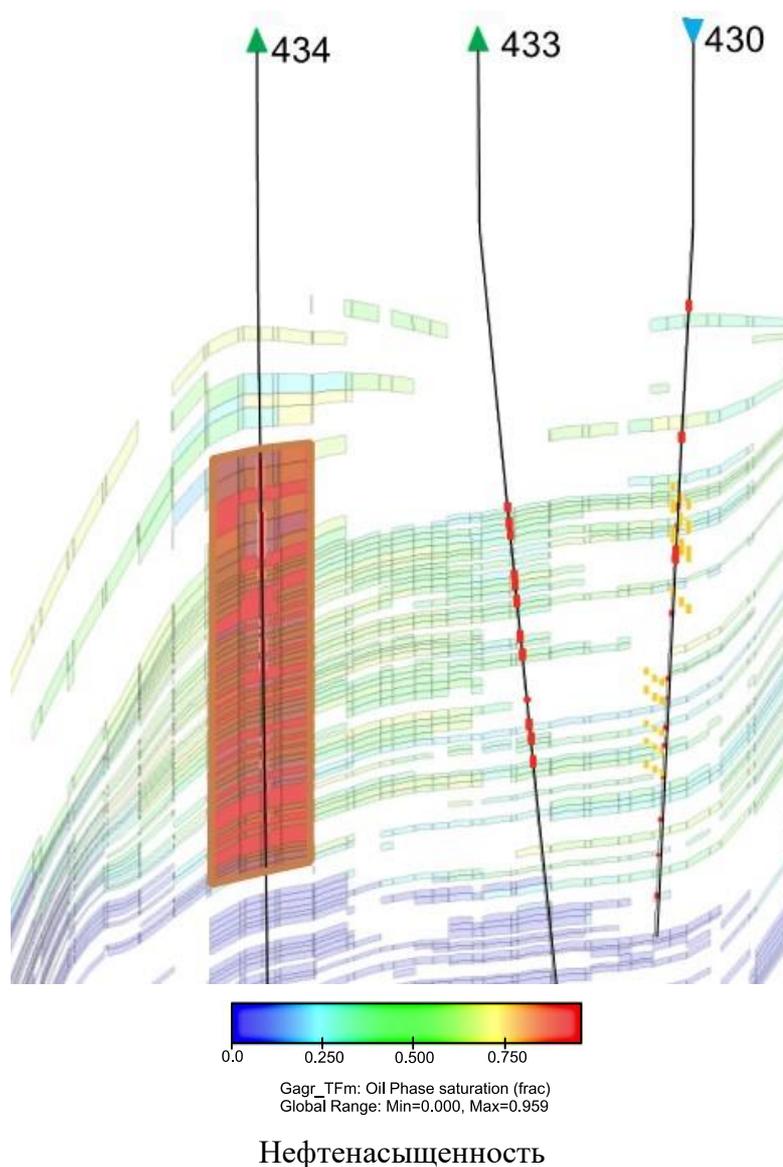


Рисунок 5.35 – Визуализация трещины ГРП на скважине-кандидате 434

На рисунке 5.36 представлены результаты расчета шести ГРП на базовой ГГДМ (БАЗ), исходя из которых видно, что средняя дополнительная добыча нефти на одну скважину составляет 17,5 тыс. тонн (суммарная дополнительная добыча нефти за время действия эффекта составляет 104,7 тыс. тонн), что является достаточно оптимистичным результатом. Расчет шести ГРП на

усовершенствованной ГГДМ показал результат значительно хуже, по сравнению с тем, который получился при использовании базовой ГГДМ. На рисунке 5.37 представлены результаты расчета шести ГРП на усовершенствованной ГГДМ, из которых видно, что средняя дополнительная добыча нефти на одну скважину составляет 4,2 тыс. тонн (суммарная дополнительная добыча нефти за время действия эффекта составляет 25,4 тыс. тонн).

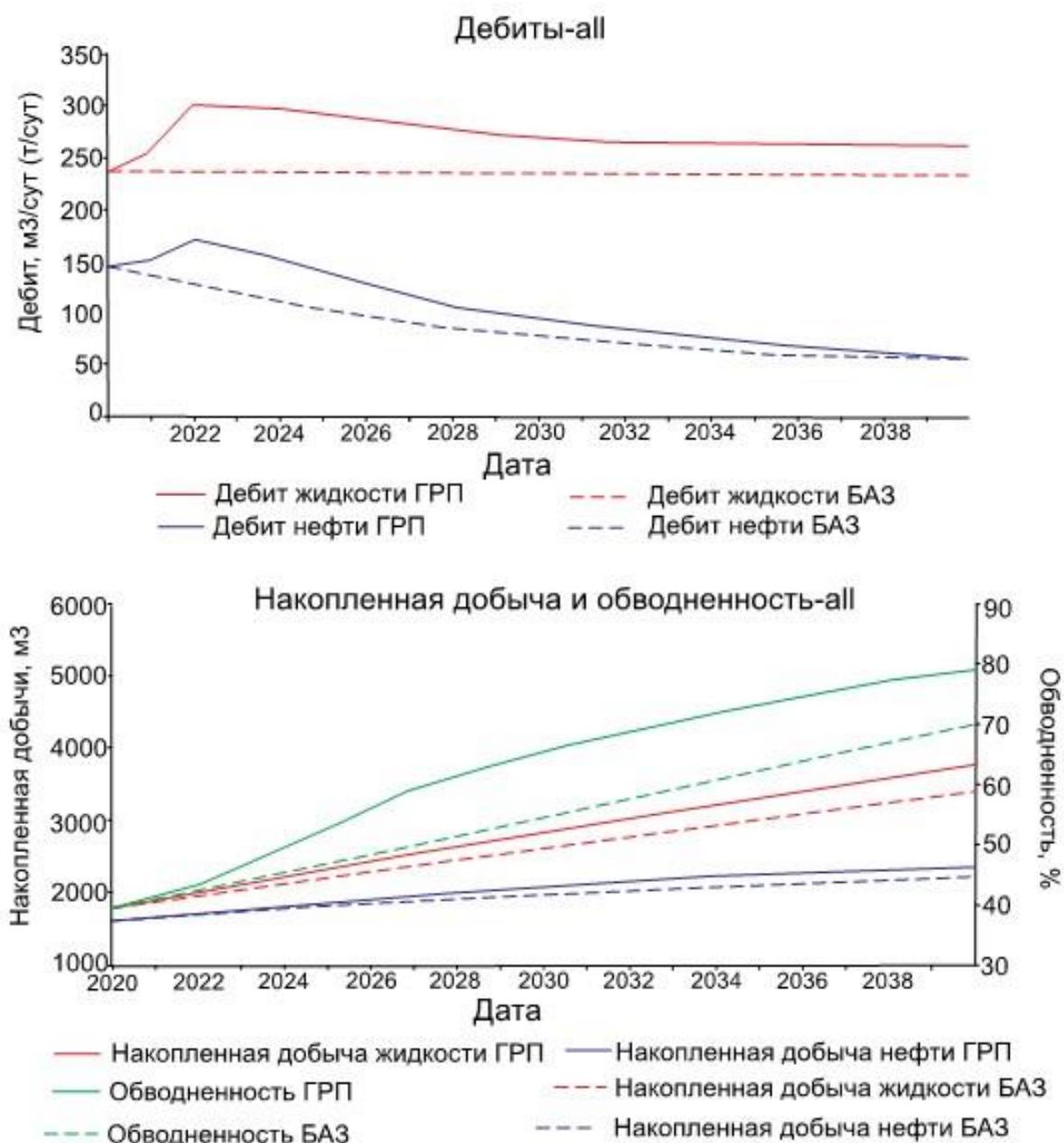


Рисунок 5.36 – Результаты расчета шести ГРП на базовой ГГДМ

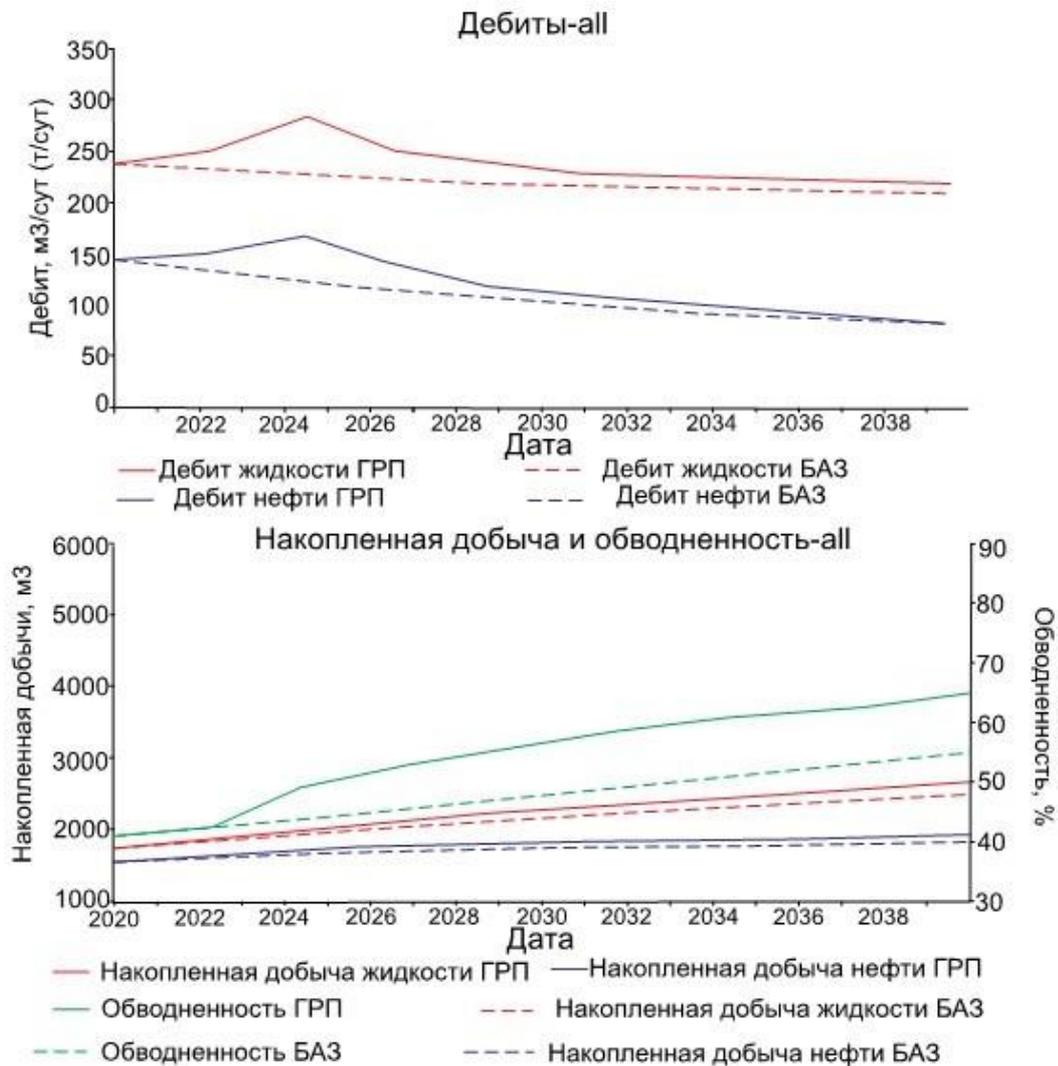


Рисунок 5.37 – Результаты расчета шести ГРП на усовершенствованной ГГДМ

Сравнение результатов технологической эффективности ГРП на скважинах-кандидатах представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Сравнение результатов эффективности гидравлического разрыва пласта, полученные на базовой и усовершенствованной ГГДМ

Параметр	Скв. 224	Скв. 310	Скв. 429	Скв. 431	Скв. 433	Скв. 434						
Год проведения ГРП	2021	2021	2022	2021	2021	2021						
Мгновенный прирост дебита нефти, т/сут	6,0*	3,1*	4,9	-1,8	5,7	1,5	6,2	6,2	5,9	7,0	5,7	4,9
Мгновенный прирост обводненности, %	19,3	27,7	32,2	37,2	24,2	30,4	0,7	0,7	6,9	20,4	5,3	18,7

Примечание: слева представлен результат на базовой модели (*); справа – на усовершенствованной (**).

На рисунке 5.38 представлен график изменения дополнительной добычи нефти по результатам проведения ГРП на шести скважинах-кандидатах, рассчитанный на базовой и усовершенствованной ГГДМ. На рисунках 5.39 и 5.40 представлен график чистого дисконтированного дохода и диаграмма чувствительности («Паук») по результатам проведения ГРП на шести скважинах-кандидатах.

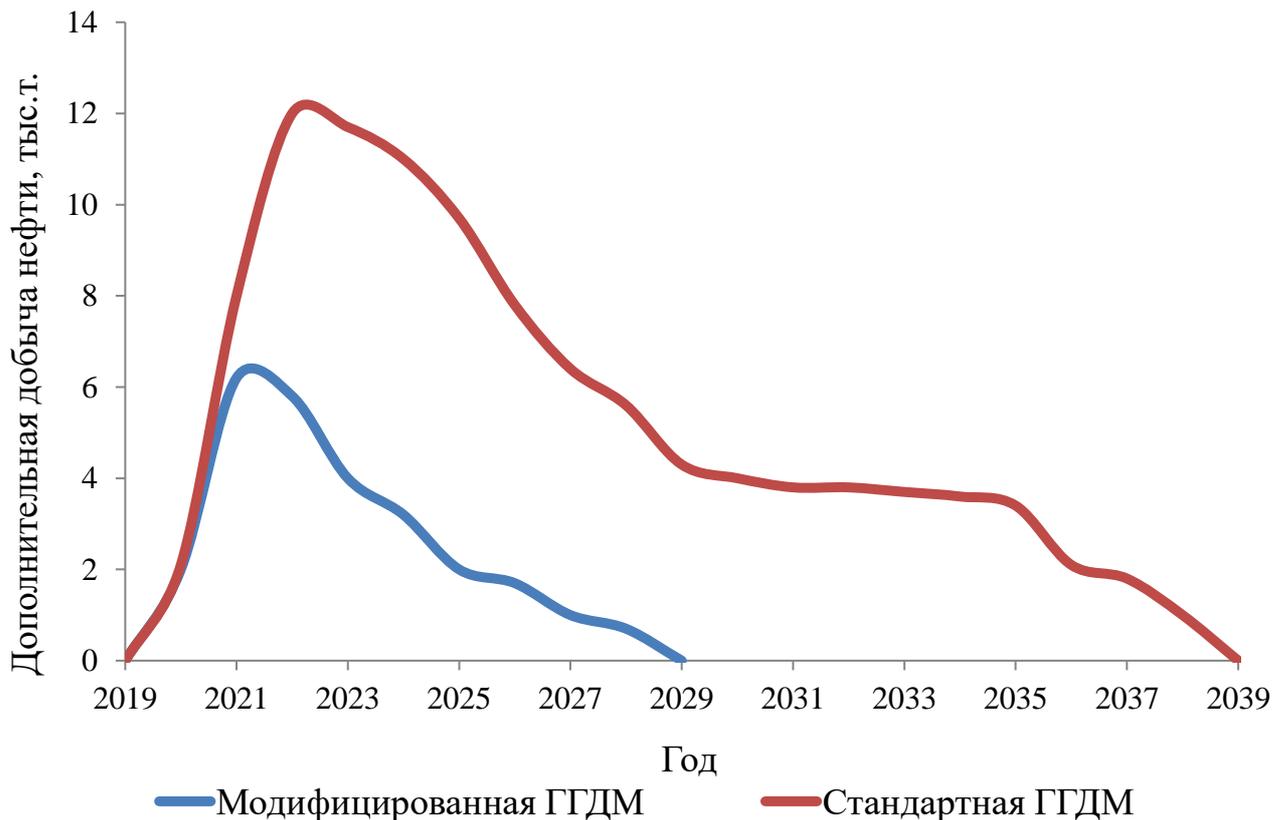


Рисунок 5.38 – Дополнительная добыча нефти, рассчитанная на базовой и усовершенствованной ГГДМ, по результатам проведения ГРП на шести скважинах-кандидатах

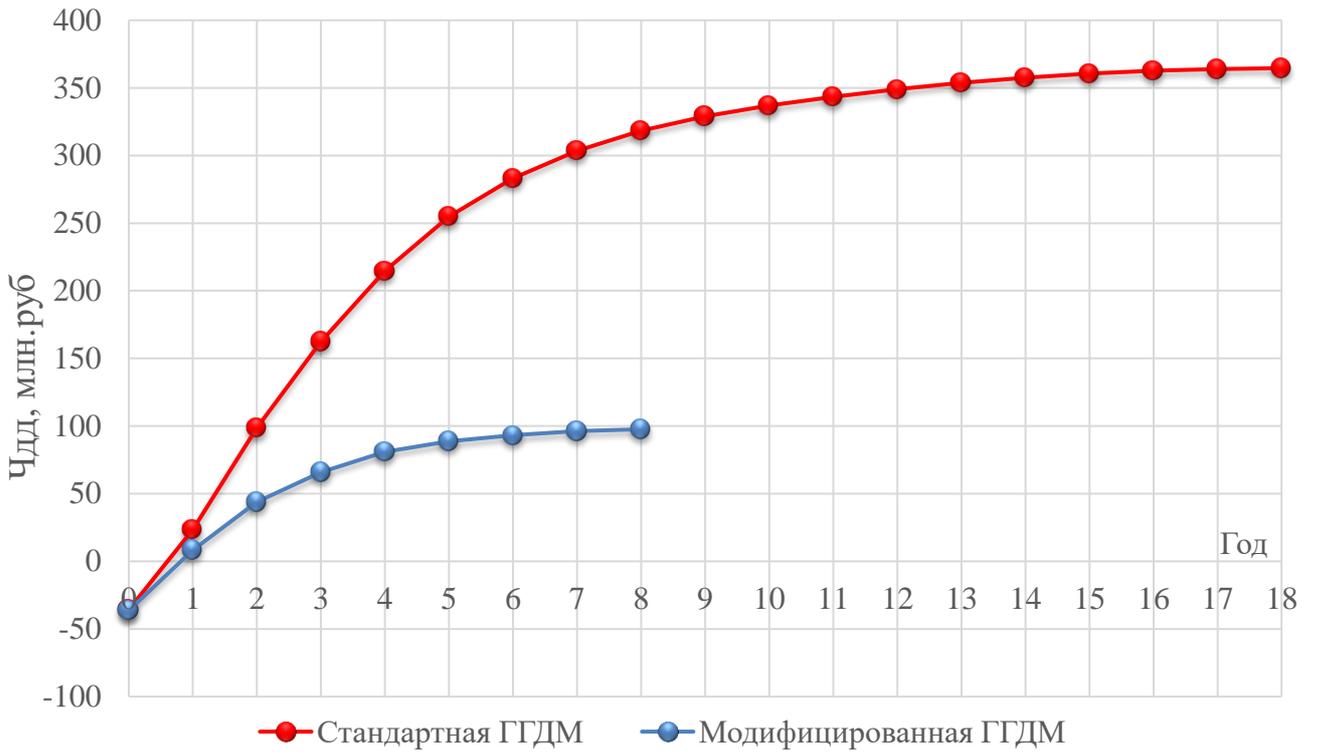


Рисунок 5.39 – Чистый дисконтированный доход по результатам проведения ГРП на шести скважинах-кандидатах

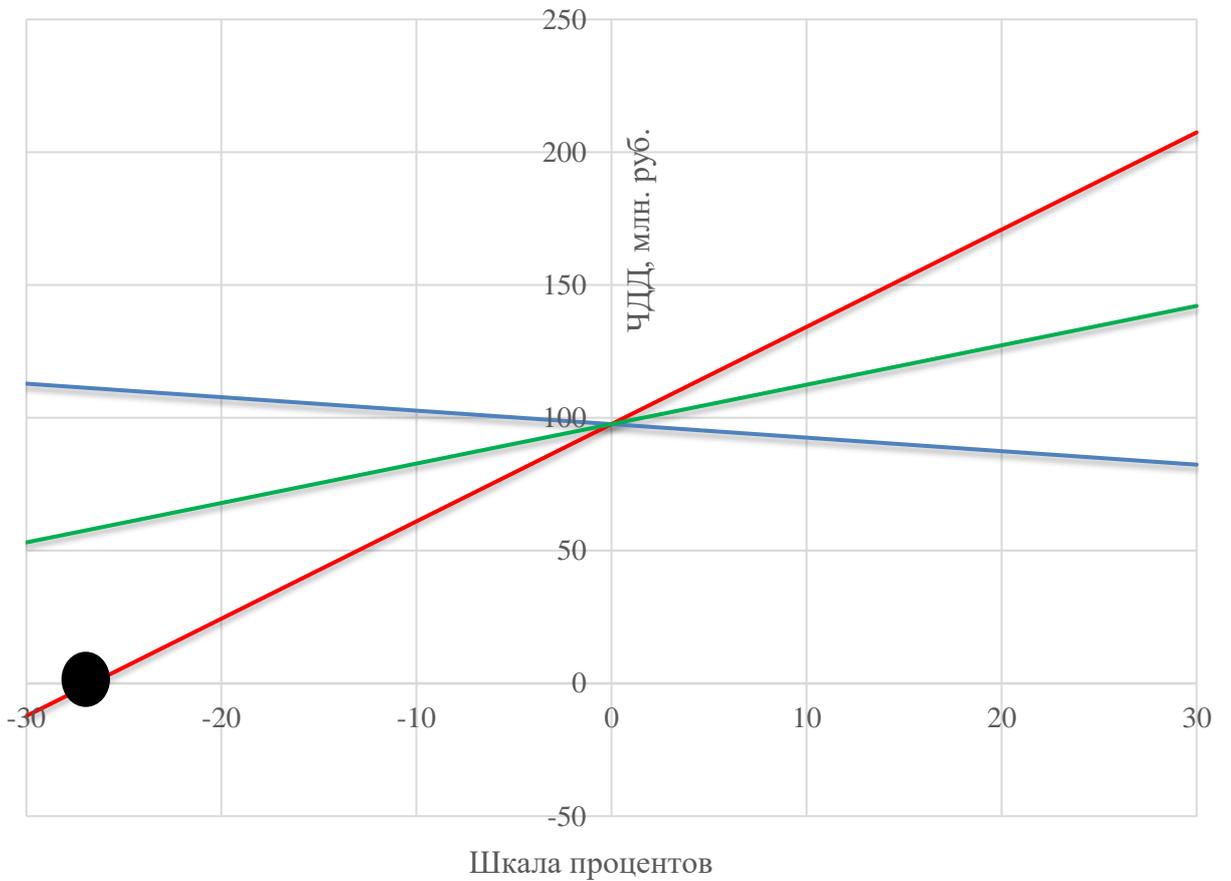


Рисунок 5.40 – Диаграмма анализа чувствительности

Обобщая результаты, представленные в таблице 5.7 и рисунке 5.38, можно сделать вывод, что единственной скважиной, которая рекомендуется под проведение ГРП, является скв. 431. Расчет на базовой и усовершенствованной ГГДМ показал одинаковые мгновенные приросты дебита нефти и обводненности, однако технологический эффект, рассчитанный на усовершенствованной ГГДМ, закончится в три раза быстрее, чем на базовой, и суммарная накопленная дополнительная добыча нефти составила 7 тыс. тонн. Отдельно стоит выделить скв. 433 и 434, которые характеризуются незначительным недостижением планового прироста дебита нефти, но существенным ростом обводненности добываемой продукции (до 20,4 и 18,7 % соответственно).

На скв. 433 остановимся и рассмотрим ее более подробно, так как на ней в период с 15.02.2021 до 19.03.2021 г. проведен КГРП с закреплением проппантом. Основные технологические показатели эксплуатации скв. 433 до и после КГРП представлены в таблице 5.8 и на рисунке 5.41. Результаты интерпретации гидродинамических исследований, которые проведены на скв. 433, с определением вертикальной и горизонтальной проницаемостей представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.8 – Технологические показатели эксплуатации скв. 433 Гагаринского месторождения до и после проведения кислотного гидравлического разрыва пласта

Показатель	до КГРП	после КГРП	Мгновенный прирост	Расчет на усовершенствованной ГГДМ
Дебит нефти, т/сут	2,0	10,3	8,3	7,0
Дебит жидкости, м ³ /сут	2,5	16,8	14,3	13,2
Обводненность, %	2,0	25,0	22,0	20,4

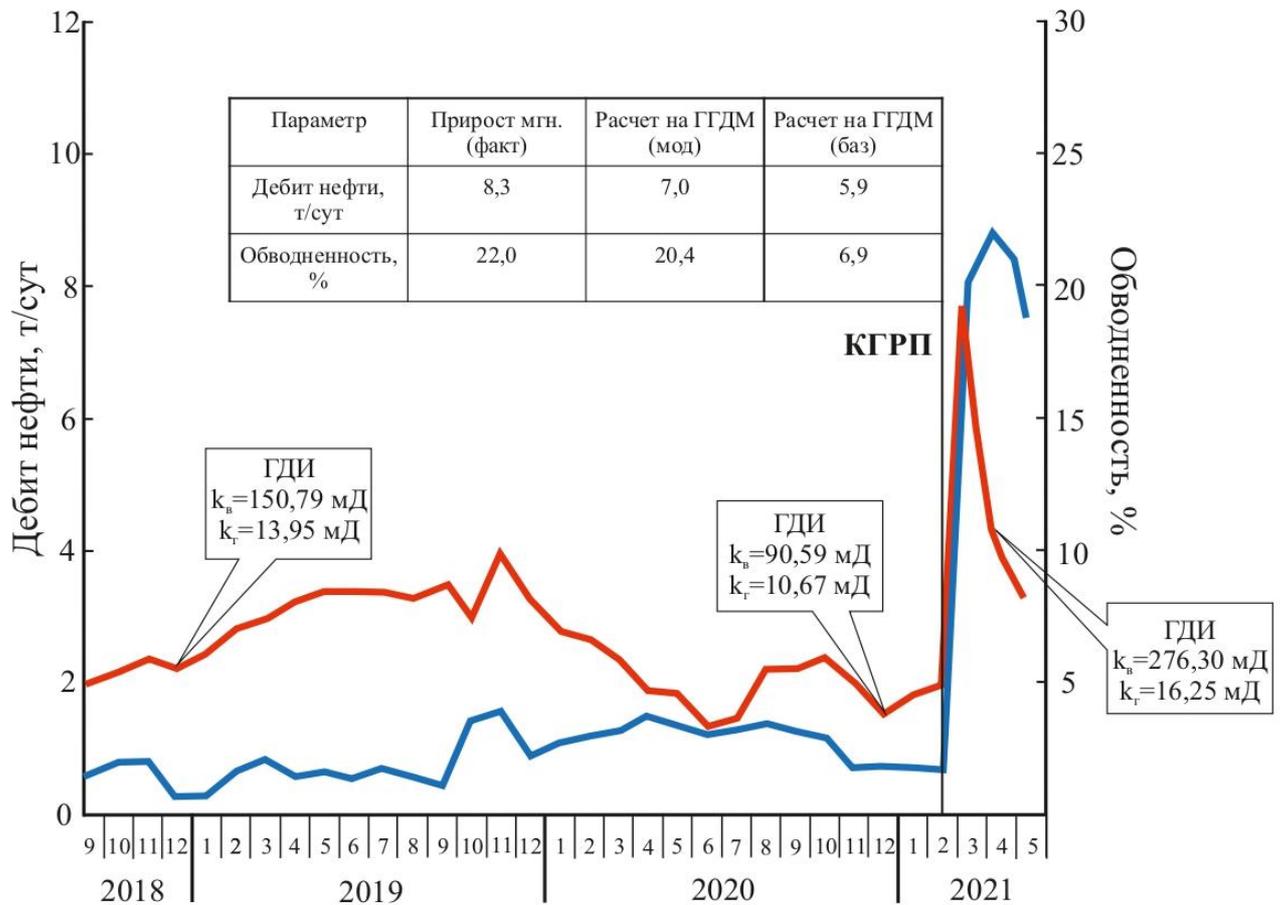


Рисунок 5.41 – График эксплуатации скв. 433 Гагаринского месторождения

Таблица 5.9 – Результаты интерпретации данных ГДИ скв. 433

Проницаемость	Дата ГДИС		
	03.12.2018 г.	04.12.2020 г.	12.04.2021 г.
k_b , мД	150,79	90,59	276,30
k_r , мД	13,95	10,67	16,25

Основные технологические показатели эксплуатации скважин нефтяных месторождений, рассматриваемых в диссертационной работе, после фактически проведенных ГРП в период с 2021 по 03.2023 гг. и рассчитанные на модифицированной ГГДМ, представлены в таблице 5.10 и на рисунках 5.42, 5.43.

Таблица 5.10 – Технологические показатели эксплуатации скважин после проведения операций по гидравлическому разрыву пласта

Месторождение	Прирост дебита нефти, т/сут	Обводненность после проведения ГРП/прирост обводненности, %	Прирост дебита нефти по ГГДМ, т/сут	Обводненность после проведения ГРП по ГГДМ, %
Гагаринское	8,3	25/23	8,1	28,8
Озерное	8,2	34/31,6	7,7	31,2
Озерное	6,2	31,3/27,3	6,1	28,9
Маговское	7,5	35,2/33,7	7,5	35,1
Логовское	5,3	35,7/30,9	5,2	38,9
Озерное	10,9	1,5/-0,4	11,1	2,6
Озерное	6,2	54/25	6,4	58,9
Озерное	7,8	20,5/18,8	8,1	26,4
Уньвинское	5,1	55,5/50,6	5	58,4
Озерное	1,5	2,1/0,1	1,5	1,4
Маговское	6,5	65/63,3	6	58,9
Юрчукское	0,7	5/4	0,4	4,1
Озерное	8,6	40,8/38,5	8,4	34,9
Озерное	9,2	19,4/6,9	9	17,4
Маговское	8,3	25/22,7	8,7	22,8
Озерное	2,5	12/9,9	2,2	10,2
Гагаринское	9,5	65/33	10,4	59,8
Озерное	8,1	80/78,5	6,9	84,5
Гагаринское	8,2	36/35	7,5	39,4
им.Сухарева	8,6	32/31,5	9,8	37,6
Озерное	8,1	36,1/31,4	6,4	32,4
Озерное	9,9	46,9/45,9	11,2	40,1
Озерное	9	54,8/53,8	8,4	59,8
Озерное	7	55/52,6	6,4	48,7
им.Сухарева	9	39/38,4	6,8	34,7

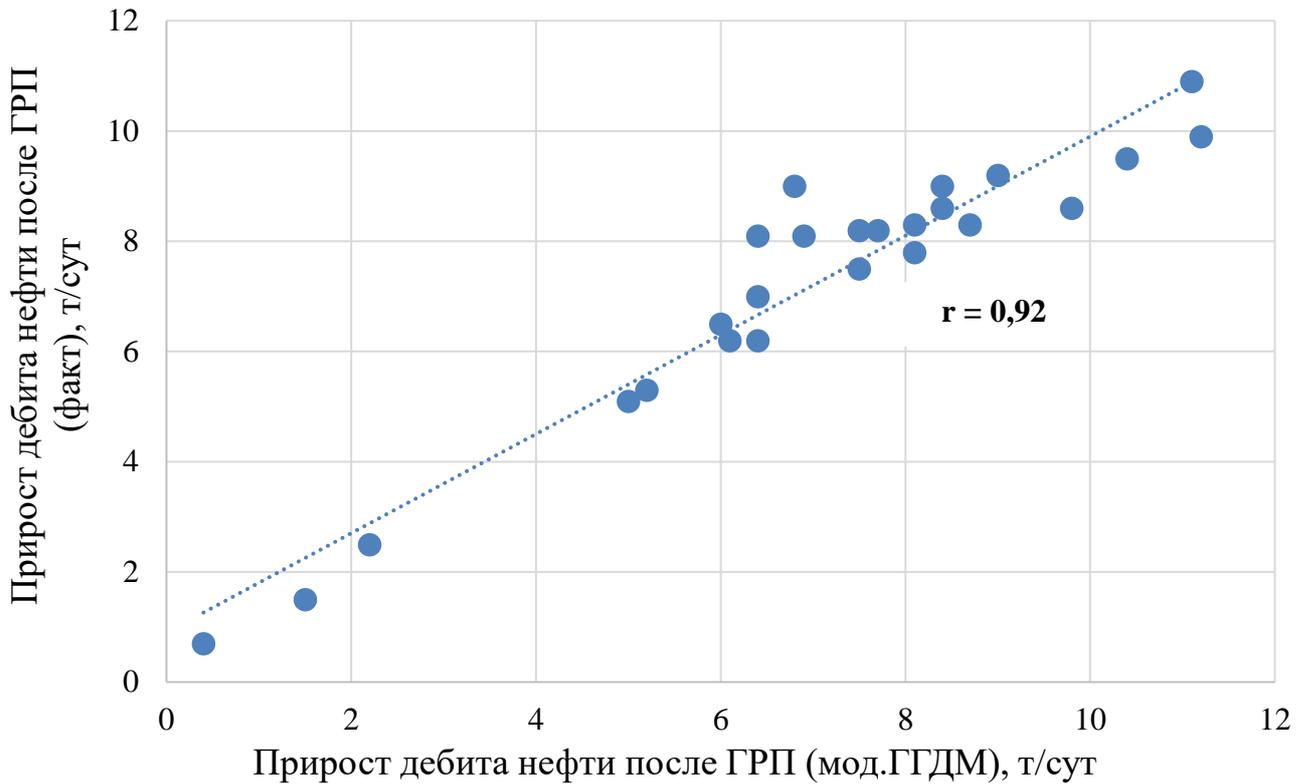


Рисунок 5.42 – Сопоставление фактических и рассчитанных значений прироста дебита нефти после проведения ГРП

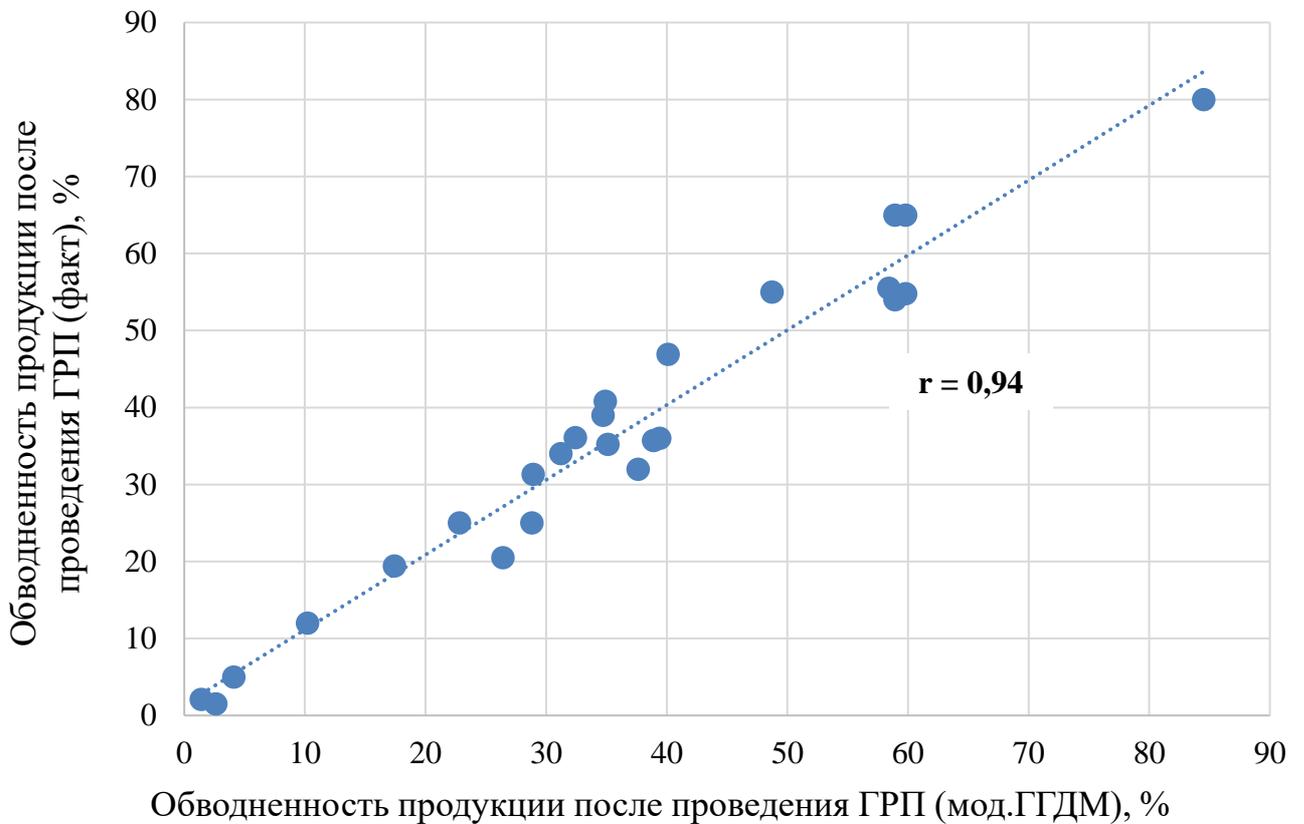


Рисунок 5.43 – Сопоставление фактических и рассчитанных значений обводненности добываемой продукции после проведения ГРП

Таким образом, в ходе выполненного анализа установлено, что проведение гидроразрыва на скважинах, расположенных в зоне превалирующего влияния вертикальной проницаемости над горизонтальной ее составляющей, приводит к резкому обводнению продукции после мероприятия. И, наоборот, на участках залежи, для которых характерно превышение горизонтальной проницаемости над вертикальной, проведение гидроразрыва не приводит к резкому прорыву воды. Данный вывод вполне закономерен и физичен, поскольку вертикальная проницаемость обеспечивает гидродинамическую связь с нижележащей водоносной зоны пласта. Соответственно, при планировании методов воздействия на сложнопостроенные карбонатные коллекторы обязательно следует учитывать анизотропию их проницаемости, например, посредством проведения гидродинамических исследований скважины-кандидата и обработки полученных материалов в соответствии с разработанной и представленной в разделе 3.2 методикой. Данный подход к планированию ГТМ проиллюстрирован на примере двух скважин. Прогнозные оценки технологической эффективности ГРП, полученные с помощью модифицированной гидродинамической модели, подтверждены фактическими данными.

Таким образом, модификация гидродинамических моделей залежей, представленных сложнопостроенными карбонатными коллекторами, посредством учета трещиноватости и анизотропии проницаемости позволяет не только повысить достоверность прогнозов при проектировании разработки, но и планировать эффективные мероприятия по интенсификации добыче нефти. Неучет анизотропии проницаемости коллектора, в свою очередь, может привести к низкой рентабельности данных мероприятий.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 5

В данной главе диссертационной работы с помощью полученных зависимостей изменения параметра анизотропии проницаемости от забойного давления для каждой литолого-фациальной зоны рассматриваемых

месторождений модифицированы более 20 действующих геолого-гидродинамических моделей. Расчеты, выполненные на усовершенствованных геолого-гидродинамических моделях, позволили установить значительное улучшение адаптации как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Нагнетательным скважинам ($r \approx 0,72 \rightarrow \approx 0,94$). 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 ($P_{\text{комп}} > 0,5$), позволяет, согласно прогнозу, обеспечить снижение обводненности добываемой продукции ($\approx 15-20\%$), сопровождающееся увеличением добычи нефти ($\approx 3,5-5,5\%$). 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.

Таким образом, с помощью разработанной методики определения вертикальной проницаемости (глава 3 настоящего диссертационного исследования) и построенных зависимостей ее динамики в процессе разработки сложнопостроенных карбонатных залежей и последующего включения их в геолого-гидродинамические модели удалось значительно повысить качество и достоверность цифровых двойников нефтяных месторождений для решения задач проектирования и повышения эффективности разработки месторождений углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 (ДСА). 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 ДСА), 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 ($\approx 15-20\%$), сопровождающееся увеличением добычи нефти ($\approx 3,5-5,5\%$). 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 УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

Условное обозначение	Расшифровка обозначения
DCA	Метод, основанный на численном и графическом анализе истории добычи углеводородов (Rate Transient Analysis – RTA), так называемый (Decline Curve Analysis – DCA(АД))
ГГДМ	Геолого-гидродинамическая модель
ГДИС	Гидродинамические исследования скважин
ГТМ	Геолого-технические мероприятия
ГРП	Гидравлический разрыв пласта
ДМД	Метод детерминированных моментов давления
КВД	Кривая восстановления давления
КВУ	Кривая восстановления уровня
КСД	Кривая стабилизации давления
КГРП	Кислотный гидравлический разрыв пласта
ЛДФ	Линейная дискриминантная функция (Z)
ПЛДА	Пошаговый линейный дискриминантный анализ
ПНП	Методы повышения нефтеотдачи пласта
ПРА	Пошаговый регрессионный анализ
РФП	Радиально-фильтрационный поток
ТМС	Термоманометрическая система
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства
ФМС	Физико-механические свойства пород
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа
$k_{узн}$	Проницаемость удаленной зоны пласта
S	Скин-фактор
$Q_{Ж}^M$	Модельное значение дебита
$P_{пл}$	Пластовое давление
$P_{заб}$	Забойное давление

Условное обозначение	Расшифровка обозначения
$P_{\text{затр}}$	Затрубное давление
$P_{\text{нас}}$	Давление насыщения
W	Обводненность продукции скважины
$\alpha_{\text{п}}$	Коэффициент пьезопроводности
$K_{\text{пор}}$	Коэффициент пористости
h	Толщина пласта
$\mu_{\text{н}}$	Вязкость нефти в пластовых условиях
b	Объемный коэффициент нефти
$\beta_{\text{с}}$	Полная сжимаемость системы
$\Gamma_{\text{ф}}$	Газовый фактор
$H_{\text{пл}}$	Глубина залегания объекта
$T_{\text{в}}$	Время восстановления КВУ/КВД
p	Уровень значимости
r	Коэффициент корреляции
R	Коэффициент множественной корреляции
S_0	Стандартная ошибка расчета
t	Критерий Стьюдента
χ^2	Критерий Пирсона
n	Количество данных в выборке
m	Число показателей

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абросимов, А. А. Обоснование репрезентативного объема данных фильтрационно-емкостных свойств для получения статистически достоверных петрофизических связей / А. А. Абросимов, Е. В. Шеляго, И. В. Язынина // Записки Горного института. – 2018. – Т. 233. – С. 487–491.
2. Авдеев, И. В. Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на примере турнейско-фаменского объекта Озерного месторождения / И. В. Авдеев, А. А. Кочнев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 1. – С. 48–52.
3. Акрам, Х. Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульным испытателем пластов на кабеле MDT/CHDT / Х. Акрам, В. Ашуров. – М.: Нефтегазовое обозрение, 2005. – 16 с.
4. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края / П. Ю. Илюшин, Р. М. Рахимзянов, Д. Ю. Соловьев, И. Ю. Колычев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 15. – С. 81–89.
5. Анализ результатов одновременных измерений стандартным комплексом геофизических исследований скважин / С. И. Петров, Р. Ш. Динмухамедов, Р. Н. Абдуллин, Н. Н. Белоусова // Каротажник. – 2013. – № 10 (232). – С. 145–165.
6. Анализ эффективности вскрытия трещинных и трещинно-поровых карбонатных коллекторов турнейско-фаменского комплекса на нефтяных месторождениях Соликамской депрессии: отчет о НИР / сост. В.Д. Викторин. – Пермь: ООО «Нефтегазсервис», 2001. – 100 с.
7. Аникеев, Д. П. Определение анизотропии проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин / Д. П. Аникеев, Т. Н. Цаган-Манджиев // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2 (21). – С. 15.

8. Апробация нового подхода к определению петрофизических связей по данным рентгеновской томографии / И. В. Язынина, Е. В. Шеляго, А. А. Абросимов, Н. А. Веремко, Е. А. Грачев, Д. А. Бикулов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 2. – С. 36–40.

9. Арефьев, С. В. Уточнение флюидных моделей нефтяных залежей в отложения алымской и ванденской свит Ватъеганского месторождения на основе новых представлений о строении природных резервуаров / С. В. Арефьев, Е. Л. Потемкина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 4. – С. 44–50.

10. Аубакиров, А.Р. Разработка методических решений для планирования циклического заводнения на основе трехмерного гидродинамического моделирования: дис. ... канд. техн. наук / А.Р. Аубакиров // Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина. – М., 2019. – 117 с.

11. Афанаскин, И. В. Неоднозначность выбора модели при интерпретации гидродинамических исследований карбонатных коллекторов / И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин, Ю. М. Штейнберг // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 3. – С. 27–36.

12. Ашихмин, С. Г. Теоретико-экспериментальные исследования проницаемости трещиноватых коллекторов / С. Г. Ашихмин, Ю. А. Кашников, С. Ю. Якимов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2012. – № 3. – С.14–24.

13. Базылев, А. П. Гидропрослушивание и трассирование фильтрационных потоков в комплексе гидродинамических исследований неоднородных коллекторов / А. П. Базылев // Каротажник. – 2010. – № 4 (193). – С. 64–72.

14. Баренблатт, Г. И. Об основных представлениях теории фильтрации в трещиноватых средах / Г. И. Баренблатт, Ю. П. Желтов, И. Н. Кочина // Прикладная математика и механика. – 1960. – Т. 24, № 5. – С. 58–73.

15. Бахмутский, М. Л. Выявление зон фильтрационной неоднородности в межскважинном пространстве работающих скважин / М. Л. Бахмутский,

С. Г. Вольпин, И. В. Афанаскин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 140–142.

16. Белозеров, И. П. О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели ядра / И. П. Белозеров, М. Г. Губайдуллин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 402–407.

17. Благовещенский, Ю. Н. Тайны корреляционных связей в статистике / Ю. Н. Благовещенский. – М.: Научная книга: ИНФРА-м, 2009. – 158 с.

18. Блинова, Е. Ю. Оценка точности количественного прогноза проницаемости терригенных коллекторов по петрофизическим зависимостям / Е. Ю. Блинова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 11. – С. 38–44.

19. Булгаков, С. А. Повышение информативности исследования нефтяных скважин на основе метода ДМД / С. А. Булгаков, Б. А. Ольховская // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 1. – С. 54–57.

20. Викторин, В. Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей / В. Д. Викторин. – М.: Недра, 1988. – 150 с.

21. Влияние литолого-фациальной неоднородности на фильтрационно-емкостные свойства нижнемиоценовых коллекторов центрального участка месторождения Дракон / А. Н. Иванов, Е. В. Фролова, П. С. Рига, В. В. Погребняк, А. К. Таланкин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 47–51.

22. Выявление непроницаемого экрана по анализу кривой стабилизации давления в скважине, находящейся в зоне динамического влияния разлома / В. А. Юдин, С. Г. Вольпин, Н. П. Ефимова, И. В. Афанаскин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 4 (352). – С. 62–67.

23. Выявление целиков остаточной нефти в межскважинном пространстве с помощью гидродинамических исследований скважин / П. В. Крыганов,

М. Л. Бахмутский, С. Г. Вольпин, И. В. Афанаскин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12 (624). – С. 56–63.

24. Галкин, В. И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, В. А. Репина // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 145–154.

25. Галкин, В. И. О необходимости учета геолого-тектонических условий при подготовке структур к глубокому бурению сейсморазведкой / В. И. Галкин, А. В. Растегаев // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. – 2000. – Т. 2, № 3. – С. 13–18.

26. Галкин, В. И. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей / В. И. Галкин, В. А. Силайчева // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 9. – С. 10–12.

27. Галкин, В. И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта / В. И. Галкин, А. Н. Колтырин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 650–659.

28. Гарипова, Л. И. Использование программы TOPAZE для определения фильтрационных параметров пласта / Л. И. Гарипова, В. А. Иктисанов, Н. Х. Мусабирова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 1. – С. 40–44.

29. Гидродинамические исследования вертикальных скважин в пластах с двумя границами методом двух режимов / И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин, О. В. Ломакина, Ю. М. Штейнберг // Вестник кибернетики. – 2017. – № 4 (28). – С. 45–55.

30. Гидродинамические исследования скважин / П. В. Мангазеев, М. В. Панков, Т. Е. Кулагина, М. Р. Камартдинов, Т. А. Деева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 340 с.

31. Гидродинамические исследования скважин путем их пуска после кратковременной остановки / С. Г. Вольпин, И. В. Афанаскин, П. В. Крыганов, А. А. Глушаков // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11 (623). – С. 41–54.

32. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т. А. Деева, М. Р. Камартдинов, Т. Е. Кулагина, П. В. Мангазеев, М. В. Панков. – Томск: ЦППС НД ТПУ, 2010. – 243 с.

33. Гидродинамический мониторинг как ключевой элемент эффективной разработки на примере месторождения БАДРА / С. И. Мельников, Д. Н. Гуляев, А. А. Бородкин, Н. А. Шевко, Р. А. Хузин // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2016. – № 1 (1). – С. 53–59.

34. Гидродинамическое моделирование первоочередного участка разработки Юрубчено-Тохомского месторождения с учетом геомеханического эффекта смыкания трещин / Ю. А. Кашников, С. В. Гладышев, Р. К. Разяпов, А. А. Конторович, Н. Б. Красильникова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 104–107.

35. Главнова, Е. Н. Влияние анизотропии проницаемости на процесс заводнения / Е. Н. Главнова, В. П. Меркулов, Н. Г. Главнов // Казанская наука. – 2010. – № 9. – С. 1008–1012.

36. Головина, Е. С. Решение задачи последовательного восстановления поля проницаемости на примере карбонатных коллекторов Самарской области / Е. С. Головина, Е. А. Калугина, Н. М. Данилова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 10. – С. 117–119.

37. Голф-Рахт, Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т. Д. Голф-Рахт; пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

38. Грачев, С. И. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти / С. И. Грачев, В. А. Коротенко, Н. П. Кушакова // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 68–82.

39. Гуляев, Д. Н. Импульсно-кодированное гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве / Д. Н. Гуляев, О. В. Батманова // Вестник Российского нового университета. Серия: Сложные системы: модели, анализ и управление. – 2017. – № 4. – С. 26–32.

40. Гурбатова, И. П. Масштабный эффект при определении фильтрационно-емкостных свойств пласта в сложнопостроенных карбонатных коллекторах / И. П. Гурбатова, Н. Г. Костин // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 5. – С. 21–25.

41. Гурбатова, И. П. Особенности изучения петрофизических и упругих свойств керна в сложно построенных коллекторах нефти и газа при моделировании термобарических пластовых условий / И. П. Гурбатова, С. В. Мелехин, А. В. Юрьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 5. – С. 67–72.

42. Давлетова, А. Р. Анализ риска самопроизвольного роста трещины гидроразрыва пласта в вертикальном направлении / А. Р. Давлетова, А. И. Федоров, Г. А. Щутский // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 6. – С. 50–53.

43. Денисов, В.В. Подходы к моделированию карбонатных коллекторов на примере единичной залежи / В.В. Денисов, А.М. Вагизов, Н.Д. Пожитков // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 117–119.

44. Денк, С. О. Коллекторские свойства и вопросы разработки нефтеносных рифовых толщ Приуралья / С. О. Денк; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 1997. – 240 с.

45. Детализация трассерных исследований особенностей перетока флюидов в анизотропном песчаном коллекторе / Р. И. Ермеков, В. П. Меркулов, О. С. Чернова, М. О. Коровин // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2019. – № 4. – С. 229–239.

46. Диагностика сложных трещин в коллекторах низкой проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин / А. А. Вячистая, В. В. Кокурина, М. И. Кременецкий, Е. И. Гришина, Н. А. Морозовский // Каротажник. – 2017. – № 3 (273). – С. 39–61.

47. Елесин, А. В. Идентификация поля проницаемости трехмерного пласта с использованием результатов геофизических исследований скважин / А. В. Елесин, А. Ш. Кадырова, А. И. Никифоров // Георесурсы. – 2021. – Т. 23, № 1. – С. 106–111.

48. Елесин, А. В. Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции / А. В. Елесин, А. Ш. Кадырова, А. И. Никифорова // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 2. – С. 102–107.

49. Еремин, Н. А. Современные проблемы разработки карбонатных месторождений / Н. А. Еремин // Нефть и Газ. – 2006. – № 4 (34). – С. 109–117.

50. Ефимов, А. А. Использование фациальных особенностей карбонатных отложений Сибирского месторождения для исследований связей между коэффициентами пористости и проницаемости / А. А. Ефимов, О. Е. Кочнева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 12. – С. 15–18.

51. Жогло, В. Г. Обоснование модели проницаемости карбонатных отложений путем решения обратных задач с использованием ПК «ECLIPSE 100» (на примере Осташковичского месторождения нефти Республики Беларусь) / В. Г. Жогло, С. И. Гримус, А. В. Халецкий // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2010. – № 2. – С. 25–30.

52. Зими́на, С. В. Гидродинамические исследования как метод обоснования сложного типа коллектора залежи нефти Двуреченского месторождения / С. В. Зими́на // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 63–65.

53. Золотухин, А. Б. Использование множественной регрессионной модели для описания течения флюида в пористых средах / А. Б. Золотухин, А. Т. Гаюбов // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 12 (229). – С. 64–69.

54. Идентификация внеплановых остановок скважин для проведения гидродинамических исследований в режиме реального времени / Ю. А. Питюк, А. Ф. Кунафин, А. Р. Байрамгалин, А. Я. Давлетбаев, А. М. Толока, Е. В. Макарухин, Т. П. Азарова, Д. В. Фаргер, А. С. Кривуляк, С. А. Зылева // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 32–35.

55. Изучение анизотропии пласта на образцах азимутально-ориентированного керна месторождений Пермского края / К. Г. Гурбатова, П. Н. Рехачев, В. В. Плотников, Н. А. Попов, И. В. Сысоев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 64–67.

56. Иконникова, Л. Н. Оценка дебита нефтяной скважины при изменении забойного давления относительно давления насыщения / Л. Н. Иконникова, А. Б. Золотухин // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 43–45.

57. Иктисанов, В. А. Изучение закономерностей оптимизации забойных давлений для трещинно-поровых коллекторов / В. А. Иктисанов, И. Ф. Бобб, Б. Г. Ганиев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 94–97.

58. Иктисанов, В. А. К вопросу об отрицательном скин-факторе / В. А. Иктисанов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 12. – С. 101–105.

59. Иктисанов, В. А. Методика расчета неустановившейся фильтрации жидкости для различных нелинейных законов / В. А. Иктисанов, Н. Х. Мусабирова // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 40–43.

60. Иктисанов, В. А. Определение фильтрационных параметров коллекторов и реологических свойств флюидов при разработке нефтяных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук / В. А. Иктисанов; Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Бугульма, 2002. – 277 с.

61. Иктисанов, В. А. Оценка технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти и увеличение нефтеотдачи при помощи анализа динамики добычи / В. А. Иктисанов, Р. З. Сахабутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 72–76.

62. Иктисанов, В.А. Определение оптимального охвата скважин гидродинамическими исследованиями с позиций экономики / В.А. Иктисанов, А.Ф. Яртиева // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 4 (616). – С. 37–40.

63. Индрупский, И. М. Влияние неоднородности вещественного состава цемента на петрофизические и фильтрационные характеристики коллектора

/ И. М. Индрупский, Е. Ю. Блинова, К. В. Коваленко // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 76–80.

64. Индрупский, И. М. Идентификация вертикальной проницаемости пласта по данным профильного гидропрослушивания / И. М. Индрупский, Т. Н. Цаган-Манджиев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 3. – С. 50–55.

65. Интерпретация гидродинамических исследований скважин без остановки на примере сложной модели пласта и скважины / П. В. Крыганов, И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин, Ю. Б. Чен-лен-сон // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 8 (608). – С. 45–50.

66. Исказиев, К. О. Методика определения анизотропных характеристик коллекторов / К. О. Исказиев, П. П. Кибиткин, В. П. Меркулов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 1. – С. 30–31.

67. Исказиев, К. О. Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения / К. О. Исказиев, П. П. Кибиткин, В. П. Меркулов // Гео-Сибирь. – 2006. – Т. 5. – С. 174–179.

68. Использование фильтрационной модели карбонатного коллектора для повышения показателей разработки Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения / Г. В. Сансиев, А. Р. Бенч, Н. С. Казаков, Н. И. Сыромятников // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 27–29.

69. Исследование влияния геолого-технологических показателей на эффективность гидроразрыва пласта (на примере Повховского месторождения – пласта БВ8) / С. А. Иванов, К. Г. Скачек, В. И. Галкин, А. В. Растегаев, С. А. Шихов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 42.

70. Каешников, И. С. Метод оценки пластового давления по результатам гидродинамических исследований в многоскважинных системах / И. С. Каешников // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 6. – С. 20–27

71. Касьянов, И. В. Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири / И. В. Касьянов, А. А. Нежданов // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1. – С. 69–79.

72. Кашников, Ю. А. Гидродинамическое моделирование разработки турнейско-фаменского объекта Шершневого месторождения с учетом геомеханического эффекта деформирования трещин / Ю. А. Кашников, С. Н. Попов, С. В. Гладышев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 50–56.

73. Коровин, М. О. Определение количественных параметров фильтрационной анизотропии на основе комплексных данных геофизических и гидродинамических исследований скважин / М. О. Коровин, В. П. Меркулов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 1. – С. 24–30.

74. Коровин, М. О. Специализированный анализ керна для изучения анизотропии коллекторов нефти и газа / М. О. Коровин // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324, № 1. – С. 87–92.

75. Коровин, М. О. Учет влияния вертикальной проницаемости на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора / М. О. Коровин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 3. – С. 20–28.

76. Кочнева, О. Е. Влияние фациальных особенностей на коллекторские свойства башкирских карбонатных отложений месторождения Озерное / О. Е. Кочнева, А. А. Ефимов // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 68–76.

77. Крыганов, П. В. Методы повышения достоверности результатов гидродинамических исследований нефтяных пластов и скважин: дис. ... канд. техн. наук / П. В. Крыганов; ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А. П. Крылова (ОАО «ВНИИнефть»)». – М., 2012. – 133 с.

78. Крыганов, П. В. Оценка текущих запасов по результатам гидродинамических исследований скважин / П. В. Крыганов, И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 8 (620). – С. 39–45.

79. Кулаков, П. А. Прогнозирование эффективности гидравлического разрыва пласта как составляющая оптимизации его дизайна / П. А. Кулаков,

А. А. Кутлубулатов, В. Г. Афанасенко // SOCAR Proceedings. – 2018. – № 2. – С. 41–48.

80. Левитина, Е. Е. Влияние изменения режима отборов на тем снижения давления при спуске скважин в работу / Е. Е. Левитина, А. Н. Лесной // Естественные и технические. – 2010. – № 1. – С. 185–187.

81. Левитина, Е. Е. Определение свойств пласта на основе анализа замеров давления глубинными датчиками / Е. Е. Левитина, Е. М. Пьянков, А. Н. Лесной // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2010. – № 3. – С. 29–33.

82. Лисовский, Н. Н. Современные гидродинамические исследования скважин: резервы и перспективы применения недропользователями / Н. Н. Лисовский, Р. Г. Шагиев, Р. Р. Шагиев // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 40–48.

83. Лозин, Е. В. Гидродинамические исследования скважин с использованием современных глубинных приборов / Е. В. Лозин, В. П. Шушарин, И. Р. Баширов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 11. – С. 78–80.

84. Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин / Н. А. Морозовский, М. И. Кременецкий, А. С. Сирота, А. А. Шошин, Р. Н. Феоктистов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 44–47.

85. Лысенко, В. Д. Проницаемость не зависит от пористости. При создании математических моделей надо использовать гидродинамические проницаемости / В. Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 1. – С. 3–10.

86. Лядова, Н. А. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края: монография / Н. А. Лядова, Ю. А. Яковлев, А. В. Распопов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. – 335 с.

87. 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.

88. 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.

89. 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.

90. 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.

91. 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.

92. 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.

93. 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.

94. Метт, Д. А. Опыт построения и верификации вариативных геолого-гидродинамических моделей на примере тюменских отложений Ново-Мостовского месторождения / Д. А. Метт, А. Р. Аубакиров, С. С. Суходанова // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С. 32–35.

95. Михайлов, Н. Н. Масштабный эффект при лабораторном определении фильтрационно-емкостных свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов / Н. Н. Михайлов, И. П. Гурбатова // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 32–36.

96. Михайлов, Н. Н. Проницаемость пластовых систем / Н. Н. Михайлов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – 185 с.

97. Мордвинов, В. А. Определение эффективности геолого-технических мероприятий на основе комплексной оценки фильтрационных характеристик пластов / В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева, В. И. Пузилов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9–10. – С. 36–39.

98. Мордвинов, В. А. Оценка состояния призабойных зон пластов нефтяных месторождений, приуроченных к Верхнекамскому месторождению калийных солей / В. А. Мордвинов, И. Н. Пономарева, Е. А. Красноборов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 96–97.

99. Муслимов, Р. Х. Становление и перспективы дальнейшего развития гидродинамических методов разработки нефтяных месторождений России / Р. Х. Муслимов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 12. – С. 96–100.

100. Некоторые особенности исследований керна доманиковых отложений / И. С. Путилов, В. В. Плотников, Н. А. Попов, Д. В. Глушков, С. А. Губин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 43–50.

101. Некрасов, А. С. Геолого-геофизические и гидродинамические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений / А. С. Некрасов, В. И. Костицын // Вестник Пермского университета. Геология. – 2010. – № 1. – С. 14–23.

102. Новые подходы к созданию геологических моделей трещинных резервуаров в древних комплексах Восточной Сибири / В. В. Харахинов, С. И. Шлёнкин, В. А. Зеренинов, Г. В. Каширин, О. Н. Кулишкина,

А. В. Масюков, В. В. Масюков, О. В. Рудь, М. В. Берин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 93–97.

103. Нургалиева, А. А. Подбор комплекса гидродинамических исследований скважин для достоверного прогноза параметров пласта на Вишневском месторождении / А. А. Нургалиева, В. Л. Малышев // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 4. – С. 48–57.

104. О выработке запасов нефти из пластов с резко выраженной проницаемостной неоднородностью коллекторов / А. Ю. Мосунов, И. С. Лазарев, Г. А. Потапов, Р. Н. Шамгунов, В. Р. Байрамов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 34–36.

105. Об адаптации геолого-гидродинамических моделей и использовании результатов моделирования для управления разработкой месторождения Беларуси / В. Г. Жогло, Н. А. Демяненко, А. В. Халецкий, С. И. Гримус, Н. М. Виницкая, Н. И. Будник // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 78–81.

106. Обзор исследований анизотропии прочностных и упругих свойств горных пород / М. Е. Коваль, И. Н. Ляпин, В. В. Живаева, С. Д. Прохоров, А. А. Подъячев, П. Н. Букин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 05. – С. 47–51.

107. Определение и прогноз пластового давления, продуктивности и фильтрационных параметров пласта без остановок скважин по результатам анализ истории добычи скважин в программном обеспечении KAPPA TOPAZE, оснащенных глубинными манометрами на приеме насоса и телеметрической системой, для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Ю. В. Кузнецова, А. В. Шилов, С. Е. Никулин, И. А. Черных // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 12 (612). – С. 82–84.

108. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С. С. Черепанов, И. Н. Пономарева, А. А. Ерофеев, С. В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.

109. Определение типа фильтрационной пластовой системы месторождения им. Р. ТРЕБСА методами гидродинамических исследований скважин / А. И. Федоров, Р. М. Набиуллин, В. Н. Федоров, Э. М. Салимгареева, А. Ш. Акберова // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 5. – С. 60–63.

110. Опыт выполнения гидроразрыва пласта на месторождениях Пермского края, Республики Коми и Ненецкого автономного округа / А. В. Распопов, С. А. Кондратьев, Р. Р. Шарафеев, Д. В. Новокрещенных, С. А. Дроздов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 48–51.

111. Особенности кривой стабилизации давления в скважине, расположенной в зоне динамического влияния разлома / В. А. Юдин, С. Г. Вольпин, Н. П. Ефимова, И. В. Афанаскин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12 (624). – С. 15–22.

112. Особенности кривой стабилизации давления в скважине, расположенной в зоне динамического влияния разлома / В. А. Юдин, С. Г. Вольпин, Н. П. Ефимова, И. В. Афанаскин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12 (624). – С. 15–22.

113. 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.

114. 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.

115. Оценка качества первичного, вторичного вскрытия пластов и освоения скважины по результатам гидродинамических исследований / В. А. Иктисанов, Н. Х. Мусабирова, А. В. Байгушев, М. Х. Билалов, Ф. Ф. Ахмадишин // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 33–35.

116. Оценка проницаемостей и внутрипластового перетока в вертикально неоднородном по фильтрационно-емкостным свойствам пласте / М. Е. Мартынов,

Б. Б. Квеско, Е. Г. Карпова, А. Р. Квеско // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322, № 1. – С. 124–129.

117. Павленко, Г. А. Достоверность результатов гидродинамических исследований и их влияние на адаптивность постоянно действующей геолого-гидродинамической модели к реальным горно-геологическим условиям залежи / Г. А. Павленко // Каротажник. – 2008. – № 10 (175). – С. 16–30.

118. Планирование оптимальной длительности гидродинамических исследований скважин с наличием трещин гидроразрыва пласта (автогрп) и горизонтальных скважин. Применение результатов для оценки достоверности гидродинамических исследований / П. В. Глечиков, Р. Ф. Исмагилов, В. А. Санников, В. И. Курочкин // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 6. – С. 13–20.

119. Повышев, К. И. Совершенствование гидродинамических методов исследования скважин / К. И. Повышев, С. Ю. Борхович, О. М. Мирсаатов // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 12. – С. 17–21.

120. Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (на примере Озерного месторождения) / М. В. Латышева, Ю. В. Устинова, В. В. Кашеварова, Д. В. Потехин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 73–80.

121. 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.

122. Пономарева, И. Н. Многоуровневый вероятностно-статистический мониторинг разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук / И. Н. Пономарева; Пермский национальный исследовательский политехнический университет. – Пермь, 2020. – 344 с.

123. Пономарева, И. Н. Оптимизация периода восстановления давления в нефтедобывающих скважинах при их исследовании / И. Н. Пономарева, С. В. Мильчаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 9–10. – С. 36–39.

124. 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.

125. Попов, В. В. Об исследовании фильтрационно-емкостных свойств микротрещиноватых карбонатных пород / В. В. Попов, С. В. Кулагин // Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия: Науки о Земле. – 2017. – № 3 (07). – С. 30–42.

126. Попов, С. Н. Разработка совместной геомеханической и гидродинамической модели турней-фаменского объекта Шершневского месторождения с учетом изменения проницаемости трещин / С. Н. Попов, С. В. Гладышев, Ю. А. Кашников // Научные исследования и инновации. – 2010. – Т. 4, № 1. – С. 3–5.

127. Преимущества использования глубинных манометров для записи длительных кривых изменения давления и дебита / В. А. Иктисанов, Н. Х. Мусабиров, К. Ф. Шипилова, Р. Р. Галлямов, А. В. Байгушев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 121–123.

128. Применение анализа данных добычи на горизонтальных нефтяных скважинах в целях определения фильтрационных свойств пласта / С. В. Туленков, А. С. Широков, Д. В. Грандов, В. А. Волков, В. Н. Архипов, Я. В. Утусиков, К. А. Галстян // Нефтяная провинция. – 2019. – № 4 (20). – С. 140–156.

129. Применение технологий глубокого обучения для из шлифов на примере Усинского месторождения нефти / Н. А. Попов, И. С. Путилов, А. А. Гуляева, Е. Е. Винокурова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 6. – С. 100–112.

130. Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах / А. С. Валеев, М. Р. Дулкарнаев, Ю. А. Котенев, Ш. Х. Султанов, Л. С. Бриллиант // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 6. – С. 140–147.

131. Проведение гидродинамических исследований межскважинного пространства без потерь добычи при организации системы поддержания пластового давления в карбонатных коллекторах Восточной Сибири / В. Ю. Ким, А. М. Асланян, Д. Н. Гуляев, Р. Р. Фарахова // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 38–43.

132. Проведение гидродинамических исследований межскважинного пространства без потерь добычи при организации системы поддержания пластового давления в карбонатных коллекторах Восточной Сибири / В. Ю. Ким, А. М. Асланян, Д. Н. Гуляев, Р. Р. Фарахова // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 38–43.

133. Продуктивность скважин после кислотных гидроразрывов пласта на Гагаринском и Озерном месторождениях / В. А. Мордвинов, В. В. Поплыгин, Д. Д. Сидоренко, А. Р. Шаймарданов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 44–45.

134. Путилов, И. С. Комплексный прогноз фаций турнейских карбонатных отложений на разрабатываемых месторождениях верхнекамской впадины на основе сейсморазведки 3D / И. С. Путилов, С. В. Ладейщиков, Е. Е. Винокуров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 21–25.

135. Путилов, И. С. Особенности литолого-фациального строения Гагаринского рифового резервуара / И. С. Путилов, Е. Е. Винокуров, М. Г. Бояршинова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 4. – С. 44–49.

136. Путилов, И. С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа / И. С. Путилов. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.

137. Путилов, И. С. Статистический подход к прогнозированию фаций по данным керн и ГИС / И. С. Путилов, Н. А. Филькина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 2. – С. 19–23.

138. Пятибратов, П. В. Оценка влияния анизотропии пласта по проницаемости на эффективность циклического заводнения / П. В. Пятибратов, А. Р. Аубакиров // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 5 (51). – С. 35–37.

139. Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора / А. Е. Давыдова, А. А. Щуренко, Н. М. Дадакин, А. Д. Шуталев, Б. Б. Квеско // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 6. – С. 68–79.

140. Репина, В. А. Вероятностно-статистическое обоснование использования петрофизических свойств пластов при построении гидродинамических моделей турнейских и визейских объектов разработки нефтегазовых месторождений башкирского свода: дис. ... канд. техн. наук / В. А. Репина; Пермский национальный исследовательский политехнический университет. – Пермь, 2020. – 116 с.

141. Репина, В. А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В. А. Репина, В. И. Галкин, С. В. Галкин // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 268–274.

142. Саблин, Р. А. Повышение эффективности разработки месторождения с учетом трещиноватости коллекторов на примере высокопродуктивного объекта в Ираке / Р. А. Саблин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 52–57.

143. Сальникова, О. Л. Решение задачи по оценке трещиноватости горных пород методом скважинного акустического сканирования / О. Л. Сальникова, А. С. Чухлов // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: материалы международной научно-практической конференции, посвященной

100-летию Пермского университета, 85-летию геологического факультета, 65-летию специальности «Геофизика», 90-летию со дня рождения профессора Б. К. Матвеева. – Пермь, 2016. – С. 193–199.

144. Санников, В. А. Система оценки качества и достоверности гидродинамических исследований скважин / В. А. Санников, В. И. Курочкин, А. Н. Лапшин // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 36–39.

145. Свалов, А. М. Гидродинамические исследования нелинейной фильтрации в низкопроницаемых коллекторах / А. М. Свалов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 1. – С. 32–37.

146. Свалов, А. М. Кривая давления при нестационарном притоке двухфазной жидкости к скважине, работающей с постоянным дебитом / А. М. Свалов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 1. – С. 37–39.

147. Симоненко, Е. П. Возможности методов ГИС для изучения трещиноватости / Е. П. Симоненко, С. С. Долгирев, Ю. В. Кириченко // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 3. – С. 267–273.

148. Соколова, Т. Ф. Изучение карбонатных низкопоровых коллекторов по керну как основа интерпретации данных геофизических исследований скважин / Т. Ф. Соколова, В. П. Клокова, Д. В. Кляжников // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 60–64.

149. 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.

150. Терентьев, Б. В. Изменение емкостных и фильтрационных свойств карбонатных коллекторов при разработке залежей нефти – влияние на результаты моделирования; экспериментальные исследования / Б. В. Терентьев, В. В. Плотников, А. А. Щипанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5–6. – С. 59–66.

151. Точность получения параметров при различных видах гидродинамических исследований скважин / Т. Н. Силкина, К. Б. Королев, А. А. Воронков, В. С. Комаров // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 10. – С. 111–113.

152. Тумашов, И. В. Влияние постседиментационных процессов на формирование коллекторских свойств Венд-Нижнекембрийских карбонатных отложений предъенисейской нефтегазоносной субпровинции / И. В. Тумашов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 1. – С. 7.

153. Турниязова, А. Б. Фильтрационно-емкостные свойства литотипов карбонатных пород Восточного борта Прикаспийской впадины / А. Б. Турниязова // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 2 (37). – С. 116–120.

154. Управление разработкой на основе долговременного гидродинамического мониторинга на примере Западно-Салымского месторождения / Д. Н. Гуляев, А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий, С. И. Мельников, Е. Е. Михайленко // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 36–39.

155. Федоров, В. Н. Контроль разработки нефтяных месторождений Республики Башкортостан системами ТМС [Электронный ресурс] / В. Н. Федоров // Инженерная практика. – 2016. – № 10–11. URL: <https://glavteh.ru> (дата обращения: 10.10.2021).

156. Фомкин, А. В. Проблемы и перспективы освоения нефтяных месторождений со сложнопостроенными карбонатными объектами и залежами фундамента / А. В. Фомкин // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 1. – С. 5–11.

157. Ханбикова, Р. Р. Сравнение методик определения граничных значений пористости и проницаемости по данным исследования керна / Р. Р. Ханбикова // Нефтяная провинция. – 2017. – № 4 (12). – С. 65–82.

158. Цаган-Манджиев, Т. Н. Повышение достоверности оценки вертикальной проницаемости продуктивных пластов: дис. ... канд. техн. наук / Т. Н. Цаган-Манджиев; Институт проблем нефти и газа Российской академии наук. – М., 2012. – 155 с.

159. Цифровой нефтегазовый комплекс России / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, Д. С. Филиппова, Е. А. Сафарова // Георесурсы. – 2020. – Т. 22, № 5. – С. 32–35.

160. Цыбин, С. С. Методика оценки эффективной проницаемости многопластовых сложно построенных низкопроницаемых месторождений по данным добычи / С. С. Цыбин, А. Э. Федоров // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 3 (627). – С. 5–12.

161. Черепанов, С. С. Исследование и совершенствование методов оценки трещиноватости карбонатных коллекторов (на примере турнефаменских отложений Соликамской депрессии): дис. ... канд. техн. наук / С. С. Черепанов; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2016. – 111 с.

162. Черепанов, С. С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турнефаменской залежи Озерного месторождения) / С. С. Черепанов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12.

163. Черепанов, С. С. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С. С. Черепанов, И. Н. Пономарева, А. А. Ерофеев, С. В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.

164. Черепанов, С. С. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуралья Краевого прогиба / С. С. Черепанов, Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 60–61.

165. Черепанов, С. С. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с пропантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения / С. С. Черепанов, Г. Н. Чумаков, И. Н. Пономарева // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 16. – С. 70–76.

166. Чертенков, М. В. Гидродинамические исследования скважин как инструмент оценки эффективности методов интенсификации добычи нефти / М. В. Чертенков, Д. А. Метт, Н. А. Веремко // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 5. – С. 60–63.

167. Чертенков, М. В. Использование данных гидродинамических исследований для построения детальных геолого-гидродинамических моделей / М. В. Чертенков, А. И. Чуйко, Д. А. Метт // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 48–50.

168. Шагиев, Р. Г. Исследование скважин по КВД / Р. Г. Шагиев. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

169. Щетинина, Н. В. Изучение анизотропии геолого-геофизических параметров горных пород Восточной Сибири по данным керна и каротажа / Н. В. Щетинина, В. Г. Мамяшев // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11 (611). – С. 26–31.

170. Щипанов, А. А. Анализ гидродинамических исследований скважин, дренирующих деформируемые пласты / А. А. Щипанов // Инженерно-физический журнал. – 2010. – Т. 83, № 2. – С. 235–248.

171. Эпоха полноразмерного керна при лабораторных исследованиях технологий повышения нефтеотдачи пластов / И. С. Путилов, П. Н. Рехачев, И. П. Гурбатова, Н. Н. Барковский, О. И. Якимов, О. А. Морозюк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 19. – С. 155–164.

172. Юдин, Е. В. Интерпретация пластового давления для низкопроницаемых коллекторов / Е. В. Юдин, О. А. Колюк, С. В. Замахов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 3. – С. 66–70.

173. «Triple porosity» modeling of transient well test and rate decline analysis for multi-fractured horizontal well in shale gas reservoirs / Yu-long Zhao, Lie-hui Zhang, Jin-zhou Zhao, Jian-xin Luo, Bo-ning Zhang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 110. – P. 253–262.

174. 3D geomechanical modeling and numerical simulation of in-situ stress fields in shale reservoirs: A case study of the lower Cambrian Niutitang formation in the Cen'gong block, South China / Jingshou Liu, Wenlong Ding, Haimeng Yang, Ruyue Wang, Shuai Yin, Ang Li, Fuquan Fua // *Tectonophysics*. – 2017. – Vol. 712–713. – P. 663–683.
175. A connectivity index for discrete fracture networks / C. Xu, P. A. Dowd, K. V. Mardia, R. J. Fowell // *Math. Geol.* – 2006. – Vol. 38. – P. 611–634.
176. A new estimation of equivalent matrix block sizes in fractured media with two-phase flow applications in dual porosity models / Chahir Jerbi, André Fournon, Benoit Noetinger, Frederick Delay // *Journal of Hydrology*. – 2017. – Vol. 548. – P. 508–523.
177. A new non-Darcy flow model for low-velocity multiphase flow in tight reservoirs / Y. Xiong, J. Yu, H. Sun, J. Yuan, Z. Huang, Y. S. Wu // *Transport in Porous Media*. – 2017. – Vol. 117. – P. 367–383.
178. A new production decline model for horizontal wells in low-permeability reservoirs / Pingyou Li, Mingqiang Hao, Jinghong Hu, Zhixing Ru, Zhiping Li // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 171. – P. 340–352
179. A semi-analytical model for simulation of fluid flow in tight rock with irregular fracture geometry / Qingling Liu, Shouceng Tian, Wei Yu, Gensheng Li, Mao Shenga, Kamy Sepehrnoori, Zhonghou Shen // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 174. – P. 14–24.
180. A straight-line DCA for a gas reservoir / Kittiphong J. Ongkittinarukorn, Nick Last, Freddy Humberto Escobar, Falan Srisuriyachai // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 201. – Art. 108452.
181. Abdus Satter 13 – Decline curve analysis for conventional and unconventional reservoirs / Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal // *Reservoir Engineering*. – 2016. – P. 211–232.

182. Ahmadi, M. A. Comparison of machine learning methods for estimating permeability and porosity of oil reservoirs via petro-physical logs / M. A. Ahmadi, Z. Chen // *Petroleum*. – 2019. – Vol. 5 (3). – P. 271–284.

183. Al-Khalifah, H. Permeability prediction and diagenesis in tight carbonates using machine learning techniques / H. Al-Khalifah, P. W. J. Glover, P. Lorinczi // *Mar. Petrol. Geol.* – 2020. – Vol. 112. – Art. 104096.

184. Al-Rbeawi, S. Pressure-rate convolution and deconvolution response for fractured conventional and unconventional reservoirs using new decline rate model / Salam Al-Rbeawi, Jalal Farhan Owayed // *Petroleum*. – 2019. – Vol. 5, iss. 3. – P. 243–251.

185. Amanat, U. Chaudhry Chapter 6: Fundamentals of pressure buildup analysis methods. *Gas well Testing Handbook* / U. Amanat. – 2003. – P. 319–397.

186. An embedded fracture modeling framework for simulation of hydraulic fracturing and shear stimulation / J. H. Norbeck, M. W. McClure, J. W. Lo, R. N. Horne // *Comput Geosci*. – 2016. – Vol. 20. – P. 1–18.

187. Analysis of subterranean Pre-salt carbonate reservoir by X-ray computed microtomography / A. P. Teles, A. C. Machado, A. Pepin, N. Bize-Forest, R. T. Lopes, I. Lima // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – Vol. 144. – P. 113–120.

188. Anh N. Duong Rate-decline analysis for fracture-dominated shale reservoirs / Anh N. Duong // *SPE Reservoir Eval. Eng.* – 2011. – Vol. 14 (3). – P. 377–387.

189. Application of Injection Fall-off Analysis in Polymer Flooding / J. Van den Hoek, H. Mahani, T. G. Sorop, D. Brooks, M. Zwaan, S. Sen, K. Shuaili, F. Saadi // Presented at the SPE Europec/EAGE Annual Conference, Copenhagen, Denmark. – 2012. – 4–7 June. SPE-154376-MS.

190. Babadagli, T. A review of permeability-prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data / T. Babadagli, S. Al-Salmi // *SPE Reservoir Eval. Eng.* – 2004. – Vol. 7 (2). – P. 75–88.

191. Bayesian deep networks for absolute permeability and porosity uncertainty prediction from image borehole logs from brazilian carbonate reservoirs / Clécio R. Bom, Manuel Blanco Valentín, Bernardo M. O. Fraga, Jorge Campos, Bernardo Coutinho, Luciana O. Dias, Elisangela L. Faria, Márcio P. de Albuquerque, Marcelo P. de Albuquerque, Maury Duarte Correia // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 201. – Art. 108361.

192. Ben-Naceur, K. Production from naturally fissured reservoirs intercepted by a vertical hydraulic fracture / K. Ben-Naceur, M. J. Economides // *SPE Formation Evaluation*. – 1989. – P. 550–558.

193. Benchmarks for single-phase flow in fractured porous media / B. Flemisch, I. Berre, W. Boon, A. Fumagalli, N. Schwenck, A. Scotti [et al.] // *Adv Water Resour.* – 2018. – Vol. 111. – P. 239–258.

194. Bigejic, B. Insights into non-Fickian solute transport in carbonates / B. Bigejic, P. Mostaghimi, M. J. Blunt // *Water Resources Research*. – 2013. – Vol. 49, iss. 5. – P. 2714–2728.

195. Bin Gong Upscaling Discrete Fracture Characterizations to Dual-Porosity, Dual-Permeability Models for Efficient Simulation of Flow With Strong Gravitational Effects / Bin Gong, Mohammad Karimi-Fard, Louis J. Durlofsky // *SPE Journal*. – 2001. – Vol. 13. – P. 58–67.

196. Blasingame decline curves analysis. Advanced production decline analysis and application. – 2015. – P. 95–124.

197. Bowker, K. A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: issues and discussion / K.A. Bowker // *AAPG Bull.* – 2007. – Vol. 91 (4). – P. 523–533.

198. Buchsteiner, H. Stress-induced permeability reduction in fissured reservoirs / H. Buchsteiner, N. R. Warpinski, M. J. Economides // *Proceeding of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houstonm TX*. – 1993. – P. 65–74.

199. Burger, R. L. Measurement of anisotropic hydraulic conductivity in unconsolidated sands / R. L. Burger, K. Belitz // *Water Resour. Res.* – 1997. – Vol. 33 (6). – P. 515–522.

200. Burns William A. Jr. New Single-Well Test for Determining Vertical Permeability / Burns William A. Jr. // *J. Pet. Tech.* – 1969. – P. 743–752; *Trans., AIME*, 246.
201. Carman, P. Fluid flow through a granular bed / P. Carman // *Trans. Inst. Chem. Eng.* – 1937. – Vol. 15. – P. 150–167.
202. Challenges and technologies in reservoir modeling / L. V. Branets, S. S. Ghai, S. L. Lyons, X. H. Wu // *Commun. Comput. Phys.* – 2009. – Vol. 6 (1). – P. 1–23.
203. Chalmers, G. R. Geological controls on matrix permeability of Devonian gas Shales in the Horn River and Liard basins, northeastern British Columbia / G.R. Chalmers, D.J. Ross, R.M. Bustin // *Canada Int. J. Coal Geol.* – 2012. – Vol. 103. – P. 120–131.
204. Chapter 3 – Well test analysis formulas and calculations / Cenk Temizel, Tayfun Tuna, Mehmet Melih Oskay, Luigi A. Saputelli // *Formulas and Calculations for Petroleum Engineering.* – 2019. – P. 173–202.
205. Chengtai Gao Chapter 11 – Computer-Aided Well Test Design and Well Test Analysis of Layered Reservoirs / Chengtai Gao, Hedong Sun // *Well Test Analysis for Multilayered Reservoirs with Formation Crossflow.* – 2017. – P. 271–281.
206. Comparison of Fractured-Horizontal-Well Performance in Tight Sand and Shale Reservoirs / E. Ozkan, M. Brown, R. Raghavan, H. Kazemi // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering.* – 2011. – Vo.14 (2). – P. 248–259.
207. Computing heterogeneous core sample velocity using Digital Rock Physics: A multiscale approach / Sadegh Karimpouli, Asra Faraji, Martin Balcewz, Erik H. Saenger // *Computers & Geosciences.* – 2020. – Vol. 135. – Art. 104378.
208. Consistent porosity–permeability modeling reservoir rock typing and hydraulic flow unitization in a giant carbonate reservoir / N. Ghadami, M. R. Rasaei, S. Hejri, et al. // *J. Petrol. Sci. Eng.* – 2015. – Vol. 131. – P. 58–69.
209. Cruz F. An XFEM element to model intersections between hydraulic and natural fractures in porous rocks / F. Cruz, D. Roehl, and E. d. A. Vargas Jr. // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.* – 2018. – Vol. 112. – P. 385–397.

210. Del Angel Y. N. Pressure transient analysis with exponential and power law boundary flux / Y. N. del Angel, M. Núñez-López, J. X. Velasco-Hernández // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 121. – P. 149–158.

211. Dmitriyev, N. Non-linear laws of fluid flow through anisotropic porous media / N. Dmitriyev, V. Maksimov // *J. Appl. Math. Mech.* – 2001. – Vol. 65. – P. 935–940.

212. Effects of Dolomitization on Porosity during Various Sedimentation-Diagenesis Processes in Carbonate Reservoirs / Leilei Yang, Linjiao Yu, Donghua Chen, Keyu Liu, Peng Yang and Xinwei Li // *Minerals*. – 2020. – Vol. 10 (6). – P. 574.

213. Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells / J. O. Amaefule, M. Altumbay, D. Tiab, D. Kersey, D.K. Keelan // *SPE 26436 Presented at 68th Ann. Tech. Conf., Houston*. – 1993. – P. 205–220.

214. Estimation of carbonates permeability using pore network parameters extracted from thin section images and comparison with experimental data / Arash Rabbani, Ali Assadi, Riyaz Kharrat, Nader Dashti, Shahab Ayatollahi // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 42. – P. 85–98.

215. Evaluation of permeability and non-Darcy flow in vuggy macroporous limestone aquifer samples with lattice Boltzmann methods / M. C. Sukop, H. Huang, P. F. Alvarez, E. A. Variano, K. J. Cunningham // *Water Resour. Res.* – 2013. – Vol. 49 (1). – P. 216–230.

216. Experimental investigation of changes in petrophysical properties and structural deformation of carbonate reservoirs / Yase Salimidelshad, Ali Moradzadeh, Ezatallah Kazemzadeh, Peyman Pourafshary, Abbas Majdi // *Petroleum Exploration and Development*. – 2019. – Vol. 46, iss. 3. – P. 565–575.

217. Fadakar, A. Y. ADFNE: Open source software for discrete fracture network engineering, two and three dimensional applications / A. Y. Fadakar // *Comput Geosci*. – 2017. – Vol. 102. – P. 1–11.

218. Falade Gabriel K. The Dynamics of Vertical Pulse Testing in a Slab Reservoir / Gabriel K. Falade, William E. Brigham // SPE 5055A presented at the SPE-AIME 49th Annual Fall Meeting, Houston. – 1974.

219. Field Application of Deep Learning for Flow Rate Prediction with Downhole Temperature and Pressure / Fuyong Wang, Yun Zai, Jiuyu Zhao, Siyi Fang // International Petroleum Technology Conference, Virtual. – 2021.

220. Fikri J. Kuchuk Estimating permeability distribution from 3D interval pressure transient tests / Fikri J. Kuchuk, Mustafa Onur // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2003. – Vol. 39, iss. 1–2. – P. 5–27.

221. Fitch, P. J. R. Heterogeneity in the Petrophysical Properties of Carbonate Reservoirs University of Leicester. – 2011.

222. Fractal characterization of permeability prediction model in hydrate-bearing porous media / Pengbin Du, Chuntian Zhao, Peng Peng, Tao Gao, Ting Huang // Chemical Engineering Science. – 2020. – Vol. 218. – P. 115576.

223. Fumagalli, A. Conforming, non-conforming and non-matching discretization couplings in discrete fracture network simulations / A. Fumagalli, E. Keilegavlen, S. Scialò // J. Comput. Phys. – 2019. – Vol. 376. – P. 694–712.

224. Han Yi Wang Modeling of hydraulic fracture closure on proppants with proppant settling / Han Yi Wang, Mukul M. Sharma // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 171. – P. 636–645.

225. Heinemann, Z. E. Derivation of the Kazemi-Gilman-Elsharkawy Generalized Dual Porosity Shape Factor / Z. E. Heinemann, G. M. Mittermeir // Transp. Porous Media. – 2012. – Vol. 91. – P. 123–132.

226. Holditch, S. A. Optimal stimulation treatments in tight gas sands / S. A. Holditch, N. R. Tschirhart // Proceeding of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. – 2005. – P. 1–12.

227. Hoss Belyadi Chapter Seventeen – Decline Curve Analysis / Hoss Belyadi, Ebrahim Fathi, Fatemeh Belyadi // Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs. – 2017. – P. 305–323.

228. Huafeng Sun Analysis of heterogeneity and permeability anisotropy in carbonate rock samples using digital rock physics / Huafeng Sun, Sandra Vega, Guo Tao // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 156. – P. 419–429.

229. Huang, Z. Q. An efficient numerical model for immiscible two-phase flow in fractured karst reservoirs / Z. Q. Huang, J. Yao, Y. Y. Wang // *Commun. Comput. Phys.* – 2013. – Vol.13. – P. 540–558.

230. Hussein Hoteit An efficient numerical model for incompressible two-phase flow in fractured media / Hussein Hoteit, Abbas Firoozabadi // *Advances in Water Resources*. – 2008. – Vol. 31, iss. 6. – P. 891–905.

231. Iheanacho, P. Vertical–horizontal permeability relationships for sandstone reservoirs / P. Iheanacho, D. Tiab, A.O. Igbokoyi // *SPE paper 163011: Nigeria International Conference and Exhibition*. – 2012. – P. 6–8.

232. Imaging and Characterization of Microporous Carbonates Using Confocal and Electron Microscopy of Epoxy Pore Casts / A. Hassan, V. Chandra, M. P. Yutkin, T. W. Patzek, D. N. Espinoza // *SPE Journal*. – 2019. – Vol. 24, iss. 3. – P. 1220–1233.

233. In-Situ Optical Fluid Analysis as an Aid to Wireline Formation Sampling / A. R. Smith, D. V. Fincher, K. Nishida, O. C. Mullins, R. J. Schroeder, T. Yamate // *SPE 26496*. – 1993.

234. Integrated Analysis of Tracer and Pressure-Interference Tests To Identify Well Interference / Ashish Kumar, Puneet Seth, Kaustubh Shrivastava, Ripudaman Manchanda, Mukul M. Sharma // *SPE Journal*. – 2020. – Vol. 25, iss. 4. – P. 1623–1635.

235. Integrated petrophysical and reservoir characterization workflow to enhance permeability and water saturation prediction / Mesha Al-Amri, Mohamed Mahmoud, Salaheldin Elkatatny, Hasan Al-Yousef, Tariq Al-Ghamdia // *Journal of African Earth Sciences*. – 2017. – Vol. 131. – P. 105–116.

236. Integrating MDT, NMR log and conventional logs for one-well evaluation / L. Tangyan, M. Zaitian, W. Junxiao, Lv. Hongzhi // *J. Pet. Sci. Eng.* – 2005. – Vol. 46 (1–2). – P. 73–80.

237. Jensen, C. L. Evaluation of Permeabilities Determined from Repeat Formation Tester Measurements Made in the PRUDHOE BAY FIELD / C.L. Jensen,

H. J. Mayson // Paper SPE 14400. Presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Las Vegas. – 1985.

238. Jirjees, Ali Y. Influences of uncertainty in well log petrophysics and fluid properties on well test interpretation: An application in West Al Qurna Oil Field, South Iraq / Ali Y. Jirjees, Abdulaziz M. Abdulaziz // Egyptian Journal of Petroleum. – 2019. – Vol. 28, iss. 4. – P. 383–392.

239. Karimi-Fard, M. An Efficient Discrete-Fracture Model Applicable for General-Purpose Reservoir Simulators / M. Karimi-Fard, L. J. Durlofsky, K. Aziz // SPE J. – 2002. – Vol. 9. – P. 227–236.

240. Kazemi, H. Pressure transient analysis of naturally fractured reservoir with uniform fracture distribution / H. Kazemi // Soc. of Petroleum Engineers Journal. – 1969. – Vol.12. – P. 451–426.

241. Khalili, N. A fully coupled constitutive model for thermo-hydro-mechanical analysis in elastic media with double porosity: model for thermo-hydro-mechanical analysis / N. Khalili, A. P. S. Selvadurai // Geophys. Res. Lett. – 2003. – Vol. 30, iss. 24. – P. 2268.

242. Kozeny, J. Uber kapillare Leitung der Wasser in Boden, Sitzungsber / J. Kozeny // Akad. Wiss. Wien. – 1927. – Vol. 136. – P. 271–306.

243. Lemonnier, P. Simulation of naturally fractured reservoirs. State of the art, part 1, Physical mechanisms and simulator formulation / P. Lemonnier, B. Bourbiaux // Oil Gas Sci. Technol. – 2010. – Vol. 65 (2). – P. 239–262.

244. Likhachev P. A. Research of the Characteristics of the System of Natural Fracturing and Cavernosity to Optimize the Development of Carbonate Reservoirs / P. A. Likhachev, A. A. Kozyaev and E. I. Smolentcev // Conference Proceedings, Geomodel. – 2019. – Vol. 2019. – P. 1–5.

245. Long, J. C. S. From field data to fracture network modeling: an example incorporating spatial structure / J. C. S. Long, D. M. Billaux // Water Resour. Res. – 1987. – Vol. 23. – P. 1201–1216.

246. Lucia, F. J. Carbonate reservoir characterization / F. J. Lucia, C. Kerans, J. W. Jennings // J. Petrol. Technol. – 2003. – Vol. 55. – P. 70–72.

247. 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.

248. Modelling frequency-dependent seismic anisotropy in fluid-saturated rock with aligned fractures: implication of fracture size estimation from anisotropic measurements / S. Maultzsch, M. Chapman, E. Liu, X. Y. Li // *Geophys. Prospect.* – 2003. – Vol. 51. – P. 381–392.

249. Mohaghegh, S. D. *Extending the Utility of Decline Curve Analysis* / S. D. Mohaghegh // *Shale Analytics*. – Springer, Cham, 2017.

250. Mohammadi H. A reservoir simulation approach for modeling of naturally fractured reservoirs / H. Mohammadi, A. Khaksar Manshad, G.H. Montazeri // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2012. – Vol. 21, iss. 2. – P. 125–133.

251. Mousavi, M. A. New classification of carbonate rocks for process-based pore-scale modeling / M.A. Mousavi, M. Prodanovic, D. Jacobi // *SPE J.* – 2012. – Vol. 18 (02). – P. 243–263.

252. Multi-Rate Mass-Transfer Dual-Porosity Modelling Using the Exact Analytical Solution for Spontaneous Imbibition / C. Maier, K. S. Schmid, M. Ahmed, S. Geiger // *EAGE Annu. Conf. Exhib. Inc. SPE Eur.*, Society of Petroleum Engineers. – 2013.

253. Natural Fractures in Carbonate Basement Reservoirs of the Jizhong Sub-Basin, Bohai Bay Basin, China: Key Aspects Favoring Oil Production / Guoping Liu, Lianbo Zeng, Chunyuan Han, Mehdi Ostadhassan, Wenya Lyu, Qiqi Wang, Jiangwei Zhu and Fengxiang Hou // *Energies*. – 2020. – Vol. 13 (18). – P. 4635.

254. Nikhil Bagalkot Influence of Fracture Heterogeneity Using Linear Congruential Generator (LCG) on the Thermal Front Propagation in a Single Geothermal Fracture-Rock Matrix System / Nikhil Bagalkot, Alireza Zare, G. Suresh Kumar // *Energies*. – 2018. – Vol. 11 (4). – P. 916.

255. 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. – V. 264. – 108331.

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

257. Observation and theoretical calibration of the fluid flow mechanism of artificial porous rocks with various size fractures / Pinbo Ding, Jianxin Wei, Bangrang Di, Xiang-Yang Li, Lianbo Zeng // *Geophysical Prospecting*. – 2021.

258. Omotayo Omosebi Analysis of pressure falloff tests of non-Newtonian power-law fluids in naturally-fractured bounded reservoirs / Omotayo Omosebi, Alpheus Igbokoyi // *Petroleum*. – 2015. – Vol. 1, iss. 4. – P. 318–341.

259. Osisanya, S. In situ permeability-porosity relationship in clean formations / S. Osisanya, D. Tiab, S.A. Elgaghah // *Annual technical meeting, Alberta Petroleum Society of Canada*. – Calgary, 1998.

260. Ozkan, E. New Solutions to Solve Problems in Well Test Analysis: Part 1-Analytical Considerations / E. Ozkan, R. Raghavan // *SPE Formation Evaluation*. – 1991. – Vol. 6 (3). – P. 359–368.

261. Pathi, V. S. M. Factors Affecting the Permeability of Gas Shales University of British Columbia, Ph.D thesis / V. S. M. Pathi. – 2008.

262. Patzek, T. W. Gas production in the Barnett Shale obeys a simple scaling theory / T. W. Patzek, F. Male, M. Marder // *Proc. Natl. Acad. Sci. Unit. States Am.* – 2013. – Vol. 110. – P. 19731–19736.

263. Peaceman, D.W. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nosquare Grid Blocks and anizotropic permeability / D. W. Peaceman // *Soc. Petrol. Eng. J.* – 1983. – Vol. 6. – P. 531–543.

264. Pelissier-Combescure, J. Application of Repeat Formation Tester Pressure Measurements in the Middle East / J. Pelissier-Combescure, D. Pollock, M. Wittmann // *Paper SPE 7775. Presented at the Middle East Oil Technical Conference of SPE, Bahrain*. – 1979.

265. Permeability and porosity prediction using logging data in a heterogeneous dolomite reservoir: An integrated approach / Zhao Zhang, Heng Zhang, Jie Li, Zhongxian Cai // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 86. – Art. 103743.

266. Pinbo Ding An Experimental Study on Scale-Dependent Velocity and Anisotropy in Fractured Media Based on Artificial Rocks with Controlled Fracture Geometries / Pinbo Ding, Ding Wang, Xiang-Yang Li // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2020. – Vol.53. – P. 3149–3159.

267. Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs / M. Brown, E. Ozkan, R. Raghavan, H. Kazemi // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2011. – Vol. 14 (6). – P. 663–676.

268. Prediction of Fracture Initiation Pressure and Fracture Geometries in Elastic Isotropic and Anisotropic Formations / H. Li, Y. S. Zou, S. Liu, G. Q. Liu, Y. Z. Jing, C. A. Ehlig-Economides // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2017. – Vol. 50. – P. 705–717.

269. Production analysis of linear flow into fractured tight gas wells / R. A. Wattenbarger, A. H. El-Banbi, M. E. Villegas, J. B. Maggard // *SPE Rocky Mountain Regional/Low-permeability Reservoirs Symposium*, Society of Petroleum Engineers. – 1998.

270. Quantitative integration of sedimentological core descriptions and petrophysical data using high-resolution XRF core scans / S. Henares, M. E. Donselaar, M. R. Bloemsma, R. Tjallingii, B. De Wijn, G. J. Weltjea // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Vol. 110. – P. 450–462.

271. Quantitative prediction of the 3D permeability tensor for a fractured reservoir in the Dingbian oilfield, Ordos basin, Central China / Jingshou Liu, Li Dong, Wenlong Ding, Xiaofei Wu, Yang Gu // *Energy Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 8, iss. 7. – P. 2548–2565.

272. Raghavan, R. The effect of producing time on type curve matching / R. Raghavan // *JPT*. – 1980. – Vol. 32 (6). – P. 1053–1064.

273. Raghavan, R. Vertical Permeability From Limited Entry Flow Tests in Thick Formations / R. Raghavan, K. K. Clark // Soc. Pet. Eng. J. – 1975. – P. 65–73; Trans., AIME, 259.

274. Rasolofosaon, P. N. J. Comparison between permeability anisotropy and elasticity anisotropy of reservoir rocks / P. N. J. Rasolofosaon, B. E. Zinszner // Geophysics. – 2002. – Vol. 67 (1). – P. 230–240.

275. Richard Wheaton Chapter 3 – Well-Test Analysis / Richard Wheaton // Fundamentals of Applied Reservoir Engineering. – 2016. – P. 59–73.

276. Ruud Weijermars Pre-Drilling Production Forecasting of Parent and Child Wells Using a 2-Segment Decline Curve Analysis (DCA) Method Based on an Analytical Flow-Cell Model Scaled by a Single Type Well / Ruud Weijermars, Kiran Nandlal // Energies. – 2020. – Vol.13 (6). – P. 1525.

277. Sadeghi Boogar, A. Investigation into the capability of a modern decline curve analysis for gas condensate reservoirs / A. Sadeghi Boogar, S. Gerami, M. Masihi // Scientia Iranica. – 2011. – Vol. 18, iss. 3. – P. 491–501.

278. Schlumberger. MDT Permeability Anisotropy Measurements – Permeability Measurements on a Larger Scale, Internet Schlumberger Company. – 2006.

279. Serhat Akin Integrated nonlinear regression analysis of tracer and well test data / Serhat Akin // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2003. – Vol. 39, iss. 1–2. – P. 29–44.

280. Sharma, A. Improved workflow for EUR prediction in unconventional reservoirs / A. Sharma, W. J. Lee // Unconventional Resources Technology Conference (URTEC). – 2016.

281. Shuheng Du A new and more precise experiment method for characterizing the mineralogical heterogeneity of unconventional hydrocarbon reservoirs / Shuheng Du, Shan Pang, Yongmin Shi // Fuel. – 2018. – Vol. 232. – P. 666–671.

282. Shuheng Du Quantitative characterization on the microscopic pore heterogeneity of tight oil sandstone reservoir by considering both the resolution and

representativeness / Shuheng Du, Shan Pang, Yongmin Shi // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 169. – P. 388–392.

283. Soleimani, M. 3D static reservoir modeling by geostatistical techniques used for reservoir characterization and data integration / M. Soleimani, B. Jodeiri Shokri // *Environmental Earth Sciences*. – 2015. – Vol. 74 (2). – P.1403–1414.

284. *Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists* / J. L. Jensen, L. L. Lake, P. W. M. Corbett, D. J. Goggin. – Prentice Hall, New Jersey, 1997.

285. Tarek Ahmed Chapter 1 – Well Testing Analysis / Tarek Ahmed, D. Nathan Meehan // *Advanced Reservoir Management and Engineering (Second Edition)*. – 2012. – P. 1–226.

286. The developmental characteristics of natural fractures and their significance for reservoirs in the Cambrian Niutitang marine shale of the Sangzhi block, southern China / Xinghua Wang, Wenlong Ding, Long Cui, Ruyue Wang, Jianhua He, Ang Li, Yang Gu, Jingshou Liu, Zikang Xiao, Fuquan Fu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 165. – P. 831–841.

287. The developmental characteristics of natural fractures and their significance for reservoirs in the Cambrian Niutitang marine shale of the Sangzhi block, southern China / Xinghua Wang, Wenlong Ding, Long Cui, Ruyue Wang, Jianhua He, Ang Li, Yang Gu, Jingshou Liu, Zikang Xiao, Fuquan Fu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 165. – P. 831–841.

288. The effect of permeability anisotropy on the evaluation and design of hydraulic fracture treatments and well performance / J. M. Gatens, W. J. Lee, C. W. Hopkins, D. E. Lancaster, S. A. Holditch // *Proceeding of the SPE Gas Technology Symposium*. – Houston, TX, 1991. – P. 211–222.

289. The Influence of Micro-Fractures on the Flow in Tight Oil Reservoirs Based on Pore-Network Models / Hai Sun, Lian Duan, Lei Liu, Weipeng Fan, Dongyan Fan, Jun Yao, Lei Zhang, Yongfei Yang and Jianlin Zhao // *Energies*. – 2019. – Vol. 12 (21). – P. 4104.

290. The Investigation of Permeability Calculation Using Digital Core Simulation Technology / Lei Zhang, Wenlong Jing, Yongfei Yang, Hainan Yang,

Yaohao Guo, Hai Sun, Jianlin Zhao and Jun Yao // *Energies*. – 2019. – Vol. 12 (17). – P. 3273.

291. Threshold pressure gradient in ultra-low permeability reservoirs / F. Hao, L. S. Cheng, O. Hassan, J. Hou, C. Z. Liu, J. D. Feng // *Petrol. Sci. Technol.* – 2008. – Vol. 26. – P. 1024–1035.

292. Tongwen Jiang Chapter 3 – Well test analysis methods of fractured vuggy carbonate gas reservoirs / Tongwen Jiang, Hedong Sun, Xingliang Deng // *Dynamic Description Technology of Fractured Vuggy Carbonate Gas Reservoirs*. – 2019. – P. 61–133.

293. Validation of digital rock physics based water-oil capillary pressure and saturation exponents in super giant carbonates reservoirs / Z. Kalam, M. Gibrata, M. A. Hammadi, A. Mock, O. Lopez // SPE-164413-MS. Presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference Held in Manama, Bahrain. – 2013.

294. Valkó, P. P. A better way to forecast production from unconventional gas wells / P. P. Valkó, W. J. Lee // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. – 2010.

295. Vik, B. Evaluation of representative elementary volume for a vuggy carbonate rock-Part: Porosity, permeability, and dispersivity / B. Vik, E. Bastesen, A. Skauge // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 112. – P. 36–47.

296. Vimal Saxena Chapter 8 – Anisotropy Evaluation / Vimal Saxena, Michel Krief, Ludmila Adam // *Handbook of Borehole Acoustics and Rock Physics for Reservoir Characterization*. – 2018. – P. 239–279.

297. Wang, X. Effect of low-velocity non-Darcy flow on well production performance in shale and tight oil reservoirs / X. Wang, J. J. Sheng // *Fuel*. – 2017. – Vol. 190. – P. 41–46.

298. Weber, K. J. How heterogeneity affects oil recovery / K. J. Weber // *Reservoir Characterization* / Eds. L.W. Lake, H.B.J. Carroll. – Orlando, FL, Academy Press, 1986. – P. 487–544.

299. Weng X. Modeling of complex hydraulic fractures in naturally fractured formation / X. Weng // *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*. – 2015. – Vol. 9. – P. 114–135.
300. Widarsono, B. Vertical-horizontal permeability ration in Indonesian sandstone and carbonate reservoirs / B. Widarsono, A. Muladi, I. Jaya // *Proceeding Symposium Nasional IATMI*. – 2007. – P. 25–28.
301. Wilson, R. On the theory of consolidation with double porosity / R. Wilson, E. C. Aifantis // *Int. J. Eng. Sci.* – 1982. – Vol. 20. – P. 1009–1035.
302. Wu, Y. S. A generalized numerical approach for modeling multiphase flow and transport in fractured porous media / Y. S. Wu, G. Qin // *Commun Comput Phys*. – 2009. – Vol. 6. – P. 85–108.
303. Yanan Miao New rate-decline forecast approach for low-permeability gas reservoirs with hydraulic fracturing treatments / Yanan Miao, Chaojie Zhao, Gang Zhou // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 190. – Art. 107112.
304. Yang Li 4 - Fluid flow law in fracture-vug carbonate reservoir / Yang Li // *Development Theories and Methods of Fracture-Vug Carbonate Reservoirs*. – 2017. – P. 283–351.
305. Zahaf, K. Vertical permeability from in situ horizontal measurements in shaly-sand reservoirs / K. Zahaf, D. Tiab // *J. Can. Pet. Technol.* – 2002. – Vol. 40, iss. 8.
306. Zhang, X. Anisotropic features of geometry and permeability in fractured rock masses / X. Zhang, D.J. Sanderson // *Eng. Geol.* – 1995. – Vol. 40. – P. 65–75.
307. Zhuoheng Chen A shale gas resource potential assessment of Devonian Horn River strata using a well-performance method / Zhuoheng Chen, Hannigan Peter // *Can. J. Earth Sci.* – 2016. – Vol. 53 (2). – P. 156–167.



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

№ _____ Дата _____

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Управления разработки
нефтяных и газовых месторождений
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»



Е.В. Филиппов

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

результатов исследований о возможности применения методов КСД и ДСА
для условий нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Настоящий акт подтверждает внедрение научной разработки, выполненной Мартюшевым Дмитрием Александровичем, доцентом кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Снижение недоборов нефти за счет применения методов исследований скважин без их остановки является актуальной задачей для нефтегазодобывающих предприятий. В этой связи научное исследование, выполненное Мартюшевым Дмитрием Александровичем в рамках докторской диссертации, направлено на решение важной как с точки зрения науки, так и производства задачи – обоснованию возможности применения методов определения гидродинамических характеристик пластовых систем без остановки скважин на исследование.

Обоснование применения методов без остановки скважин на исследование проведено для различных геолого-физических условий нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» – терригенных и карбонатных отложений северной и южной групп месторождений. Выделены и обоснованы основные критерии применения методов КСД и ДСА для получения достоверных значений фильтрационных параметров пластовых систем.

Начальник геологического отдела

 (С.В. Варушкин)

Начальник отдела эксплуатации
геологических и гидродинамических моделей

 (М.Б. Савчик)

№ _____ Дата _____

УТВЕРЖДАЮ:
 Начальник Управления разработки
 нефтяных и газовых месторождений
 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»


_____ Е.В. Филиппов

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

методики определения анизотропии проницаемости в карбонатных массивных залежах по данным гидродинамических исследований скважин

Настоящий акт подтверждает внедрение методики определения анизотропии проницаемости по данным гидродинамических исследований скважин нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Отсутствие эффективных лабораторных и полевых испытаний, не требующих значительных капитальных затрат, и позволяющих в любой момент времени определить значение вертикальной проницаемости, препятствует оценке анизотропии горных пород как стандартной части фильтрационной характеристики массивных карбонатных залежей. Эта нехватка возможностей для определения параметра анизотропии проницаемости оказывает влияние на понимание миграции флюидов в продуктивном горизонте, определение путей фильтрации пластовых вод, эффективности проводимых мероприятий, связанных с повышением нефтеотдачи пластов и интенсификацией добычи из скважин, а также на достоверность построения геолого-гидродинамических моделей. В этой связи разработка методики, позволяющая достоверно определять анизотропию проницаемости в процессе разработки нефтяных залежей, является актуальной задачей для нефтегазодобывающих предприятий.

Разработанная Мартюшевым Дмитрием Александровичем в рамках докторской диссертации методика апробирована на карбонатных массивных залежах нефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и продемонстрировала высокую степень сходимости с результатами других промысловых исследований (вертикальное гидропрослушивание и MDT).

Рекомендуется дальнейшее тиражирование разработанной методики определения анизотропии проницаемости для других геолого-физических условий разработки нефтяных залежей.

Начальник геологического отдела

_____ (С.В. Варушкин)

 Начальник отдела эксплуатации
 геологических и гидродинамических моделей

_____ (М.Б. Савчик)

№ _____ Дата _____



УТВЕРЖДАЮ:

 Начальник Управления разработки
 нефтяных и газовых месторождений
 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»


 Е.В. Филиппов
АКТ О ВНЕДРЕНИИ

способа учета анизотропии проницаемости в геолого-гидродинамических моделях

Настоящий акт подтверждает внедрение способа учета анизотропии проницаемости в динамике разработки нефтяных месторождений в геолого-гидродинамических моделях нефтяных карбонатных залежей месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

На данный момент отмечается невысокая достоверность геолого-гидродинамического моделирования при описании процессов фильтрации в условиях повышенных значений проницаемости и выраженной ее анизотропии. В условиях повсеместного применения данного инструмента для проектирования и мониторинга разработки месторождений углеводородов, данный вывод свидетельствует об острой актуальности задачи разработки новых методологических подходов к повышению достоверности гидродинамического моделирования.

Практическое применение разработанного Мартюшевым Дмитрием Александровичем в рамках докторской диссертации способа учета анизотропии проницаемости позволило в значительной мере повысить достоверность геолого-гидродинамических моделей, их прогностических способностей и, как следствие, проектирования разработки месторождений на основе модифицированных таким образом моделей.

Рекомендуется дальнейшее совершенствование геолого-гидродинамических моделей в соответствии с предложенным Мартюшевым Дмитрием Александровичем подходом.

Начальник геологического отдела



(С.В. Варушкин)

 Начальник отдела эксплуатации
 геологических и гидродинамических моделей



(М.Б. Савчик)



Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

№ _____ Дата _____

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора -
директор Филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми,
кандидат технических наук



С.С. Черепанов

АКТ О ВНЕДРЕНИИ

методики верификации результатов исследований скважин

Настоящий акт подтверждает внедрение методики верификации результатов исследований на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

На нефтяных месторождениях Пермского края достаточно часто реализуется параллельная технология проведения исследования, заключающаяся в одновременном снятии КВУ и КВД, что обусловлено вероятными отказами датчиков под насосами, а также технологическими проблемами в регистрации устьевых параметров, например, по причине пенообразования в затрубном пространстве не всегда удается определить уровень жидкости. При этом, интерпретация КВУ и КВД, снятых в один период времени в одной и той же скважине, зачастую приводит к получению различных значений определяемых параметров. Также стоит выделить такие проблемы получения достоверных значений фильтрационных параметров пласта, как методические ошибки, а именно подготовка первичной информации к интерпретации и квалификация интерпретатора. В этой связи разработка методики верификации результатов исследований и обоснование наиболее достоверной технологии проведения является актуальной и ценной задачей как с научной, так и с практической точек зрения.

Практическое применение, разработанной Мартюшевым Дмитрием Александровичем в рамках докторской диссертации, методики верификации результатов исследований заключается в возможности ее применения не только при сравнительном анализе достоверности результатов интерпретации технологий (КВУ, КВД, КСД и ДСА), но и при обосновании способа интерпретации материалов исследований, выбора программных продуктов и используемых моделей.

Рекомендуется дальнейшее применение методики верификации результатов исследований на предприятии.

Начальник отдела гидродинамических
исследований скважин

 (С.Е. Никулин)

Начальник отдела проектирования и
мониторинга разработки Осинской и
Кунгурской группы месторождений

 (Р.А. Зайцев)



