

ЛИГИНЬКОВА ЯНА СЕРГЕЕВНА

**РАЗРАБОТКА СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ
ВЗАИМОСВЯЗИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН
(НА ПРИМЕРЕ РЯДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ)**

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Автореферат диссертации

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Пермь, 2023

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

Научный руководитель: **Галкин Владислав Игнатьевич**
доктор геолого-минералогических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Татаркин Алексей Викторович**
доктор технических наук, заместитель генерального директора по науке Общества с ограниченной ответственностью Научно-исследовательское, проектное и производственное предприятие по природоохранной деятельности «НЕДРА» (г. Пермь)

Башкова Светлана Евгеньевна

кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры региональной и нефтегазовой геологии федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет» (ПГНИУ).

Ведущая организация: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Пермь

Защита диссертации состоится 30.01.2024 г в 13:00 на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.15 по адресу: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр-т, 29, ауд. 345.

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

Автореферат разослан 05.12.2023 г.

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

Мелехин А.А.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы:

Одной из приоритетных задач в области разработки нефтяных месторождений является увеличение извлечения нефти и наиболее полная выработка запасов углеводородов. Эта задача актуальна и для регионов, где преобладают зрелые месторождения на завершающих стадиях разработки, для которых характерны высокая обводненность продукции скважин и низкий темп отбора нефти, так и для более молодых залежей со сложным геологическим строением для выработки оптимальной стратегии разработки месторождения.

Наиболее сложной эта задача является для карбонатных коллекторов сложного строения, для которых характерно наличие пустотности разного типа. Данный вид коллекторов относят к трещинно-поровому типу, для которого характерны низкие значения проницаемости матричной части по сравнению с высокопроницаемыми трещинами. Зачастую, именно для таких объектов характерны резкие темпы прорыва воды к добывающим скважинам, особенно при вводе в эксплуатацию систему поддержания пластового давления (ППД). Добывающие скважины быстро обводняются и выводятся из работы, в залежи остаются обширные зоны невыработанных запасов. К тому же высокая обводненность продукции скважин минерализованной водой негативно сказывается на надежности погружного оборудования (в 17% фонда скважин Пермского края), в виду повышенной коррозии оборудования и требует дополнительных методов и высоких финансовых затрат на ингибиторную защиту или применение коррозионностойкого оборудования. Задача определения фильтрационных потоков внутри сложнопостроенных залежей терригенного строения также является сложной задачей.

Важной задачей на сложнопостроенных объектах является понимание фильтрационных процессов внутри пласта, что позволяет определить причину обводнения скважины, степень гидродинамической связи между добывающей и нагнетательными скважинами.

Для определения движения потоков закачиваемого агента в пласте применяют метод трассерных исследований, основанный на закачке меченного вещества в исследуемый пласт с последующим отбором проб и определением индикаторов в добывающих скважинах. Такой метод является прямым способом определения взаимосвязи между скважинами, а также позволяет определить степень взаимовлияния скважин в очаге. Однако данный способ является не только дорогостоящим, но и несущим финансовые убытки от потери дополнительной добычи нефти, вследствие постоянства режимов работ и отсутствия проводимых ГТМ.

Определение геологических параметров и показателей разработки, влияющих на распределение закачиваемой воды в пласт, позволит определять и учитывать преобладающие направления фильтрационных потоков, без увеличения количества длительных по времени трассерных

исследований очагов скважин и применять полученные результаты к другим очагам, не охваченным исследованиями в пределах площади залежи. Знание преобладающих направлений фильтрационных потоков так же могут быть применены и для адаптации гидродинамических моделей залежей.

Степень разработанности темы исследования:

Аналізу процесса фильтрации многофазного потока посвящено множество научных работ отечественных и иностранных ученых и специалистов. Основные принципы движение флюида в пористых средах были описаны Tiab D. (1993), Donaldson Erl Ch. (2000), Митрофанова В.П. (2003). Исследованию влияния естественной трещиноватости на процесс разработки пластов описали в своей работе Warren J.E. и Root P.J в 1963 году Golf-Rakht T.D. в 1986 году. Влияние поровой структуры пустотного пространства на движение воды описаны в работах Shen R., Lei X.

Многие авторы для оценки взаимовлияния между скважинами использовали статистические методы. В работах Пономаревой И.Н., Васильева В.В., Фадеева А.П. были разработаны методики для определения наличия гидродинамической связи и степени взаимовлияния на основании прямых исследований и применения инструментов математического моделирования. В работах Чумакова Г.Н., Щипанова А.А. и Метта Д.А. был предложен подход к гидродинамическому моделированию трещинных коллекторов.

Цель исследования: разработка методики определения направления фильтрационных потоков в сложнопостроенных нефтяных залежах.

Задачи исследования:

1. Определение параметров работы пласта, влияющих на распределение фильтрационных потоков.
2. Статистическая оценка влияния геологических параметров и показателей разработки на направление фильтрационных потоков от нагнетательной скважины внутри пласта.
3. Построение многомерных статистических моделей для определения фильтрационных потоков внутри пласта.
4. Повышение качества адаптации геолого-гидродинамической модели с помощью учета направления фильтрационных потоков.

Объектом исследования являются сложнопостроенные продуктивные коллектора Опалихинского, Гагаринского и Западно-Чатылькинского нефтяных месторождений.

Предметом исследования является распределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины и его влияние на воспроизведение истории разработки по результатам гидродинамического моделирования.

Методика исследований основана на применении статистического анализа данных, в результате которого были определены параметры, влияющие на распределение закачиваемой воды внутри коллектора в разных геологических условиях, а также степень их влияния. В процессе проведения исследования также использовались методы определения трещиноватости

Уоррена-Рута, методы производной и касательной, ПО Saphir. Полученные характеристики были использованы для создания объемного куба проницаемости и фильтрационной модели пласта в ПО Tempest More 2020.4 (ROXAR).

Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы:

1. На основании комплексного анализа данных трассерных, промысловых и гидродинамических исследований были разработаны математические модели для определения направления фильтрационных потоков.

2. Применение полученных статистических моделей к модификации куба проницаемости, применение которого в геолого-гидродинамической модели позволило улучшить качество адаптации.

Практическая ценность работы:

1. Созданы математические модели распределения фильтрационных потоков, которые позволили оценить распределение закачиваемой воды в очаге.

2. На основании полученных математических моделей был создан модифицированный куб проницаемости, учитывающий распределение воды от нагнетательной скважины к добывающим, который повысил качество адаптации модели.

3. Возможность повышения качества адаптации ГД-моделей на основе полуколичественного подхода к оценке распределения фильтрационных потоков по скважинным данным на основе характеристик коллекторов и их ФЕС и показателей работы скважин.

Положения, выносимые на защиту:

1. Совокупность показателей, определяющих распределение закачиваемой воды в пределах объектов разработки в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

2. Многомерные статистические модели прогноза распределения фильтрационных потоков в пласте.

3. Способ использования разработанных многомерных моделей прогноза распределения фильтрационных потоков при построении уточненной геолого-гидродинамической модели пласта.

Степень достоверности результатов работы обусловлена корректным применением аналитических и статистических методов обработки значительного объема геолого-промысловых данных по 17 очагам из нагнетательной и добывающих скважин по 3 месторождениям с различным геологическим строением, а также повышением точности расчетов при гидродинамическом моделировании.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности.

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных

и газовых месторождений», а именно п.3: Геологическое обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений.

Апробация работы.

Основные положения и результаты исследования докладывались на Конкурсе молодых работников ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на лучшую научно-техническую разработку 2019 года, на XXIV Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне (г.Томск), а также в рамках XII и XV Всероссийских конференций "Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых" в 2019 и 2022 гг. (г.Пермь).

Публикации:

По теме диссертации опубликовано 6 печатных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации.

Структура и объем диссертационной работы:

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка, включающего 113 наименований. Материал диссертации изложен на 171 странице, включает 22 таблицы, 54 рисунка.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность исследования, определены цели и основные задачи работы, научная новизна и защищаемые положения, методика исследования, а также освещены теоретическая и практическая ценность работы.

В первой главе приведена информация о геологическом строении объектов исследования, данные о тектоническом строении и стратиграфии, строение исследуемого продуктивного пласта, вещественный состав и коллекторские свойства, состав и свойства пластовых флюидов. Изучено технологическое состояние объектов разработки, где приведена информация о динамике работы объекта, скважин, проведен анализ системы поддержания пластового давления. По исследуемым месторождениям изучены данные керновых исследований, промысловая информация и данные гидродинамических исследований и рассчитаны параметры трещиноватости по исследованиям. Приведено обоснования выбора представленных пластов в качестве объектов исследования.

Гагаринское месторождение

Гагаринское месторождение нефти расположено в Красновишерском районе Пермского края. Объектом исследования на Гагаринском месторождении является фаменский ярус верхнедевонско-турнейских карбонатных отложений (верхнедевонско-турнейский карбонатный НК), где залежь нефти пласта Фм приурочена к рифовому массиву.

Фаменский объект Гагаринского месторождения введен в разработку в 1993 году. Уменьшение темпов отбора нефти с 2013 года вызвано со

снижением пластового давления и дебитов скважин, наблюдается рост обводненности. Закачка воды начата в 2006 году, с 2016 года объемы закачки снижены с целью ограничения роста обводненности добываемой продукции. Заметного влияния от системы ППД на объекте не прослеживается. Среди причин можно выделить запоздалую организацию закачки, неравномерный охват залежи заводнением, низкую приемистость, а также неравномерное распределение объемов закачиваемого агента по разрезу, обусловленное значительной неоднородностью ФЕС пласта Фм и наличием трещиноватости. По данным ГДИ наблюдается отрицательная динамика пластового давления.

Опалихинское месторождение

Опалихинское месторождение расположено в юго-западной части Пермского края. Объектом исследования является верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс, турнейский пласт (верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК), представляющий рифовый массив.

Эксплуатация залежи нефти турнейского пласта Опалихинского поднятия началась в сентябре 1978 г. Основная причина выбытия скважин с объекта – высокая обводненность продукции. По результатам ГДИ наблюдается снижение пластового давления по ряду добывающих скважин. По результатам проведенного анализа энергетического состояния в целом по залежи наблюдается большой разброс замеров давлений, в том числе ниже давления насыщения, что указывает на слабую или недостаточную гидродинамическую связь нефтяной части пласта с законтурной областью.

Западно-Чатылькинское месторождение

Западно-Чатылькинское месторождение находится на территории Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Изучаемый объект СГ1-СГ3 приурочен к отложениям сиговской и яновстанской свит Верхнеюрского НГК. Изучаемый объект - Текто-Чатылькинский купол. Залежь массивная, тектонически ограниченная.

Текто-Чатылькинский купол разрабатывается с 2016 года, система ППД введена в 2018 году ввиду существенного падения пластового давления на объекте. На добывающих скважинах отмечается скачкообразный рост обводненности продукции, в результате которого существенно снижается добыча нефти по объекту.

Таким образом для исследования характеристик фильтрационных потоков, процессов и параметров, влияющих на них, были выбраны несколько различных объектов со сложным строением, различные по свойствам и геологическому строению. Для всех исследуемых объектов важными задачами является определение причин обводненности и эффективности системы ППД.

Обобщающим фактором для двух объектов исследования (Гагаринское и Опалихинское месторождения) стало сложное строение пустотного пространства породы коллектора, а именно – наличие трещиноватости,

который влияет на распределение потоков фильтрации воды в объеме коллектора.

В результате исследования кернового материала турнейского пласта Опалихинского месторождения было определено, что микротрещиноватость отсутствует, однако крупные трещины сложно проследить по образцам керна. Это связано разрушением трещиноватых образцов во время отбора керна в керноотбоном снаряде и его неполным выносом. Также важно отметить, что полученная информация характеризует начальное состояние пласта, зачастую, не охваченного разработкой. На основании описания образцов керна фаменского объекта Гагаринского месторождения выделена трещиноватость в верхней и нижней части фациальной зоны шлейфа.

Результаты проведения ГДИ показывают, что проницаемость по гидродинамическим исследованиям по залежи выше, чем проницаемость, определенная по керну и петрофизическим зависимостям, что также указывает на наличие высокопроницаемых трещин в породе.

Для определения наличия трещиноватости в районе нагнетательных и добывающих скважин были использованы данные гидродинамических исследований скважин. Для определения параметров трещин в коллекторе используют метод неустановившихся отборов. По графикам кривых восстановления уровня (КВУ) или кривых восстановления давления (КВД) с помощью метода Уоррена-Рута можно определить как факт трещиноватости, так и параметры трещин. Для оценки трещиноватости были рассчитаны проницаемость трещин, параметры раскрытости и доли трещиноватости (емкости трещин) для всех скважин, участвующих в трассерных исследованиях.

Во второй главе проанализированы основные методы, позволяющие определить наличие гидродинамической связи между скважинами. Особенно важно учитывать связь между нагнетательными и добывающими скважинами для корректного формирования системы ППД и контроля за разработкой. При верном определении наличия и степени взаимовлияния между скважинами на объекте упрощается поиск источника обводнения добывающих скважин, работа с нагнетательным фондом, регулирование систем разработки. Существует ряд способов определения взаимосвязи скважин на объекте:

1. Трассерный метод исследования

Данный метод исследования является основным для определения направлений фильтрации внутри пласта, так как основан на прямых замерах количества индикатора в добывающих скважинах. Однако трассерный метод исследования дорогостоящий и требует больших ресурсных затрат.

2. Гидропрослушивание

Метод заключается в создании возмущений в скважине путем изменения режима работы или остановки с последующим наблюдением за изменением давления в другой скважине. Метод обладает высокой точностью, однако требует больших финансовых затрат.

3. Промысловый анализ

Метод основан на фиксации изменений в режиме работы добывающих скважин после создания «возмущающего импульса». Данный способ применяется в качестве экспресс-метода определения наличия взаимовлияния.

4. Метод линий тока

Это расчётный метод предшествовал современным математическим моделям. С помощью моделей линий тока визуализируется структура потоков многофазной системы флюидов. Многие авторы отмечают, что данная методика эффективна при расчете больших моделей со сложным строением, однако данная методика расчета громоздка, и учитывает не все геологические характеристики, а также их изменчивость.

5. Статистические методы

Статистический анализ – широко применяемый аппарат для исследования процессов разработки нефтяных месторождений. Чаще всего для цели определения гидродинамической связи между скважинами используются методы парной корреляции Пирсена, ранговая корреляция Спирмена и Кэнделла.

Чаще всего на практике используют данные прямых методов исследования, таких как трассерные исследование или гидропрослушивание. Они дают наиболее полное представление о взаимосвязи и точнее косвенных методов. Однако полный комплекс исследований выполняется не всегда, ввиду немалой стоимости и экономических потерь в процессе остановки скважин. При отсутствии данных все чаще обращаются к альтернативным методам, для которых достаточно данных с технологических режимов или обязательных исследований скважин. Часто различные способы анализа комплексируют, подтверждая точность экспресс методов прямыми исследованиями.

В третьей главе приведен анализ трассерных исследований на объекте Т Опалихинского месторождения, объекте Фм Гагаринского месторождения и СГ1-СГ3 Западно-Чатылькинского месторождения.

Гагаринское месторождение

Трассерные исследования по Гагаринскому месторождению проводились в апреле 2018 года. Для исследования были выделены 5 очагов нагнетания и 12 добывающих скважин в которых, в результате отбора проб, определялась степень влияния нагнетательных скважин на добывающие.

Доля воды от исследуемых нагнетательных скважин не велика и составляет от 0,0018 до 1,5%, это объясняется небольшим периодом отбора проб. В общей доле воды, поступившей от нагнетательной скважины в добывающую, были определены процентные соотношения между скважинами в очаге. Основной диапазон изменения данного параметра варьируется от 0 до 25%, также наблюдаются единичные значения 40-45%, что говорит о наибольшей взаимосвязи данной добывающей скважиной с закачкой в очаге.

Для определения зависимости прихода индикатора в скважину от расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами были построены корреляционные поля и рассчитаны коэффициенты корреляции. Среди регрессионных зависимостей не установлено значимых обратных зависимостей между распределением фильтрационных потоков от нагнетательной скважины в очаге и расстоянием между нагнетательной и добывающей скважинами. Это указывает на влияние геологической неоднородности пласта, параметров разработки и предыдущей истории разработки объекта на распределение фильтрационных потоков.

Опалихинское месторождение

Индикаторные исследования на турнейском объекте центрального поднятия Опалихинского месторождения проводились в 2016 году. В качестве объекта исследования были выделены 5 очагов нагнетательных скважин включающие 17 добывающих скважин. Продолжительность исследования на данном объекте составила 6 месяцев.

На основании анализа отбора проб было выявлено, что по каналам низкого сопротивления внутри пласта к добывающим скважинам поступает от 0,005% до 1,6% закачиваемой воды. В большинстве случаев (около 75% объема выборки), к добывающим скважинам приходит до 10% индикатора, что означает, что распределение трассеров от нагнетательных скважин происходило равномерно.

В результате анализа корреляционных полей и коэффициентов корреляции между расстоянием от нагнетательной до добывающей скважины и распределением фильтрационных потоков было выявлено, что зависимости разнонаправленны, а показатели не имеют статистически значимой корреляционной связи.

Западно-Чатылькинское месторождение

Трассерное исследование проведено в 2023 году и включало в себя закачку меченого вещества в 5 нагнетательных скважин объекта и его контролем в 11 добывающих скважин. Время отбора проб составило 60 суток, из-за чего большую часть от закачанной массы индикатора не удалось извлечь на дневную поверхность.

По каналам низкого фильтрационного сопротивления поступает от 0,15% до 14,9% нагнетаемой воды. Доля влияния на обводненность продукции добывающих скважин варьируется в пределах от 0,4% до 15,9%. Скорости фильтрации по каналам варьируются от 6,5 м/сут, до 1637,1 м/сут.

На основании результатов проведенных исследований можно сделать вывод о том, что доля влияния высокопроницаемых каналов на процесс фильтрации жидкости от нагнетательных скважин на всех исследуемых месторождениях высока, несмотря на отсутствие перемещения больших объемов воды по каналам за 180 (60) дней отбора проб. Необходимо учитывать, что непродолжительный период отбора проб позволяет проследить и охарактеризовать самые высокопроницаемые каналы, и не характеризует фильтрационные потоки внутри пласта в целом. Важным

параметром в данном исследовании также является наличие или отсутствие гидродинамической связи между скважинами в очаге и процентное распределение закачиваемой воды, которое показывает, на какие добывающие скважины оказывается большее влияние.

Оценка распределения фильтрационных потоков по характеристикам пластов и коллекторов.

Для определения параметров, влияющих на распределение закачиваемой воды внутри коллектора, были сопоставлены характеристики пласта и скважин с результатами трассерных исследований по Гагаринскому и Опалихинскому месторождениям. Для исследования были использованы геологические характеристики пласта по данным РИГИС, показатели разработки по добывающим и нагнетательным скважинам, данные телеметрии скважин, результаты гидродинамических и трассерных исследований. Для учета изменчивости геологических параметров и трещиноватости по простиранию пласта были рассчитаны разности и градиенты ФЕС пласта между нагнетательной скважиной и добывающими скважинами в очаге.

На Опалихинском и Гагаринском месторождениях были применены статистические методы оценки: пошаговый многомерный регрессионный анализ для определения параметров влияющих на распределение потоков закачиваемой воды и степени их влияния, пошаговый линейный дискриминантный анализ для получения дискриминантной функции и определения наиболее значимых характеристик скважин для качественной классификации пар скважин с хорошей и плохой связью.

В ходе анализа фаменских отложений Гагаринского месторождения большую достоверность показал проведенный регрессионный анализ. В качестве зависимой переменной был выбран вынесенный процент индикатора по каждой скважине (FP), по отношению к суммарному выносу, после чего было получено регрессионное уравнение:

$$FP = 0,411Q_{ж} + 23,553 \omega_{тр} - 142 grad DK_{np} - 284,4 grad Dk_{расчл} + 14,6 K_{np} - 20,1$$

где, $Q_{ж}$ – дебит жидкости (м³/сут); $\omega_{тр}$ – емкость трещин (доля трещин) (д.ед.); $grad DK_{np}$ – градиент коэффициента проницаемости (мкм²/м); $grad Dk_{расчл}$ – градиент коэффициента расчлененности (д.ед/м); K_{np} – коэффициент проницаемости (мкм²).

$R^2 = 76,6$; достигаемый уровень значимости p по всем параметрам менее 0,05.

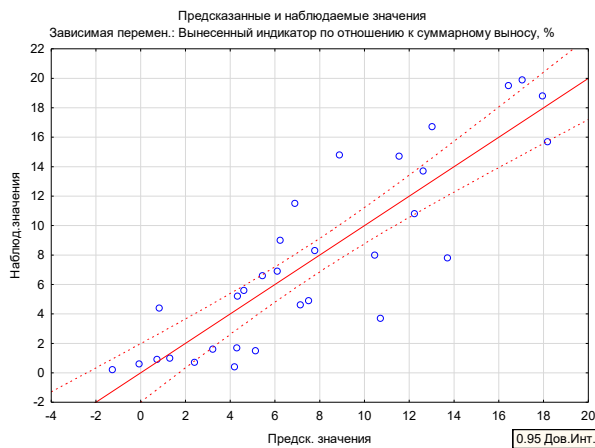


Рис. 1. График зависимости предсказанных и фактических значений распределения фильтрационных потоков

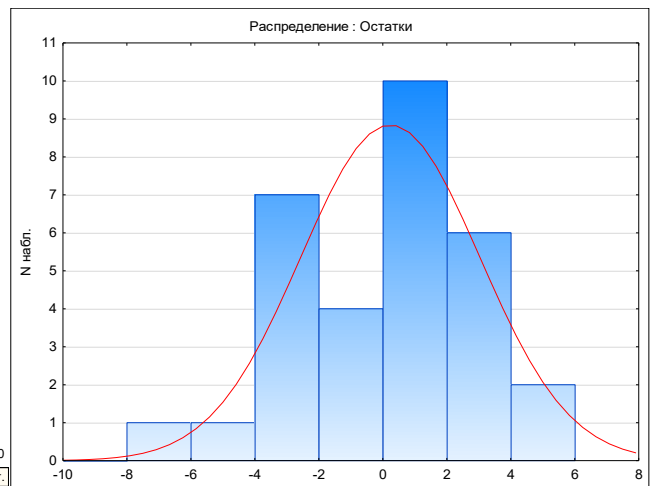


Рис. 2. Гистограмма распределения остатков от предсказанных и фактических значений

На графике сравнения предсказанных и наблюдаемых значений (рис.1) видно, что расчеты по большинству скважин соответствуют фактическим, наблюдаются единичные выбросы. По гистограмме распределения остатков видно, что наибольшее число наблюдений показывает отклонения на $\pm 2\%$ (рис.2). По графику сравнения предсказанных и фактических показателей и высокому значению критерия оценки качества регрессионной модели R^2 можно говорить о высокой степени достоверности регрессионной модели.

Для проверки полученных данных была проведена оценка с помощью пошагового линейного дискриминантного анализа.

Для оценки сообщаемости добывающих скважин и скважин ППД был предложен параметр dFP , характеризующий степень влияния нагнетательной скважины на добывающие в очаге, как разность между показателем распределения фильтрационных потоков в скважине (измеряемого в %) и средним значением этого показателя по очагу:

$$dFP = FP_i - \overline{FP}$$

,где FP_i – показатель распределения фильтрационных потоков в i скважине (%), \overline{FP} – среднее арифметическое значение распределения фильтрационных потоков в очаге.

По рассчитанному показателю dFP пары скважины были разделены на 2 класса: если $dFP < 0$, добывающая скважина имеет плохую взаимосвязь с нагнетательной скважиной в очаге и данная пара добывающая–нагнетательная скважина относится к классу «плохой гидродинамической связи» («ПС»), при $dFP > 0$ отмечается высокое влияние нагнетательной скважины на добывающую скважины и данная пара скважин относится к классу «хорошей гидродинамической связи» («ХС»).

В ходе работы все пары скважин были поделены на классы, после чего был применен пошаговый линейный дискриминантный анализ и получена дискриминантная функция:

$$Z = 6,77 - 0,12Q_{ж} - 4,43\omega_{mp} - 0,04b_{mp} + 17,03grad DKnp$$

$- 1.38733 D \omega mp + 96,27906 Grad Knop$
 Лямбда Уилкса:= 0,647, $\chi^2 = 25,035$, $p = 0,000137$, $R=0,60$

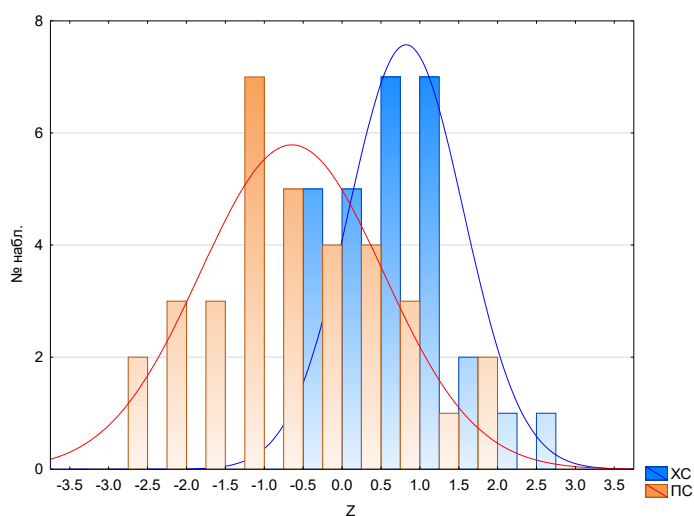


Рис. 4. Гистограмма корней дискриминантной функции объекта Т Опалихинского месторождения

По гистограмме (рис.4) можно отметить, что скважины категории ХС находятся преимущественно в зоне положительных значений параметра Z, а диапазон значений Z для категории ПС изменяется от -2.7 до 1.6, однако больше 70% наблюдений находится в зоне отрицательных значений.

Анализ значений Z показывает, что наибольшее влияние на распределение закачиваемой воды внутри пласта имеют показатели обводненности (W), забойного давления добывающей скважины ($P_{заб}$), накопленной добычи нефти ($Q_{н.н}$), разности параметра доли трещиноватости между нагнетательной и добывающей скважиной ($D \omega mp$), а также градиент коэффициента пористости ($Grad D Knop$).

Для определения граничного значения $Z_{гранич}$, позволяющего отделить класс ПС от ХС по дискриминантной функции, воспользуемся зависимостью апостериорной вероятности отнесения к группе ХС - $P(Z)$ от значений Z (рис.5).

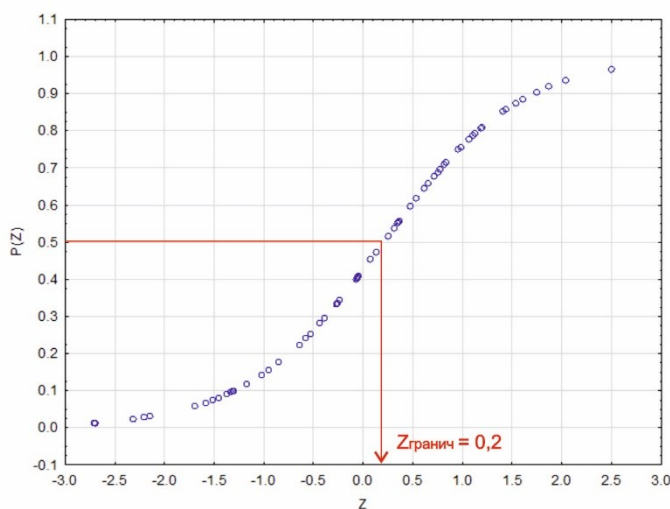


Рис. 5. Зависимость $P(Z)$ от Z по Центральной части объекта Т Опалихинского месторождения

По графику видно, что граничное значение $Z_{\text{гранич.}}$ для определения скважины в категорию с хорошей взаимосвязью равно 0,2. Скважины с значением Z меньше 0,2 будут отнесены в категорию «ПС».

Процент верной классификации пар скважин представлен в таблице 1:

Таблица 1. Результаты классификации по Центральному поднятию Опалихинского месторождения

Классы	% правильной классификации скважин	ХС	ПС
ХС	82.1	23	5
ПС	76.5	8	26
Всего	79.0	31	31

Прим: Строки: наблюдаемые классы Столбцы: предсказанные классы

Использование полученной дискриминантной функции обеспечивает процент правильного отнесения скважин к группе «ХС» 82,1%, для группы «ПС» – 76,5%. В общем процент правильного распределения в группах составил 79%.

Для проверки полученной модели, основанной на дискриминантной функции Z , были использованы данные трассерных исследований Западного поднятия исследуемого месторождения. Данные анализа по центральной части были использованы в качестве обучающей выборки.

Трассерные исследования на Западном поднятии турнейского объекта были проведены в октябре 2016 года и включали в себя очаги 2х нагнетательных скважин и 12 добывающих скважин в них, которые стали проверочной выборкой. Эти данные не использовались при проведении ПЛДА на предыдущем этапе получения функции Z .

Для скважин проверочной выборки были использованы и рассчитаны необходимые характеристики для применения модели прогноза класса взаимосвязи ХС и ПС: W , $P_{\text{зab.}}$, $Q_{\text{н.н.}}$, $D \omega_{\text{mp.}}$, $Grad Knop$.

По ранее полученной дискриминантной функции Z , построенной на обучающей выборке центральной части, был рассчитан показатель Z^* по проверочной выборке и используя граничное значение $Z=0,2$ определен класс для пары скважин в очаге. Используя результаты трассерных исследований Западного поднятия был рассчитан критерий dFP по которому была произведена фактическая классификация скважин. Затем производилось сопоставление прогнозных и фактических оценок гидродинамической связи.

Процент правильно распознаваемых категорий «ХС» и «ПС» по проверочной выборке Западного поднятия представлен в таблице 2.

Таблица 2. Результаты классификации для проверочной выборки Западного поднятия Опалихинского месторождения

Факт	% правильной классификации скважин	Прогноз	
		ХС	ПС
Проверочная выборка			
ХС	62.5	5	3
ПС	81.3	3	13
Всего	75.0	8	16

Прим: Строки: наблюдаемые классы Столбцы: предсказанные классы

Для очага заводнения скважины 1023 Западного поднятия процент правильного отнесения в группу ХС составил 66,7 % (2 из 3х скважин), в группу ПС – 88,9% (8 из 9 скважин). Для очага заводнения скважины 1016 правильно были выделены классы в 3 скважинах из 5 в группе ХС, что составило 60%, и 5 из 7 в группе ПС (71,4%). В целом процент правильной классификации для всех очагов составил 75%.

Верификация модели на проверочной выборке Западного поднятия показала хорошую прогностическую способность полученной модели прогноза взаимосвязи скважин. Таким образом, применяемый подход может быть применен для прогноза распределения фильтрационных потоков в залежи.

Оценка распределения фильтрационных потоков по показателям работы скважин.

Для разработки обобщенной модели прогноза гидродинамической взаимосвязи скважин по необходимо учесть широкий диапазон значений показателей разработки ($Q_{ж}$, $Q_{н}$, $Q_{в}$, $Q_{зак}$), который может отличаться на порядки для разных объектов разработки, в зависимости от времени их работы. Поэтому для нивелирования влияния таких различий предлагается использовать коэффициент корреляции Пирсона между ними.

Корреляционный анализ между основными показателями разработки скважин и данными трассерных исследований 3 месторождений, включающих 17 очагов из нагнетательной и окружающих реагирующих скважин, 167 пар скважин. Оценкой взаимосвязи выступал показатель распределения потоков фильтрации в паре скважин (r_{FP}), определенный по результатам трассерных исследований. Для каждой добывающей скважины в очаге был рассчитано значение r_{FP} , указывающее долю фильтрационного потока от среднего значения в очаге:

$$r_{FP} = FP_i / \overline{FP}$$

В случае, если $r_{FP} < 1$ д.ед., то доля потока в паре скважин в очаге меньше среднего значения (класс пар скважин с плохой гидродинамической связью «ПС»), если $r_{FP} > 1$, то доля потока в паре скважин в очаге больше среднего значения (класс пар скважин с улучшенной гидродинамической связью «ХС»).

В работе рассматривались коэффициенты корреляции между следующими показателями разработки в парах скважин: время работы (n_{pp} , мес.); приемистость нагнетательной скважины (эфф.) (pr_{iem} , м³/сут), скользящее среднее за 3 месяца (-1, 0, +1 месяц); дебит жидкости ($debit_zid$, м³/сут), скользящее среднее за 3 месяца (-1, 0, +1 месяц); дебит воды ($debit_water$, м³/сут), скользящее среднее за 3 месяца (-1, 0, +1 месяц); обводненность ($obvod$, %), скользящее среднее за 3 месяца (-1, 0, +1 месяц); водонефтяной фактор добывающей скважины (wor , д.ед.); та также производные по времени для этих показателей (d_XXXX).

$$d_XXXX = (Текущий - Предыдущий) / время$$

, где XXXX – обозначение производной, время = 1 месяц.

Коэффициенты корреляции (парной корреляции) рассчитывались по данным за период от 1 до 11 лет предшествующих окончанию трассерных исследований. Для исключения влияния выбросов (аномальных экстремальных значений) в расчете коэффициента корреляции производилась корректировка экстремальных значений сглаженных показателей разработки на 5% и 95% квантили.

Для оценки степени взаимосвязи скважин, рассчитывались значения линейной комбинации переменных (S) по значениям коэффициентов корреляции между показателями разработки добывающих и нагнетательных скважин:

$$S = k1*r1 + k2*r2 + k3*r3 + \dots + kn*rn$$

где $k1, k2, k3, \dots, kn$ – угловые коэффициенты принимающие только положительные значения, $r1, r2, r3, \dots, rn$ – рассматриваемые значений коэффициентов корреляции.

Для выбора оптимальной функции использовались значения t -критерия Стьюдента в классах «ПС» и «ХС» и коэффициента корреляции r между S и $\lg(rFP)$. В ходе вычислений были получены следующие функции S и S_{-} , обладающие наиболее высокими значениями t и $r_{S-\lg(rFP)}$. Наиболее высоки значения t и $r_{S-\lg(rFP)}$ характеризуют период равный 1 году, предшествовавшему трассерным исследованиям.

$$S = 1.226684*r_priem_d_debit_zid + 0.05351*r_priem_d_wor + 0.787735*r_obvod_d_debit_zid$$

$$(r_{S-\lg(rFP)} = 0.225, p=0.066; t=3.362, p=0.001)$$

По функции S – наиболее сильная гидродинамическая связь установлена при высоких положит значениях коэффициента корреляции между приемистостью нагнетательной скважины и производной дебита жидкости, приемистостью нагнетательной скважины и производной ВНФ, обводненностью и производной дебита жидкости.

$$S_{-} = 0.447792*r_npp_debit_water + 0.991694*debit_zid_d_debit_water + 0.47374*r_debit_zid_d_wor + 1.228459*r_priem_d_debit_zid + 1.832823*r_wor_d_debit_zid$$

$$(r_{S-\lg(rFP)} = 0.011, p=0.932; t=4.917, p<0.05)$$

По функции S_{-} – наиболее сильные различия в средних значениях для классов «ПС» и «ХС» установлены при высоких положительных значениях коэффициента корреляции между временем и дебитом воды, дебитом жидкости и производной дебита воды, дебитом жидкости и производной ВНФ, приемистостью и производной дебита жидкости, ВНФ и производной дебита жидкости.

Функция S – обладает максимальным статистически значимым значением $r_{S-\lg(rFP)}$, а S_{-} – максимальным статистически значимым значением t -критерия Стьюдента в классах «ПС» и «ХС».

Рассмотрение более длительных временных периодов (2-5 лет) (и использование коэффициентов корреляции для них), приводят к более низким значениям, что связано с более широким временным охватом и

значительно большему возможному изменению режимов работы скважин, что значительно перераспределяет фильтрационные потоки.

Корреляционное поле S и S_* представлены на рисунке 6.

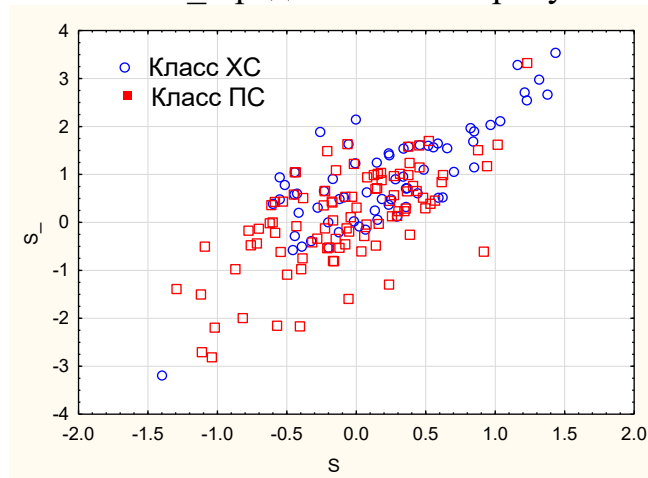


Рис. 6. Корреляционное поле S и S_*

Используя полученные значения S и S_* при помощи пошагового дискриминантного анализа получены следующая дискриминантная функция Z :

$$Z = 0.439455 - 0.984235 * S_* - 0.061324 * S,$$

Лямбда Уилкса: 0.871, доля верной классификации 67 %

Матрица качества классификации представлена в таблице 3.14.

Таблица 3. Матрица качества классификации

		Процент правильной классиф.	Прогноз	
			ХС	ПС
Факт	ХС	42.64706	29	39
	ПС	83.83839	16	83
	Всего	67.06586	45	122

Анализ коэффициентов корреляции в классах, позволяет утверждать, что взаимосвязи между показателями разработки в парах добывающих и нагнетательных скважин различны, а значения коэффициентов корреляции могут служить основой для классификации пар скважин по степени взаимосвязи. Использование функции S , S_* и дискриминантной функции Z позволяет оценивать вероятность отнесения к классу скважин с хорошей гидродинамической связью, используя самые общие зависимости в общей форме, без привязки к единицам измерения и привязки к числовому порядку основных показателей разработки.

Для сопоставления результатов двух способов оценки взаимосвязи скважин было построено корреляционное поле между значениями Z по свойствам пласта и показателям разработки и значениями Z по коэффициентам корреляции (рис.7).

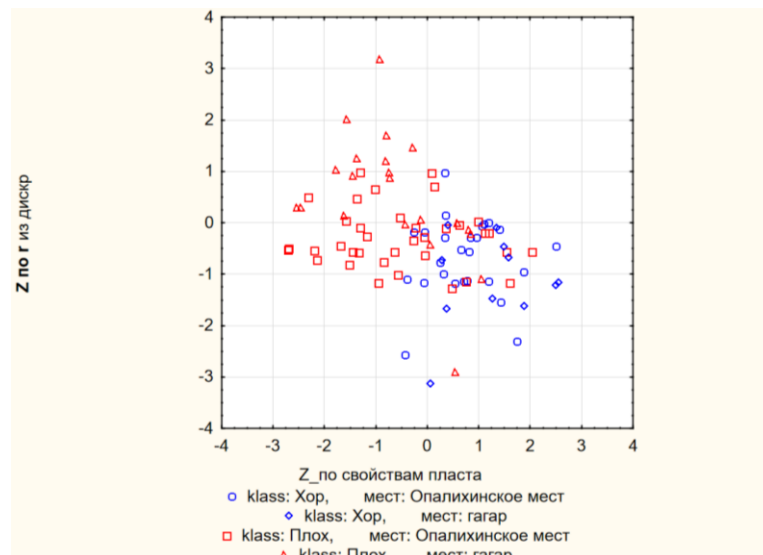


Рис. 7. Корреляционное поле между значениями Z по свойствам пласта и показателям разработки и значениями Z по коэффициентам корреляции

Все значения Z были приведены к единому виду, таким образом, что парам скважин в группе «ХС» соответствуют положительные значения Z по свойствам пласта и отрицательные значения Z по коэффициентам корреляции.

Коэффициент корреляции между значениями Z составляет $-0,38$ и является статистически значимым ($p \leq 0.05$). На корреляционном поле наблюдается хорошее группирование классов. Все это указывает на сходимость получаемых оценок взаимосвязи между добывающими и нагнетательными скважинами основанными на разном наборе показателей.

В четвертой главе представлен способ (метод), позволяющий учитывать влияние нагнетательных скважин на добывающие при геолого-гидродинамическом моделировании на основании полученных дискриминантных уравнений с помощью модификации куба проницаемости.

В геологической модели за основу для построения куба проницаемости используются петрофизические зависимости от открытой пористости, полученные на основании исследования керна. Данные показания проницаемости характеризуют лишь небольшой участок пласта в районе скважины, а также не учитывает трещиноватость, наличие каверн и крупных высокопроницаемых каналов. В процессе настройки и адаптации гидродинамической модели часто используется настройка на результаты ГДИ, которые в большей степени характеризуют межскважинное пространство и позволяют судить о проницаемости на большем участке пласта. Однако настройка проницаемости на результаты ГДИ ограничивается заданием проницаемости вокруг скважины в районе дренирования (100-200 м) и зачастую не позволяет в полной мере модифицировать межскважинное пространство.

Для модификации проницаемости межскважинного пространства и учета направлений фильтрационных потоков были использованы данные пошагового линейного дискриминантного анализа, основанного на результатах трассерных исследований. Итоговые коэффициенты

дискриминантной функции Z и $P(Z)$ позволят учитывать наличие взаимосвязи между нагнетательной скважиной и добывающими скважинами в очаге и степень взаимовлияния.

Для применения методики модификаций значений проницаемости в межскважинном пространстве была использована модель турнейского пласта Опалихинского месторождения. В качестве исходного куба проницаемости был применен куб из геологической модели с рассчитанной проницаемостью на основании ГИС.

Для геометризации фильтрационных потоков в межскважинном пространстве были использованы линии тока, от нагнетательной скважины до добывающих скважин, в каждом очаге. Каждой линии тока ставилось в соответствии значение Z и $P(Z)$ по дискриминантной функции Опалихинского месторождения. Затем для ячеек, в пределах линий тока, модифицировалось значение коэффициента проницаемости путем использования множителя.

Для перевода значений коэффициентов дискриминантной функции в множитель $K_{пр}$ была использована вероятностная зависимость $P(Z)$ от Z . Поскольку $P(Z)$ принимает значения от 0 до 1, то производилась модификация кривой $P(Z)$ к необходимым максимальным и минимальным значениям модифицирующего коэффициента для каждого очага (рис. 8,9).

Всего было рассмотрено 8 вариантов расчета, где модифицирующий коэффициент возрастал для максимальных Z на +10%, +20%, +30%, +40%, +50%, +60%, +70%, +80% от исходной проницаемости модели и убывал для минимальных Z на -10%, -20%, -30%, -40%, -50%, -60%, -70%, -80% соответственно. Исходная зависимость приведена на рисунке 7, зависимости значений модифицирующего коэффициента для всех вариантов приведены на рисунке 9.

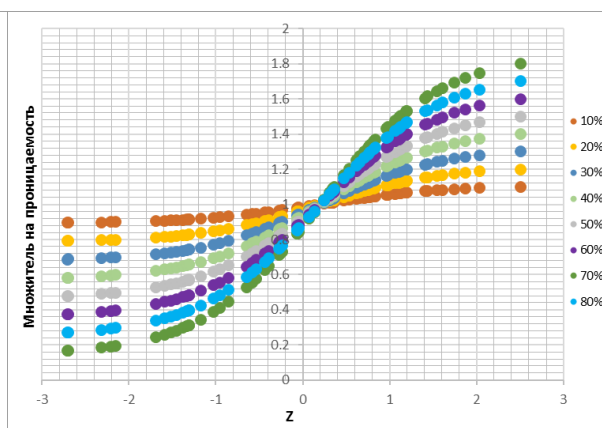
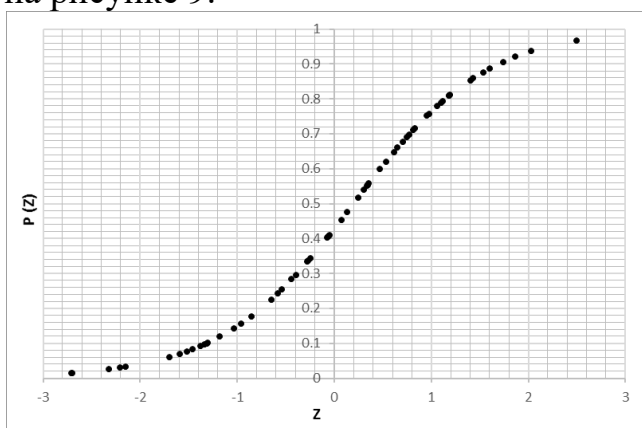


Рис. 8. Исходная зависимость $P(Z)$ от Z

Рис. 9. Кривая модифицированных коэффициентов

Таким образом значения модифицированных коэффициентов пропорциональны зависимости $P(Z)$ от Z и дают возможность задавать различный диапазон изменения значений при моделировании куба $K_{пр}$.

Расчет линий токов и модифицирующих коэффициентов осуществлялся для каждого очага и для каждого варианта расчетов. В каждом варианте, после построения линий тока, по каждому очагу

определялись модифицирующие коэффициенты для каждого очага. Значения этих кубов по всем рассматриваемым очагам осреднялись с получением куба множителя Кпр. Таким образом для каждой ячейки был рассчитан множитель Кпр, как среднее значение модифицирующих коэффициентов из разных очагов. Полученный куб множителей Кпр был умножен на исходный куб проницаемости, не модифицированный при адаптации, но настроенный на результаты ГДИ.

Для оценки эффективности предложенного метода был проведен анализ результатов воспроизведения истории разработки на геолого-технологической модели пласта, созданной стандартным способом согласно действующим регламентам и с учетом взаимовлияния скважин. В рамках работы был выбран сегмент модели, включающий в себя скважины, участвующие в трассерных исследованиях. Воспроизведение истории осуществлено одноитерационно без дополнительной детальной поскважинной настройки. Результаты настройки модели с различными модифицирующими коэффициентами на Кпр представлены на рисунке 10.

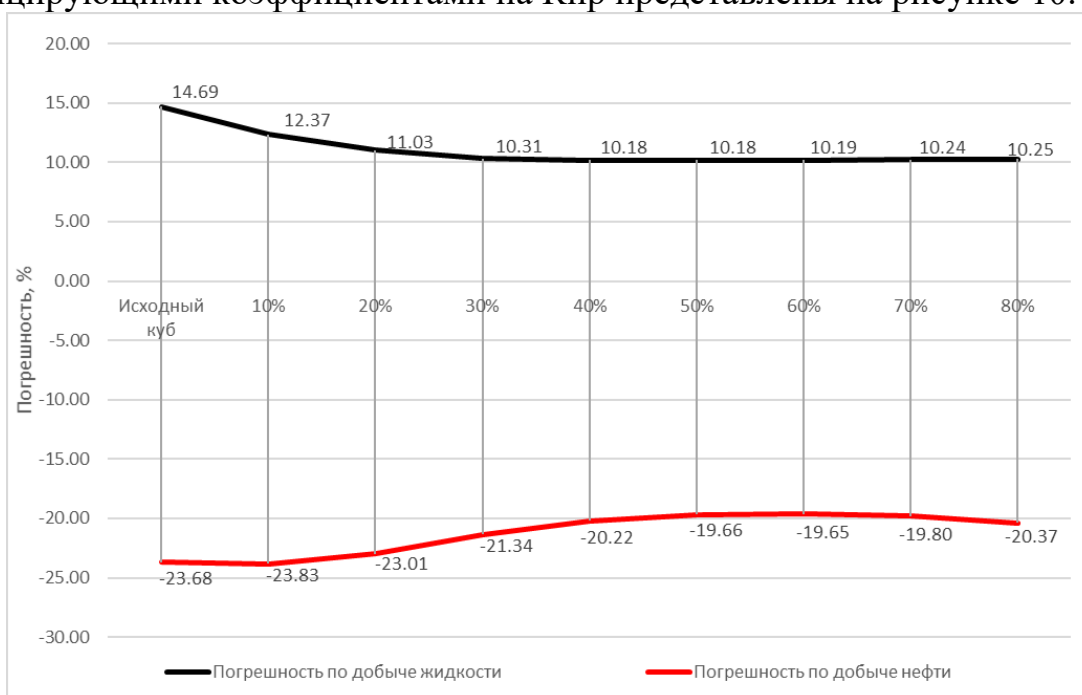


Рис. 10. Сравнение показателей погрешности ГДМ с различным коэффициентом модификации Кпр

Таким образом, более приближенные показатели к фактическим данным добычи жидкости и нефти показала гидродинамическая модель с изменением коэффициента проницаемости на $\pm 50\%$ (табл. 4).

Таблица 4. Сравнение результатов воспроизведения истории разработки

Метод создания гидродинамической модели	Модель	Показатель	Факт	Расчет	Погрешность, %
Исходный куб проницаемости	ГДМ1	Накопленная жидкости, тыс.м ³	1568.2	1337.7	14.7
Модифицированный куб проницаемости ($\pm 50\%$)	ГДМ2			1408.2	10.2
Исходный куб проницаемости	ГДМ1	Накопленная добыча нефти, тыс.т	687.8	850.8	-23.7
Модифицированный куб проницаемости ($\pm 50\%$)	ГДМ2			823.3	-19.7

В качестве примера рассмотрим изменение параметров работы скважины №438 в гидродинамической модели. На рисунке 11 видно, что в 2006 году по модифицированной модели ГДМ2 наблюдается большее отклонение по добыче жидкости, чем в исходной модели ГДМ1. В 2020 году ГДМ2 показывает лучшую сходимость с фактическими данными, по сравнению с ГДМ1. Показатель обводненности по ГДМ2 приблизился к фактической динамике.



Рис 11. Сравнение показателей работы скважины 438 Опалихинского месторождения

Таким образом использование модифицированного куба проницаемости с учетом направлений фильтрационных потоков позволило с более высокой точностью воспроизвести фактические технологические показатели разработки. Данная геолого-гидродинамическая модель может быть использована в дальнейшем в качестве основы для детальной поскважинной настройки.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Проведен анализ строения, геологической неоднородности и особенностей разработки фаменского пласта Гагаринского месторождения, турнейского пласта Опалихинского месторождения, верхнеюрских отложений Западно-Чатылькинского месторождения.

2. Проведен детальный анализ результатов трассерных исследований, проводившихся на изучаемых объектах разработки, определены взаимосвязи между геологическими параметрами, показателями разработки и данными трассерных исследований.

3. Установлена совокупность показателей, определяющих распределение закачиваемой воды в пределах объектов разработки в сложнопостроенных карбонатных коллекторах. На всех этапах анализа наиболее часто встречались дебит жидкости, характеристик трещиноватости и ряд показателей разработки. По коэффициентам корреляции между показателями разработки наиболее влияющим являются значения

коэффициентов корреляции, характеризующие период равный 1 году, предшествовавшему трассерным исследованиям.

4. При помощи различных методик статистического анализа построены многомерные математические модели (Z и $P(Z)$), позволяющие прогнозировать распределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины к добывающим.

5. Был предложен и реализован способ использования разработанных многомерных моделей прогноза распределения фильтрационных потоков при построении уточненной геолого-гидродинамической модели пласта, путем создания модифицированного объемного куба проницаемости, применение которого позволяет учитывать перераспределение закачиваемой воды, что повышает качество адаптации гидродинамической модели.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. **Лигинькова Я.С.** Исследование влияния геолого-промысловых характеристик Турнейского пласта на обводненность продукции скважин // Недропользование. – 2022. – Т.22, №1. – С.15–20. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.3 (Перечень ВАК, GeoRef).

2. **Лигинькова Я.С.** Разработка статистической модели прогноза наличия гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин и оценка его применимости // Недропользование. – 2022. – Т.22, №2. – С.58-64. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.2 (Перечень ВАК, GeoRef)

3. Ингибиторная защита установок электроцентробежных насосов в условиях, осложненных отложениями солей и коррозией / Д. И. Шишляников, В. Ю. Зверев, **Я. С. Лигинькова** // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. - 2018. - № 1. - С. 90-98., DOI: 10.21440/0536-1028-2018-1-90-98 (Перечень ВАК, GeoRef)

4. **Лигинькова Я.С.** Исследование процесса заводнения залежей нефти в карбонатных коллекторах (на примере двух месторождений Пермского края) // ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 2020. – С. 208-209.

5. **Лигинькова Я.С.** Исследование особенностей заводнения залежей нефти в карбонатных коллекторах (на примере Гагаринского и Опалихинского месторождений) // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2019. – Т. 1. – С. 43-45.

6. **Лигинькова Я.С.** Определение взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин в карбонатных коллекторах сложного типа с использованием статистических моделей // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. – Т. 1. – С. 73-78.